

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
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 XV Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 110-летию
со дня основания горно-геологического образования в Сибири*

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78

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. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 807 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, геотектонических систем в геологии, разработки нефтяных и газовых месторождений, переработки углеводородного 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 XV 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. Рассказов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 5 – С.Л. Шварцев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 6 – Л.Я. Ерофеев, профессор, д.г.-м.н.
Секция 7 – Н.М. Недоливко, доцент, к.г.-м.н.
Секция 8 – Ю.С. Ананьев, доцент, к.г.-м.н.
Секция 9 – В.К. Попов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 10 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 11(подсекция 1) – А.В. Кравцов, профессор, д.т.н.
Секция 11 (подсекция 2) – В.И. Ерофеев, профессор, д.ф.-м.н.
Секция 12 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 13 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 14 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 15 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 16 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 17 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 18 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 19 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 20 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Технический редактор – А.В. Жилин, ассистент
О.Г. Токаренко, ст. преп., к.г.-м.н.

ISBN 978-5-98298-569-9

© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2011
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2011

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF NATURAL RESOURCES

SPE TOMSK STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Tom II

*Proceedings of the 15th 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*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2011

UDC 504(063)
BBC 20.1.10
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** proceedings of the 15th 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 II; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2011. – 807 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 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 15th 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. Rasskasov, Professor
Panel 5 – S.L. Shvartzev, Professor
Panel 6 – L.Ya. Yerofeyev, Professor
Panel 7 – N.M. Nedolivko, Associate Professor
Panel 8 – Y.S. Ananov, Associate Professor
Panel 9 – V.K. Popov, Professor
Panel 10 – A.T. Roslyak, Professor
Panel 11 (1) – A.V. Kravtsov, Professor
Panel 11 (2) – V.I. Yerofeyev, Professor
Panel 12 – V.D. Yevseyev, Professor
Panel 13 – S.Y. Ryabchikov, Professor
Panel 14 – V.G. Krets, Associate Professor
Panel 15 – A.V. Rudachenko, Associate Professor
Panel 16 – V.G. Lukyanov, Professor
Panel 17 – L.P. Rikhvanov, Professor
Panel 18 – V.I. Vereshagin, Professor
Panel 19 – G.Yu. Boyarko, Professor
Panel 20 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor
Technical editor – A.V. Zhilin, Assistant
O.G. Tokarenko, Senior Teacher

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2011
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2011

ПРЕДИСЛОВИЕ

4 – 8 апреля 2011 г. в Национальном исследовательском Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Пятнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири.

Организация и проведение Пятнадцатого 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 ТТИ) 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 350 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 150 – докторами и более 800 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 15 кафедр; два инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 2 учебно-научно-производственных Центра («Вода», «Геоцентр»); аналитический центр; учебно-методический центр языковой подготовки; центр учебных геологических практик в Хакасии; 3 музея: минералогический, палеонтологический, кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. В ИПР работают более 412 преподавателей, среди которых 3 – академики РАН, 10 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 69 докторов и 203 кандидата наук. Институт ведет подготовку кандидатов и докторов наук по 32 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 Пятнадцатого Международного симпозиума было заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 878 докладов 970 авторов, среди которых 343 иногородних из 45 городов России и 42 зарубежных участника. Всего на симпозиуме выступили с докладами 590 студентов, 180 аспирантов, 60 молодых научных сотрудников, 20 инженеров, 10 молодых преподавателей, 3 школьника. За 4 дня работы симпозиума в нем приняли участие 1800 человек.

Участники симпозиума представляли 48 вузов и НИИ. Представителями вузов было сделано 780 докладов, представителями Российской академии наук и ее филиалов – 36 докладов, представителями Национальных академий наук СНГ – 8 докладов, представителями отраслевых НИИ – 34 доклада, представителями производственных организаций – 14, школ, лицеев – 3. 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 8 участников из Индии, Германии, Венгрии, Чехии, Вьетнама, Китая, США, Франции.

В день открытия XV Международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы три интересные выставки: 1. «Исторические материалы к 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири. 2. «Научные достижения геологов-политехников». 3. «Традиции и научные достижения студентов ИПР с 1901 г. по 2011 г.» 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, Нерюнгри, 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, Екатеринбурга 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, Новочеркас-

ска, 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, г. Самарканд), 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. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепропетровск, Донецк и др.), Киргизии (г. Бишкек). 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, Университета энергии и нефти (г. Дехрадун, Индия), 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), 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 Днепропетровского национального университета (г. Днепропетровск, 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), Рудненского индустриального института (г. Рудный, 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, Бурятского государственного университета (г. Улан-Удэ), Донецкого Национального технического университета (г. Донецк, Украина), Научно-исследовательского центра ZAD «FOLDGAZ 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 (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 (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), Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Фрайбергской горной академии (г. Фрайберг, Германия), Белорусского научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Минск), 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 Superieure des Techniques Avancees (Paris Tech, Франция), 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), Сахалинского государ-

ственного университета (г. Южносахалинск), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья (г. Красноярск), Ивано-Франковского института нефти и газа (Украина), 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), 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 20 секциям. 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 сырья, геоинформационных систем в геологии, нефтегазопромышленного оборудования, технике и технологии разведки месторождений твердых полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеологии, 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.

XV Международный симпозиум традиционно открыл проректор-директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, профессор А.К. Мазуров. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступили ведущие ученые, профессора, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 20-ти 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 XV Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2011 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 аспиранта В.Ю. Павловой (Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН) «Расчленение разрыва пемзовых отложений Мутновского вулкана (Камчатка) с использованием георадиолокации», в котором представлены результаты георадиолокационного изучения вулканических отложений, представляющих интерес в качестве строительного материала. Выявлены закономерности залегания пород и на основании петрографических исследований проведено расчленение разреза с выделением литологических разновидностей. Интересен также доклад студента Института природных ресурсов ТПУ Ф.А. Буркова «Исследование связи геофизической характеристики отражающего горизонта Па с продуктивностью верхнеюрского нефтегазового комплекса», в котором представлены результаты исследований по Крапивинскому нефтяному месторождению. Выявлена корреляционная связь между количественными геофизическими характеристиками разреза и нефтепродуктивностью пластов верхнеюрского нефтегазового комплекса, подтверждающаяся также сейсмическими данными. Интерес представляют и другие доклады.

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрозондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, 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, фотолюминесцентный 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 эфельных отходов с целью прогноза возможности их использования в целях переработки на извлечение минералов платиновой группы, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений, Ag-метод для определения абсолютного возраста отложений и метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов микротермометрический метод с использованием микрокриотермостолка 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. Большой интерес вызвал доклад магистрантов ТПУ Ф.С. Прокопьева и А.И. Бушманова «Космоструктурная позиция полиметаллических месторождений Рудного Алтая», посвященный изучению кольцевых структур и линейментов Рудного Алтая при помощи данных дистанционного зондирования с целью выявления космоструктурных критериев размещения оруденения. В работе приведены результаты обработки данных дистанционного зондирования. Авторами были получены новые данные и выявлены факторы рудоконтроля российской части Рудного Алтая. Авторами установлено, что наиболее информативным для выявления линейментов и разломов являются данные спутниковой системы Landsat, для выявления кольцевых структур подходят как Landsat, так и Modis (для разных уровней генерации). Установлено, что существует закономерность размещения кольцевых структур относительно разрывных нарушений, выявлена их приуроченность к разломам и трассирование кольцевыми структурами разломов, что связано с зонами глубинной магматической активности, вдоль которых располагаются разрывные нарушения. Молодыми учеными установлено, что подавляющее большинство всех полиметаллических месторождений тяготеют к сопряжению разрывных нарушений СЗ, СВ и широтного направлений, и оруденения чаще тяготеют к кольцевым образованиям малого диаметра, которые в свою очередь располагаются в структурах более крупного размера. Интересен также доклад студентов ТПУ В.В. Анищева и М.М. Труфанова «Особенности химического состава и микротвердости зонального граната вольфрамоносных скарнов Карышской группы месторождения». Авторам удалось выявить отличные значения микротвердости у гранатов различного состава, что позволяет использовать этот признак как типоморфный для определения состава минерального вида с целью его диагностики. Студентам Е.Д. Лебедевой и В.А. Силкиной (Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск) по результатам рентгено-флуоресцентного анализа удалось сделать интересную минералогическую находку минерала отенита. Научную новизну и немалый интерес несут и многие другие доклады на 2 и 3 секциях.

При гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях были применены методы и методики гидродинамического и гидрогеохимического моделирования, основанные на использовании компьютерных тех-

нологий, 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 квалитетический метод при оценке климато-курортологического потенциала, 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) и др. Научную и практическую значимость, в частности, представляет доклад А.Е. Бабкиной, аспиранта Санкт-Петербургского государственного университета «Экзогеодинамические процессы береговой линии Баренцева моря в районе поселка Терiberка – главные факторы, определяющие ее инженерно-геологические условия». В докладе охарактеризованы природные и техногенные факторы, определяющие условия освоения береговой линии Баренцева моря в связи с освоением соседнего крупнейшего Штокманского нефтяного месторождения. Автором дана оценка инженерно-геологических условий площадок, на которых будут сооружаться основные запроектированные объекты. Научную новизну несет доклад магистранта Института природных ресурсов ТПУ А.А. Лимаревой по теме: «Методика прогнозирования зоны влияния водозабора подземных вод Секисовского горнорудного предприятия (Республика Казахстан) с целью оптимизации программы мониторинга водных объектов». Для оценки границ и оптимизации программы технологического мониторинга водных объектов, находящихся в зоне влияния водозабора, автором использована новая морфоструктурно-гидрогеологическая методика картографирования естественной структуры фильтрационных потоков. Построена детальная прогнозная карта гидрозогипс участка водозабора при наличии только одной скважины с топопривязкой устья и уровня подземных вод. Карта позволила оценить граничные условия депрессионной воронки водозабора, наметить новую сеть наблюдательных пунктов и обосновать особенности методики технологического мониторинга. Результаты выполненной работы переданы Секисовскому горнорудному предприятию. Научный интерес представляет также работа студента ИПР ТПУ К.Ю. Балтрушайтите «Гидрохимические условия АВ1 горизонта Советского нефтяного месторождения». В процессе разработки нефтяных месторождений происходит существенное изменение первичной гидрогеохимической обстановки, приводящее нередко к активному проявлению негативных техногенных геохимических процессов. Автором изучены изменения гидрогеохимических условий в пластовых водах и установлены следующие факторы, влияющие на техногенные изменения вод: закачка вод, отличных по составу от пластовых в нефтяные пласты, объем и состав технологических растворов, наложенные вторичные геохимические процессы, перераспределение солей внутри залежи, появление новых геохимических барьеров и т.д. В связи с вышесказанным анализ современной ситуации является актуальным. В статье рассматриваются подземные воды Советского нефтяного месторождения (Томская область). Основное внимание уделено особенностям гидрогеологических условий и закономерностей техногенного изменения химического состава подземных вод месторождения, их взаимодействию с породами, вторичному техногенному минералообразованию. 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. В исследованиях молодых ученых и студентов широко используются информационные технологии и статистические модели поведения коллекторов нефтяных и газовых месторождений, термобарических и геохимических 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 молодых 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 (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых). В данном направлении интерес представляет доклад аспиранта Ф.Р. Губаевой (Санкт-Петербургский государственный горный институт (университет)) «Условия формирования продуктивного пласта БВ-8 Повховского месторождения», в котором автор на основе тщательного анализа проведенных в районе исследований и детального анализа ядра скважин установила локальные закономерности строения песчаных тел продуктивного уровня, выполнила детальную корреляцию разрезов, составленных по ядру скважин с применением данных ГИС и сейсмопрофилирования, обосновала седиментологическую модель, базирующуюся на обширном фактическом материале. Выделенные ее литолого-генетические типы слоев и установленная слоевая последовательность в разрезе пласта БВ-8 Повховского месторождения позволили впервые для территории исследования установить трансгрессивно-регрессивные циклы осадконакопления. Научный и практический интерес представляет доклад студента ИПР ТПУ К.А. Среднякова «Космоструктуры и нефтегазоносность Краснотеннинского свода Ханты-Мансийского автономного округа», в котором автором по результатам дешифрирования космических снимков и сопоставления

их с тектоническими и структурными картами Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения выявлены новые региональные и локальные тектонические нарушения и кольцевые структуры, для последних им установлена приуроченность к основным глубинным тектоническим разломам. В докладе студента ИПР ТПУ Л.К. Кудряшовой «Неантиклинальные ловушки типа «вреза» ранне-среднеюрского возраста – новые перспективные объекты для поиска залежей углеводородов на территории Томской области» предпринята попытка обоснования перспектив нефтегазоносности неантиклинальных ловушек типа «вреза», осложняющих склоны структур первого порядка. На основе сейсмических материалов маршрутных профилей, обработанных по программам РЕАПАК, показано, что Приколтогорская площадь является опытным сейсмическим полигоном по разработке методик поиска неантиклинальных ловушек с помощью комплексирования данных сейсморазведки и бурения. 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, PipSim; 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. 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; 6) 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 ультрамикрорегерогенных и микрорегерогенных 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. Интересен доклад С.В. Кудашева, студента филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск), в котором установлено, что сброс пластовых вод непосредственно на кустовых площадках – это наиболее эффективная мера по обеспечению надёжности и экономичности всей системы промыслового сбора. При этом решается задача наиболее полной выработки нефтяных месторождений. Продукция скважин, имеющих высокую обводнённость 80 % и более, высокую естественную температуру 30-40 оС и невысокое содержание механических примесей до 20 мг/л, может непосредственно закачиваться в пласт через бездействующие обводнившиеся скважины для поддержания пластового давления. Это позволяет осуществлять эффективное разделение с высокой степенью на фазы без дополнительного нагрева продукции и с уже имеющимся объёмом (бездействующие обводнившиеся скважины) отстойного оборудования. В работе рассматриваются вопросы, связанные с сокращением материальных затрат на добычу воды для системы поддержания пластового давления, на сбор и подготовку продукции высокообводнённых скважин при одновременном увеличении нефтеотдачи пласта. Научное и прикладное значение имеет работа Г.А. Еремяна, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета, в котором автором приведены результаты исследований гранулометрического состава осадочных горных пород, позволяющие установить последовательность смены палеогидродинамических уровней среды седиментации в пространстве, провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить ёмкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов, идентифицировать их по типу залежи. Студентом проведены работы по созданию аппаратно-программного комплекса анализа гранулометрического состава горных пород на основе слоевой седиментации частиц и методов разрушения консолидированных образцов с сохранением палеоструктуры. Разработана методика анализа гранулометрического состава на основе седиментации анализируемых частиц из стартового слоя, а также методики корреляции результатов микроскопического, ситового и седиментационного анализа гранулометрического состава. Дополнительно к штатному программному обеспечению «Image Score S» разработана методика обработки результатов микроскопического анализа в среде MS Excel, обеспечивающая требуемые представительность и точность анализа. Интересны и многие другие научные разработки молодых ученых по данному направлению.

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 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 Мюнстерского университета, определения абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений и т.д. В частности, интерес представляет одна из лучших работ – работа М.Н. Шальхяевой, младшего научного сотрудника ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» «Использование результатов литолого-петрографических и люминесцентно-битуминологических исследований отложений венды восточной Сибири для оценки нефтегазоносности», в которой автор доказал, что применение люминесцентной микроскопии позволяет оценить нефтегазоносность и выделить зоны нефтегазоаккумуляции, а также оценить качество покрышек. Интересен доклад студента ТПУ А.А. Журавлева «Конвекция минерализованных потоков - неперенное условие образования принципиально разной литосферы (на примере юго-западной окраины Сибирской плиты)». Интересны и другие доклады.

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 ком-

плексом. 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. 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. Так, наиболее интересный доклад сделан инженером Пермского государственного технического университета А.В. Анисимовой под руководством профессора Г.М. Толкачёва посвящён весьма актуальной проблеме при креплении скважин цементруемыми обсадными колоннами – поглощению тампонажных растворов в интервалах аномально низких пластовых давлений и зонах катастрофического поглощения. Ей были найдены тампонажные композиции на основе магнезиальных цементов с полимерными волокнами, которые решают проблему поглощения тампонажного раствора при исключении обычного при этом роста гидродинамических потерь давления при цементировании. Интересен доклад студента Национального исследовательского Томского политехнического университета К.В. Бузанова, который подробно рассмотрел опыт применения различных ингибиторов набухания глин, их достоинства и недостатки. Предложил пути совершенствования ингибированных буровых растворов. Вопросам крепления скважин был посвящён доклад директора ООО «Интек-Сервис» А.В. Пахарева на тему «Решение проблем крепления скважин на месторождениях Томской области за счёт облегчённых тампонажных растворов». Он предложил облегчать тампонажные растворы высококремнистыми стеклянными микросферами, которые имеют высокую прочность и не разрушаются при цементировании даже очень глубоких скважин. Доклад, посвящённый результатам исследования влияния технологических факторов на генерацию электрических токов на забое скважины, представили аспиранты Национального исследовательского Томского политехнического университета А.В. Епихин и А.В. Ковалёв. Ими были найдены экспериментальные зависимости величины токов от осевой нагрузки на долото при использовании долот различного типа на стендовой буровой установке. Интересные, содержательные доклады представили самые молодые докладчики, студенты 3-го курса Национального исследовательского Томского политехнического университета К.В. Бузанов и А.В. Байбулатов. Их доклады были посвящены анализу применения ингибиторов набухания глин в буровых растворах и забойных двигателей при бурении скважин с горизонтальным участком ствола. Интересен стендовый доклад аспиранта Санкт-Петербургского государственного горного института им. Плеханова Р.Р. Зарипова, посвящённый описанию разработанного им и его научным руководителем устройства для искривления ствола скважины, отличающимся отсутствием промежуточных звеньев между ним и буровым долотом. Студент Р.Р. Сурмашев из Казанского государственного университета им. В.И. Ульянова-Ленина представил в своём докладе результаты анализа влияния нижнепермских флюидов на выбор конструкции скважин для Ромашкинского месторождения и предложил оптимальную конструкцию скважины для этих условий. Одним из лучших докладов был доклад, сделанный студентами Томского политехнического университета С.В. Щацем и В.В. Павловым, в котором были приведены результаты теоретических и лабораторных исследований авторов, выполненных в лабораторных условиях Томского политехнического университета. На основании этих исследований им удалось разработать методику расчета специальных буровых снарядов и способов добычи урана методом выщелачивания. Интересны и многие другие доклады в данном научном направлении.

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 Д.В. Федина, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета на тему «Повышение эксплуатационной надежности промысловых нефтесборных трубопроводов». В докладе рассмотрены способы решения проблемы борьбы с коррозионными повреждениями промысловых трубопроводов с помощью применения технологии внутритрубной очистки и ингибирования. Автором предложен разработанный им новый метод подачи ингибитора и представлена принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора. Интересен доклад Е.Ю. Ковалевой, инженера ООО «НК «Роснефть» - Научно-технический Центр», доклад на тему «Определение оптимального расположения объекта подготовки и транспорта нефти». В докладе был представлен разработанный автором программный модуль, позволяющий найти координату точки расположения объекта подготовки и транспорта нефти, которая дает наименьшие энергетические затраты на транспортировку нефти от всех объектов нефтедобычи, например, от отдельных скважин и от кустов скважин. В работах И.В. Гришичева и И.В. Марченко, студентов ИПР ТПУ была представлена программа расчета допускаемых напряжений элементов сосудов и аппара-

тов, работающих в коррозионно-активных средах, содержащих сероводород с применением программного продукта Mathcad для облегчения расчетов инженерам, работающим с нормативными документами и производящими прочностные расчеты. Работа передана на производство. Интерес представляют и другие работы молодых исследователей.

По направлению «Машины и оборудование трубопроводного транспорта нефти и газа» 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, 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 Simklent (К.В. Карнеев, магистрант ИПР ТПУ). В работе В.Н. Карповича, магистранта Томского политехнического университета, рассматривается возможность применения машин Стирлинга для предотвращения потерь легких фракций углеводородов от испарения при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах. Одним из лучших докладов, несущих научную новизну, является доклад магистранта ТПУ Р.А. Альгинова «Исследование реламинаризации течений в трубопроводах». Автором в работе тщательно проработан вопрос моделирования физических эффектов ламинаризации в условиях тепловой и пространственной деформации турбулентного потока рабочей среды в осесимметричных каналах. Интересен доклад студента ТПУ К.В. Карнеева, в котором он предлагает новое решение вопроса повышения надежности сварных соединений резервуаров для хранения нефти. Одним из интересных докладов признан доклад магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета А.Ф. Бархатова «Создание средств повышения эффективности диагностики и контроля электрохимической защиты магистральных трубопроводов». В его работе отмечается что, в системах противокоррозионной защиты трубопроводов предлагается использовать новые методы измерений и принципы построения датчиков для определения коррозионной активности грунта, основанные на использовании потенциодинамических процессов. В отличие от известных датчиков, это позволит обеспечить экспрессность и мобильность измерений, в несколько раз увеличить срок службы электродов сравнения для определения коррозионной активности грунта и расширить перечень контролируемых факторов влияющих на коррозию. Датчики коррозионной активности грунта позволят определить оптимальный потенциал катодной защиты с учетом рельефа местности, заболоченности, загрязненности коррозионно-активными элементами и сезонности. Научная новизна предложенной автором методики определения коррозионной активности грунта основана на разделении измеряемых величин тока или потенциала на временную, стационарную и случайную составляющих, что позволяет определять удельное сопротивление грунта, pH и количественное содержание веществ и ионов (хлорид, кислорода, трехвалентного железа и других), способствующих коррозии. На основании этого даются рекомендации для прокладки трассы магистрального трубопровода для транспорта газа и нефти и оптимизации режимов катодной защиты. В работе студента ИПР ТПУ М.Х. Салахутдинова новым в решении вопроса повышения надежности и усталостной долговечности трубопроводов для барообработки высоковязких нефтей представляется попытка моделирования напряженно-деформированного состояния данного трубопровода с помощью пакета конечно-элементного анализа ANSYS®. Неожиданная и интересная идея была предложена студентом ИПР ТПУ Н.С. Стригиным - возможность и целесообразность применения дирижаблей в качестве транспортного средства для доставки попутного нефтяного газа крупным газопотребителям. Предложенная автором идея аргументирована им, рассчитана и возможность ее доказана. Научное и практическое значение имеют и другие доклады.

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 на секции отмечен доклад Е.А.

Портяной, студента Пермского государственного технического университета на тему «Определение прочностных и деформационных свойств соляных пород при сжатии на образцах различного размера», в котором представлены и определены прочностные и деформационные свойства при сжатии образцов соляных пород (красный и полосчатый сильвинит) различных размеров. Испытания проводились автором на оборудовании, обеспечивающем жесткий режим нагружения и автоматическую запись в память компьютера. Определение физико-механических свойств соляных пород осуществлялось в соответствии с действующими стандартами и методиками. Для сопоставления результатов испытаний было произведено нормирование всех рассматриваемых параметров по сравнительной методике. Интересная конструкторская разработка была представлена в работе молодых докторов ТПУ А.В. Шадринной и А.Л. Саруева «Эффективность разрушения гранита ударными импульсами, передаваемыми по колонне бурильных труб длиной 50 метров». Интересен доклад аспиранта В.Ю. Тимофеева (Юргинский технологический институт) «Создание нового подхода к проблемам формирования подземного пространства с использованием нового проходческого комплекса». Интересны разработки авторов – научного сотрудника Е.В. Денисова, аспирантов С.Ю. Гаврилова, А.П. Хмелинина (Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск) – устройство для измерения дальности до инструмента для формирования горизонтальных скважин. Научный и практический интерес представляют и другие доклады.

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 и др. В работе молодых ученых 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 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 изменения 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. Научный и практический интерес по данному направлению, в частности, представляет собой доклад Б.Р. Соктоева, студента Института природных ресурсов Томского политехнического университета по теме «Геохимические особенности солевых отложений питьевых вод Прибайкальского региона», в котором представлены новые данные об уровнях накопления радиоактивных, редких, редкоземельных, благородных элементов и тяжелых металлов в напиви питьевых вод, используемых населением г. Закаменска, являющегося зоной экологического бедствия. Показано, что напиви является хорошим индикатором состояния питьевых вод. Научный и практический интерес имеют доклады Л.А. Петровой, магистранта Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета по теме «Геохимические особенности почв г. Усть-Каменогорска» и доклад Ш.Ж. Усеновой, студента Павлодарского государственного педагогического института (Казахстан) «Оценка содержания тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах студентов из г. Павлодара и Павлодарской области». Много и других интересных и злободневных докладов по экологическому 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 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. Одним из лучших докладов является доклад аспиранта А.С. Медведева (Томский политехнический университет), студента И.С. Хомякова (Томский государственный университет), М.В. Ерофеева, научного сотрудника (Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск) «Исследование влияния активации цеолитных катализаторов плазмохимической обработкой на выход и селективность высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата», в котором приведены результаты исследований влияния активации наноструктурированных цеолитных катализаторов плазмохимической обработкой на выход и селективность образования высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата. Обработка цеолитного катализатора осуществлялась низкотемпературной плазмой разряда, возбуждаемого высоковольтным генератором наносекундных импульсов РАДАН-220, плотность УФ-излучения в области длин волн 200-400 нм составляла 0,3 мкДж/см². При плазмохимической обработке варьировалось количество импульсов: 10, 40, 60, 120. На основе проведенных исследований установлено, что при плазмохимической обработке наноструктурированного цеолитного катализатора, по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов на цеолитном катализаторе без плазмохимической обработки, наблюдается повышение выхода ароматических углеводородов на 1,5-2,5 % и увеличение октанового числа получаемых высокооктановых бензинов на 0,5-1,5 пункта. Максимальный эффект наблюдается при плазмохимической обработке цеолитного катализатора 120 импульсами. Интересен доклад Е.Ю. Беляевой, ведущего инженера-технолога исследовательского отдела Службы контроля и качества продукции ЗАО «Сибур-Химпром» на тему «Изучение процесса окисления 2-этилгексаналя до 2-этилгексановой кислоты». В докладе представлены результаты экспериментального исследования процесса получения 2-этилгексановой кислоты – сырья для производства сиккативов, растворителей, оловоорганических соединений, в процессе получения солей металлов, служащих катализаторами в производстве пластификаторов. Проведенные исследования позволили оценить влияние различных параметров технологического режима на процесс окисления 2-этилгексаналя до 2-этилгексановой кислоты. Также был исследован ряд катализаторов и выявлено, что большую каталитическую активность проявили катализаторы платиновой группы. В студенческом докладе Е.А. Кустовой, Т.В. Синявиной (Томский политехнический университет) «Использование комплексов тетраоксида титана с винильными мономерами в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол» отмечается, что наличие функциональных групп в полимерах позволяет проводить химическую модификацию, структурирование и другие аналогичные превращения с целью получения продуктов с заданным комплексом свойств. В работе проведены исследования полимеризации мономеров фракции С9 жидких продуктов пиролиза под действием комплекса тетраоксид титана – полярный сомономер. В качестве полярных сомономеров использовались бутилметакрилат и акрилонитрил. Проведенные исследования показали, что полимеризация мономеров фракции С9 под действием комплексов тетраоксида титана с полярными сомономерами бутилметакрилатом и акрилонитрилом приводит к получению модифицированных смол, покрытия на основе которых обладают улучшенной адгезионной стойкостью. Интересен доклад студента Института природных ресурсов Томского политехнического университета К.В. Деринной на тему «Исследование технологических режимов и оптимизация реакционно-ректификационного процесса синтеза метил-трет-бутилового эфира». В докладе представлены результаты построения математической модели реакционно-ректификационного процесса синтеза метил-трет-бутилового эфира. На модели было проведено исследование влияния технологических параметров процесса, таких как паровое и флегмовое числа, а также состав питания колонны на выход и состав продукта. Полученные в итоге результаты позволили определить оптимальные значения технологических параметров, соответствующие прежде всего максимальному содержанию метил трет-бутилового эфира в потоке кубового остатка. Полученная модель может являться основой для дальнейшего динамического анализа процесса синтеза высокооктановых добавок посредством реакционной ректификации. Научный и практический интерес представляют и другие доклады.

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, инверсионная вольтамперометрия и др. Молодыми учеными 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. Интересны и другие доклады студентов и молодых ученых по данному направлению, в частности, доклад магистранта ТПУ А.П. Новоселова «Исследование влияния добавок на процессы гидратации и твердения цемента» и доклад магистранта ТПУ Л.Г. Княевой «Пористые керамические материалы на основе вермикулита». Интересны и многие другие работы по данному направлению.

В секции «Землеустройство. Наука и практика» доклады выполнены студентами и молодыми учеными на высоком современном уровне. Актуальность 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. Представлены 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. Наиболее интересным докладом является доклад студента ИПР ТПУ Ю.В. Вакарь на тему «Образование на поверхности Земли зон антропогенеза вследствие литосферно-атмосферно-космических процессов». В докладе рассмотрены области выхода на поверхность Земли электромагнитных систем (плазменные объекты с замкнутыми электрическими и магнитными полями, их приуроченность к сочленению геологических структур и тектоническим зонам). Показано, что выход на поверхность электромагнитных систем в атмосферу на поверхности Земли изменяется рельеф, происходит деструкция почв, возникают пожары, формируются геохимические аномалии. Обоснована необходимость считывания рисков, связанных с проявлениями быстропротекающих неперiodических явлений в окружающей среде, в землеустроительном проектировании. Интересен также доклад А.Е. Кравчук, студента Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета на тему «Земельно-имущественные отношения на территории Обь-Томского междуречья в связи с эксплуатацией подземных вод». В докладе представлены результаты исследования гидрогеологических условий эксплуатации подземных вод Обь-Томского междуречья, обозначены общие проблемы и тенденции развития земельно-имущественных отношений в связи с введением частной собственности на землю, намечены основные пути их решения для эффективного развития землеустройства на территории Обь-Томского междуречья.

В секции «Геоинформационные системы в геологии» представленные доклады актуально ориентированы 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 ТПУ А.С. Янковича «Использование программного обеспечения ArcGIS для изучения закономерностей распределения элементов в природных водах Хакасии», а также работа Р.В. Байкова, инженера Сибирского федерального университета (г. Красноярск) «Использование блочной модели и компьютерных программ оптимизации границ ведения горных работ для целей решения задач стратегического планирования развития горного производства на примере месторождения «Золотое». Очень интересна работа молодых специалистов А.В. Антропова и М.С. Голобородова («НК «Роснефть» – Научно-технический Центр» РФ, г. Краснодар) «Перспективы использования web-технологий в гидродинамическом моделировании с помощью ГИС-технологий». Научное и прикладное значение имеет также доклад Д.А. Самданова, инженера, Н.В. Глушкова, научного сотрудника Института геологии и минералогии им. В.С. Соболева СО РАН (г. Новосибирск) «Анализ цифровых моделей рельефа при геоморфологическом районировании территории по степени расчлененности рельефа для оптимизации поисков алмазоносных россыпей».

На секции «Экономика минерального сырья и 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 энергоемких отраслей ТЭК; экономическое обоснование оптимизации фонда скважин с методикой оценки работы фонда бездействующих скважин, позволяющих эффективно управлять проблемным фондом скважин; новые идеи организации технико-

внедренческих зон для России, практику использования метропольрегионов в Германии. Интересным докладом в данном направлении является доклад аспиранта З.В. Энгельбрехт-Зенкиной (ТПУ, Германия) на тему «Метропольрегионы Германии». В докладе были представлены новые идеи организации технико-внедренческих зон для России и показана практика использования метропольрегионов в Германии. Интересен также доклад студентов А.В. Бяковой, А.Н. Темникова, О.С. Юдиной (Удмуртский государственного университета, г. Ижевск) на тему «Экономическое обоснование оптимизации фонда скважин на примере Ошворцевско-Дмитриевского месторождения Удмуртской республики». Авторами показана методика работы с проблемным фондом скважин, позволяющая управлять нерентабельным фондом бездействующих скважин. Интерес вызвал доклад А.Н. Голоскокова, научного сотрудника Института проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск) по теме «Критерии сравнения эффективности добычи энергоресурсов и технологий производства жидкого топлива». Практическое значение имеют также доклады В.К. Агафонова, студента Томского государственного университета на тему «Предоставление налоговых и иных льгот как способ стимулирования недропользователей к надлежащему выполнению обязанностей по ликвидации и консервации объектов горного производства» и доклад Д.И. Зайцевой, студента Национального исследовательского Томского политехнического университета по теме «План-фактный анализ как основной инструмент бюджетирования затрат на предприятиях нефтяной и газовой отрасли». Интересны и другие доклады на данной секции.

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 был представлено 85 докладов. 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 англо-язычной литературы и литературы на немецком языке.

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 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 музей Томского политехнического университета, в библиотеку Томского политехнического университета, в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Херриот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим Центром. 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.

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, профессор А.К. Мазуров), финансовая поддержка которых способствовала проведению симпозиума и публикации данного сборника.

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

ПОСВЯЩАЕТСЯ 110-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В СИБИРИ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ДЕСЯТИЛЕТИЕ – ПОД ЗНАКОМ НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО УНИВЕРСИТЕТА! (К 115-ЛЕТИЮ ОСНОВАНИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА)

**П.С. Чубик, профессор, ректор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

2009 год ознаменован для Томского политехнического университета эпохальным событием — он стал единственным техническим вузом в азиатской части страны, который будет строить свою жизнь как Национальный исследовательский университет (НИУ).

Победа в конкурсе Министерства образования и науки РФ на установление категории «НИУ» определила вектор движения вуза на ближайшие десять лет. Впрочем, перемены планируются столь значительные, что под знаком этого десятилетия пройдёт и весь XXI век.

Государство выделило средства, чтобы ТПУ, вошедший в элиту российских вузов (сейчас их 23), в долгосрочной перспективе стал университетом мирового уровня. Такие университеты, по мнению ведущих зарубежных экспертов, характеризует: передовой уровень студенческих кадров, передовые преподавательские ресурсы, передовое оборудование и оснащение, а также соответствующая высокая оценка со стороны общественности.



Ректор ТПУ П.С. Чубик с Президентом РФ Д.А. Медведевым и Губернатором Томской области В.М. Крессом на выставке современных научных достижений Томского политехнического университета

риальных ресурсов (если за 100 % брать мировой уровень) — 30 %, трудовых — 35 %, информационных — 40 %, а энергетических — всего 25 %. Мы «выбрасываем на ветер» в год столько электроэнергии, сколько потребляет вся Франция. А между тем весь земной шар ждёт энергетический дефицит — к 2030 году потребление энергоресурсов в мире увеличится в два раза при обозримой ограниченности запасов основных энергоносителей.

При этом разработка и внедрение современных ресурсосберегающих технологий может привести к уменьшению себестоимости российской продукции в несколько раз.

Необходимость коренных изменений по отношению к ресурсосбережению назрела давно. И ключевым шагом в этом направлении должно стать формирование единого научно-образовательного центра, который сфокусируется на проблемах эффективного использования ресурсов, на распространении культуры, знаний и технологий ресурсосбережения.

Таким центром в России призван стать Томский политехнический университет. Нужно отметить, что в нашей стране немало научных центров, ведущих фундаментальные и прикладные исследования по приоритетным направлениям науки, технологии и техники, но они во многом дистанцированы от практики. Именно эту дистанцию сократит ТПУ в ближайшие десять лет — место традиционного политехнического университета займёт Университет исследовательского типа, который держит высочайшую планку преподавания, фундаменталь-

Глобальная тема, выбранная нашим университетом — ресурсоэффективность, — именно то направление, развитие которого волнует сейчас как крупные производственные компании, так и простого гражданина, как российскую, так и мировую общественность.

Злободневная ресурсоэффективность

Одним из ключевых факторов, снижающих конкурентоспособность российской экономики и негативно влияющих на уровень жизни, является низкая эффективность использования ресурсов. Национальный масштаб этой проблемы обусловлен несовершенством технологических и управленческих процессов, износом материально-технической базы, отсутствием традиций ресурсосбережения, укоренившимися представлениями о «неисчерпаемости» ресурсов. Россия настолько щедро обеспечена природными ресурсами, что мы ведём себя по отношению к ним более чем расточительно. Поэтому сегодня Россия — в числе наиболее ресурсоемких стран мира.

Например, коэффициент полезного действия наших материальных ресурсов (если за 100 % брать мировой уровень) — 30 %, трудовых — 35 %, информационных — 40 %, а энергетических — всего 25 %. Мы «выбрасываем на ветер» в год столько электроэнергии, сколько потребляет вся Франция. А между тем весь земной шар ждёт энергетический дефицит — к 2030 году потребление энергоресурсов в мире увеличится в два раза при обозримой ограниченности запасов основных энергоносителей.

При этом разработка и внедрение современных ресурсосберегающих технологий может привести к уменьшению себестоимости российской продукции в несколько раз.

Необходимость коренных изменений по отношению к ресурсосбережению назрела давно. И ключевым шагом в этом направлении должно стать формирование единого научно-образовательного центра, который сфокусируется на проблемах эффективного использования ресурсов, на распространении культуры, знаний и технологий ресурсосбережения.

Таким центром в России призван стать Томский политехнический университет. Нужно отметить, что в нашей стране немало научных центров, ведущих фундаментальные и прикладные исследования по приоритетным направлениям науки, технологии и техники, но они во многом дистанцированы от практики. Именно эту дистанцию сократит ТПУ в ближайшие десять лет — место традиционного политехнического университета займёт Университет исследовательского типа, который держит высочайшую планку преподавания, фундаменталь-

ных и прикладных исследований, но в то же время создает и внедряет в производство самые передовые инновационные технологии и разработки.

Государственное финансирование

Программа развития НИУ рассчитана на 10 лет. В течение пяти ближайших из средств федерального бюджета на развитие вуза поступит 1,8 млрд. рублей. Нужно отметить, что уже в 2009 году в рамках Программы уже было получено 250 млн. И на эти средства приобретено самое новейшее техническое оборудование. Однако средства даются ТПУ «не на приобретение рыбы, а на удочки»: используя свой существенно усиленный научно-образовательный потенциал, имеющиеся и будущие научные разработки, наш коллектив обязан заработать в несколько раз больше на выполнении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, предоставлении образовательных и других услуг, на коммерциализации наших научных разработок.

Программа развития ТПУ на ближайшие десять лет

Цель Программы, по которой будет развиваться наш вуз до 2018 года, — становление Томского политехнического университета как национального исследовательского университета мирового уровня, ориентированного на кадровое обеспечение и разработку технологий для ресурсоэффективной экономики.

Для достижения поставленной цели в вузе были определены пять перспективных направлений развития (ПНР):

- «Рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов»;
- «Традиционная и атомная энергетика, альтернативные технологии производства энергии»;
- «Нанотехнологии и пусково-плазменные технологии создания материалов с заданными свойствами»;
- «Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы мониторинга и управления»;
- «Неразрушающий контроль и диагностика в производственной и социальной сферах».



Главный корпус Национального исследовательского Томского политехнического университета

Все направления «заточены» под идею ресурсоэффективности, и, следуя выбранному вектору развития, ТПУ предполагает на базе каждого из них создать крупные интегрированные институты. Научный и образовательный процессы в институтах объединятся, фундаментальные и прикладные исследования будут неразрывно связаны с практическими и лекционными занятиями, заведовать лабораториями и учебными кафедрами будут преимущественно одни и те же люди. Такое «прораствание друг в друга», кооперация науки и образования — насущная потребность времени.

Государство поставило перед вузом ряд сложнейших задач, решение которых поможет развитию науки, образования и экономики России

1. Создание системы подготовки высококвалифицированных специалистов для разработки и реализации ресурсо-эффективных технологий.

В вузе будет генерироваться профессиональная элита в области ресурсоэффективных технологий — поможет в этом расширение магистерской подготовки в партнёрстве с ведущими университетами и промышленными предприятиями. Активно будет развиваться материально-техническая, учебно-методическая и информационная база учебного процесса. Расширится международное сотрудничество в образовательной сфере.

2. Создание инфраструктуры научной и инновационной деятельности.

Развитие получит инфраструктура фундаментальных и прикладных исследований, а также инновационной деятельности. На базе каждого института начнут работать не менее двух научных школ, признанных в России и мире. Особое внимание будет уделяться привлечению и стимулированию научной молодежи, международному научному сотрудничеству. Кроме этого, в инновационном поясе ТПУ будет создано свыше 40 новых предприятий — объектов интеллектуальной собственности вуза, обеспечивающих ежегодный прирост к 2018 году 300—450 новых рабочих мест.

3. Развитие кадрового потенциала.

В вуз будут привлекаться высокопрофессиональные научно-педагогические кадры. Предполагается, что из сторонних организаций в аспирантуре и докторантуре к 2018 году будет обучаться более 600 человек. Планируется масштабная профессиональная переподготовка и повышение квалификации научно-педагогических и управленческих кадров в области ресурсоэффективности.

4. Совершенствование системы управления университетом.

Организационная структура будет оптимизирована. Получит развитие многоканальное финансирование вуза. ТПУ готовится к переходу в автономное учреждение. Общие доходы НИУ РЭТ в 2018 году должны составить не менее 10 млрд руб. Кроме этого, будет совершенствоваться система управления качеством образовательной и научной деятельности университета.

Перспективный путь развития ТПУ ближайшие десять лет

Выполнение задач Программы НИУ РЭТ, которые зафиксированы в конкретных показателях на каждый год, превратит ТПУ в университет мирового уровня.

На протяжении более ста лет главным принципом в подходах к обучению в Томском политехническом остаётся соответствие времени и востребованность выпускников экономикой и обществом. Из стен вуза ежегодно выходит более трёх тысяч высококлассных специалистов. В последние годы, как правило, на одного выпускника очной формы обучения пришлось 1,75 заявки от работодателей, — 91 % молодых политехников получили распределение. География трудоустройства показывает, что ТПУ готовит профессионалов для всех федеральных округов и регионов России, включая Москву и Санкт-Петербург, а также страны ближнего и дальнего зарубежья. В ближайшие годы планируется реализовать полномасштабный переход от классической модели образования



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

«на всю жизнь» к концепции образования «в течение всей жизни», причем, начиная со школы. При вузе для отбора и обучения талантливых старшеклассников, в том числе из малоимущих семей, будет создан Лицей-интернат с выпуском до 1200 человек в год. Аудитории уже оснащаются современными техническими средствами, мультимедийным оборудованием, лабораторной базой мирового уровня. Свободнее становится доступ к внутренним и мировым информационным ресурсам. Подготовка магистров достигает нового уровня, их будут активнее приобщать к научным исследованиям и практической деятельности. Ещё большее развитие получают программы двойных дипломов с зарубежными вузами и другими лучшими отечественными университетами. Лекции студентам будут читать профессора — лидеры научных школ.

В основе обучения – передовые научные достижения

Сейчас в ТПУ 1800 научно-педагогических работников. Благодаря кадровой политике создаются условия, которые позволят им максимально реализовывать свой потенциал, обеспечат профессиональный и должностной рост. В ближайших планах — формирование передовых преподавательских ресурсов за счёт значительного увеличения числа магистрантов, аспирантов и докторантов. В вузе активно работает кадровый резерв, ежегодно защищается до 20 докторских и 110 кандидатских диссертаций. Вуз берёт на себя обязательства: через десятилетие их число будет, соответственно: 55 и 360. Они вырастут из сегодняшних магистрантов — в вузе их более тысячи.

Научная деятельность является для ТПУ определяющей. Создана система её мотивации, в частности растут стимулирующие надбавки сотрудникам за вклад в научную репутацию вуза. Учёные, отмеченные мировым сообществом, будут выдвигаться на конкурсы по избранию в РАН и другие государственные и зарубежные академии. В политехнический уже привлекаются лучшие преподаватели-исследователи региона и страны. Для этого поддерживается лидерство университета по уровню гарантированной оплаты труда среди вузов Томской области и Сибирского федерального округа.

Для полноценной реализации научных амбиций лаборатории обеспечиваются самыми современными приборами и оборудованием, мировые источники научной информации становятся доступными. Готовятся к реализации крупные междисциплинарные научные проекты — вокруг них будут сконцентрированы талантливые учёные и значительные материальные ресурсы. Междисциплинарные молодёжные научные исследования будут поддерживаться внутривузовскими грантами.

Передовое оборудование и оснащение лабораторной базы вуза

От разработок – к внедрению с брендом ТПУ

Значительная модернизация технического оснащения ТПУ прошла в 2007 году, когда он стал одним из победителей конкурса инновационных образовательных программ в рамках приоритетного национального проекта «Образование». ТПУ эффективнее, чем какой-либо другой вуз, использовал полученные федеральные средства, и за два года реализации Программы переместился в рейтинге технических и технологических вузов России с восьмого (2006 год) на второе (2008 год) место, уступив лишь МГТУ им. Н.Э. Баумана. Среди основных итогов программы — создание девяти, так называемых, «Центров превосходства» — междисциплинарных центров, оснащённых самым современным оборудованием. Сейчас они «вписаны» в приоритетные направления развития, и от них ожидается ещё большая отдача.

В каждом институте, созданном в рамках ПНР, будет работать центр коллективного пользования, способный удовлетворить потребности в исследовательских услугах как заказчиков Сибирского федерального округа, так и страны в целом. В работе и учёбе политехникам будет помогать участие ТПУ в Российском суперкомпьютерном кластере (сейчас в нём 22 вуза). Предполагается, что в него войдут и ведущие научно-образовательные центры мира. Кроме того, в рамках Программы развития НИУ, в вузе появится проектно-конструкторский институт с опытным производством. Рождённые в лабораториях идеи томских учёных-политехников воплотятся в опытные образцы в этом институте, где на самых новейших программных средствах будут работать профессионалы. На выходе мы получим ресурсоэффективный коммерческий продукт с привлекательным дизайном. Тиражирование опытных образцов будет производиться в «инновационном поясе» — сети

малых предприятий, сформированных вокруг университета. Предполагается, что такие предприятия начнут работу чуть ли не при каждой кафедре, и их продукция пойдёт на рынок с брендом ТПУ.



Студенты на атомном исследовательском реакторе Национального исследовательского Томского политехнического университета

больше экономического эффекта. Томский политехнический — современный, передовой технический университет, входящий в международные рейтинги и имеющий независимую экспертную позицию, заметно улучшит международную репутацию страны.

ТПУ на пути к университету мирового уровня

Томский политехнический был первенцем инженерного образования в азиатской части России, остаётся первым и сейчас и сохранит своё лидерство в будущем, став научно-образовательным центром мирового уровня. Это здоровые амбиции, подтвержденные славным прошлым, достойным настоящим и уверенным будущим вуза!

НАУЧНЫЕ И ИННОВАЦИОННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ ТОМСКИХ ПОЛИТЕХНИКОВ (К 115-ЛЕТИЮ ОСНОВАНИЯ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА)

**В.А. Власов, профессор, проректор по научной работе и инновациям
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В 2009 г. Томскому политехническому университету присвоен статус «Национальный исследовательский университет» (НИУ). Целью Программы НИУ является становление Томского политехнического университета как университета мирового уровня, ориентированного на кадровое обеспечение и разработку технологий для ресурсоэффективной экономики. Достижение поставленной цели требует от научного сообщества университета решения следующих задач:

- подготовка высококвалифицированных специалистов для разработки и реализации ресурсоэффективных технологий;
- создание инфраструктуры научной и инновационной деятельности;
- развитие кадрового потенциала.

Задачи декомпозируются в мероприятия: проведение фундаментальных и прикладных исследований мирового уровня, развитие научных школ, создание эффективной инфраструктуры научной и инновационной деятельности, ресурсное обеспечение.

Выбраны основные приоритетные направления развития (ПНР), основанные на научных школах ТПУ и приоритетных направлениях науки и техники, названных Президентом РФ Д.А. Медведевым:

- Рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов.
- Традиционная и атомная энергетика, альтернативные технологии производства энергии.
- Нанотехнологии и пучково-плазменные технологии создания материалов с заданными свойствами.
- Интеллектуальные информационно-телекоммуникационные системы мониторинга и управления.
- Неразрушающий контроль и диагностика в производственной и социальной сферах.

Всемирно признанные научные школы, оказавшие большое влияние на формирование приоритетных направлений развития Национального исследовательского университета: ускорители заряженных частиц; неразрушающий контроль качества материалов; ядерная физика и техника; сибирская геологическая и гидрогеохимическая школы; геология и геохимия благородных металлов; геоинформатика и геоинформационные технологии;

Высокая оценка ТПУ со стороны мировой общественности

Важнейшим результатом выполнения Программы развития станет создание на территории России значительно интеллектуального актива — университета научно-исследовательского профиля в области ресурсоэффективных технологий. Университет будет конкурентоспособен на мировом уровне и привлекателен созданной в нем творческой средой. Он заметно выделится среди «собратьев» продуктивностью научных исследований и проектных разработок, а также высоким качеством образовательных услуг.

Такого рода активы всегда ценились в мире, а в XXI веке, в связи с потребностью перевода экономики на инновационные технологии, приобретают еще большее значение. Наличие в стране подобных научно-образовательных центров свидетельствует о серьезности претензий России на лидирующие позиции. И выгоды, которые они принесут, намного



Проректор по научной работе и инновациям ТПУ В.А. Власов с Президентом РФ Д.А. Медведевым

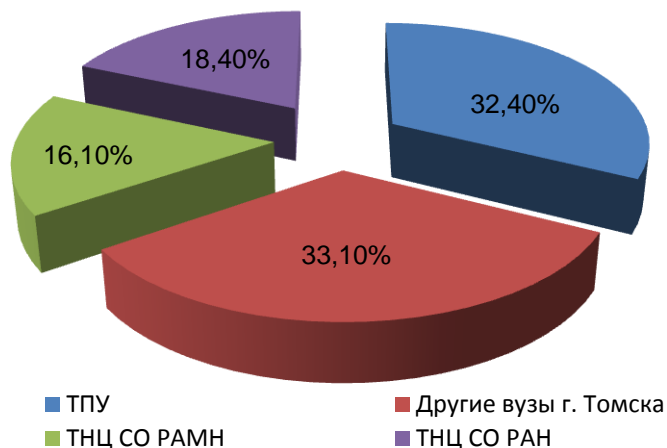
физическая мезомеханика нано- структурных поверхностных слоев и наноструктурных покрытий в экстремальных условиях нагружения; электрофизика; нанокерамические и нанокompозитные материалы; химия и химические технологии, эффективность и надежность систем производства и передачи электрической энергии и др., четыре из которых получили государственную поддержку по грантам Президента РФ.

В настоящее время университет успешно развивает накопленный ранее потенциал. Свидетельствами признания его научных достижений на российском и мировом уровнях служит следующее:

- ТПУ является единственным в мире производителем малогабаритных бетатронов на энергию от 1 до 18 МэВ, предназначенных как для медицинских целей, так и для рентгенографического контроля крупногабаритных изделий.
- Разработанные в нашем университете технологии и установки используются для нанесения плазменных терморегулирующих покрытий на поверхность космических летательных аппаратов системы ГЛОНАСС и модифицирующих плазменных покрытий на бортовые элементы этих аппаратов для их защиты от излучения Солнца.
- 6 сотрудников в последний год университета стали лауреатами Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники за научные разработки для неразрушающего контроля материалов и изделий, технологий энергетики, энергосбережения и рационального природопользования.

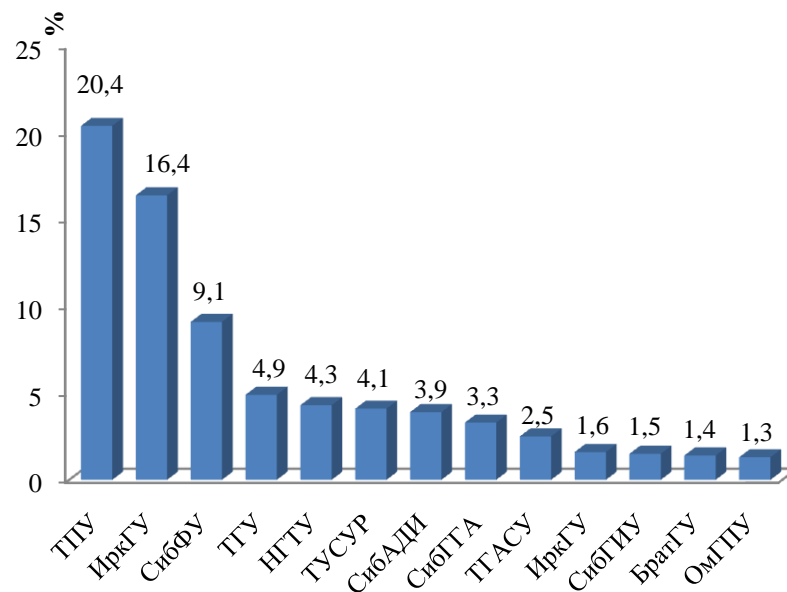
Томский политехнический университет — один из крупнейших в стране научно-образовательных комплексов с хорошо развитой инфраструктурой научных исследований и подготовки кадров высшей квалификации. Объем внебюджетных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) университета составляет более 50 % от объема всех вузов г. Томска, 33 % — от всего Томского научно-образовательного комплекса и 20,4 % от вузов Сибирского федерального округа. Университет традиционно занимает лидирующие места по объему НИОКР, зарубежных контрактов, количеству опубликованных статей и полученных патентов среди вузов и организаций Федерального агентства по образованию.

ТПУ является учредителем некоммерческого партнерства по научной и инновационной деятельности «Томский атомный центр» и межведомственного центра нанотехнологий «Томскнанотех». В рамках федеральных целевых программ в вузе созданы и работают центры: «Обеспечение радиационной безопасности» и «Нанотехнологий». Наш университет вступил в некоммерческие партнерства проектировщиков, строителей и изыскателей Томской области. Наличие необходимых допусков от саморегулирующихся организаций и новых лицензий на широкий перечень видов деятельности позволит университету привлечь значительные объемы внебюджетных средств в результате хозяйственной деятельности с промышленностью, малым и средним бизнесом.



**Объемы внебюджетных НИОКР
Томского научно-образовательного комплекса**

Одним из важнейших направлений развития университета является научная интеграция с академическими учреждениями и крупными производственными предприятиями. Накоплен положительный опыт развития интеграционных связей между Томским политехническим университетом и академическими учреждениями, которые сложились еще при создании томского Академгородка. В 2004 году заключен договор о сотрудничестве между ТПУ и Томским научным центром Сибирского отделения Российской Академии наук (ТНЦ СО РАН), а в 2009 г. — стратегический договор с СО РАН. Кроме того, заключен договор о сотрудничестве с СибГМУ и институтами ТНЦ СО РАМН о ключевых аспектах совместной инновационной деятельности по нанотехнологиям в медицине. Созданы и работают совместные кафедры, научно-образовательные центры и лаборатории. В университете работают 15 академиков РАН.



Объем внебюджетных НИОКР вузов Сибирского федерального округа

Сформированы и действуют долгосрочные программы с крупнейшими производственными предприятиями по разработке новых технических решений, подготовке и переподготовке кадров: ОАО «Российские железные дороги», «Сибирский химический комбинат», «Томсктрансгаз», «Томский инструмент», «Томскнефтехим», «Востокгазпром», «Кузбас- сэнерго», «Томскнефть», «Роснефть», «Информационные спутниковые системы» им. академика М.Ф. Решетнева и горнохимический комбинат г. Железногорска.



8 корпус ТПУ – второй горный

инновационных проектов, доведение разработок до стадии серийного производства, в том числе путем создания малых инновационных предприятий.

В «инновационный пояс» университета входят 50 малых инновационных предприятий, тесно взаимодействующих с университетом в вопросах кадрового обеспечения и совместного выполнения НИОКР. Инновационные предприятия выступают как соисполнители совместных с ТПУ работ, так и заказчиками НИОКР. В деятельность таких предприятий активно вовлечены студенты и сотрудники подразделений университета. Права на интеллектуальную собственность между университетом и предприятиями «инновационного пояса» урегулированы лицензионными договорами и договорами о распределении прав на совместные патенты.

Сложились взаимовыгодные партнёрские отношения между университетом и малыми предприятиями: ООО «Инком», «Фотон», «Акватех», «Томьаналит», «Техноаналит», «ЮМХ». Отдельные научно-производственные предприятия, например, такое как ООО «Инком», одним из первых начало сотрудничество с Фондом содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере в рамках основного конкурса. По программе СТАРТ сотрудниками университета создано 25 малых инновационных предприятий. Данный показатель соответствует уровню развития инновационного предпринимательства ведущих исследовательских университетов мира. Так, в Массачусетском технологическом университете (США) учреждается около 19 компаний в год.

В связи с созданием на территории Томска особой экономической зоны технико-внедренческого типа (ТВЗ) наш университет имеет перспективы для развития и совершенствования деятельности в сфере коммерциализации и трансфера разработок, создания и внедрения современных технологий подготовки кадров для инновационной деятельности.

В университете ведутся разработки по всем обозначенным направлениям деятельности ТВЗ: новые материалы и нано- технологии, биотехнологии и медицинское приборостроение, информационные технологии и электроника. В 2007—2008 гг. три предприятия «инновационного пояса» университета стали резидентами ТВЗ с проектами «Системы сбора и передачи данных для труднодоступных подвижных объектов» (ООО «НПЦ СТРЕЛА»), «Разработка и изготовление малогабаритных источников рентгеновского излучения и дефектоскопических комплексов на их основе» (ООО «Фотон») и «Создание автоматизированного аналитического комплекса для контроля токсичных и контролируемых примесей и характеристик в пищевых, экологических, биологических объектах» (ООО «Томьаналит»). Целью вышеназванных проектов является разработка и расширение производства наукоемкой продукции для отечественного и зарубежного рынков.

- Разработанные в ООО «Инком» аппаратно-программные комплексы для передачи данных по различным каналам успешно используются в подразделениях МЧС удаленных застав пограничной службы, Росгидромета, лесничествах и других предприятиях и организациях. ООО «Инком» поставил несколько тысяч комплексов. Годовой финансовый оборот ООО «Инком» превышает 100 млн руб.

- ООО НПФ «Магнуст» успешно сотрудничает с предприятиями Объединенных Арабских Эмиратов, поставляя им устройства для магнитной обработки воды (декарбонизаторов). Планируется поставка еще нескольких десятков устройств на сумму в несколько десятков миллионов рублей.

- ООО «Фотон» совместно с НИИ интроскопии ТПУ являются мировыми лидерами в производстве малогабаритных бетатронов. Бетатроны широко используются во всем мире: в досмотровых системах, устройствах неразрушающего контроля, медицине. Финансовый оборот ООО «Фотон» составляет около 40 млн руб. в год.

- Разработки ООО «Инфрамед» в области технологий тепловизионного контроля широко используются для контроля самолетов (аэропорты России и США), поиска утечек тепла и неразрушающего контроля нефтепроводов, зданий и сооружений, поиска мин (Ирак). Годовой финансовый оборот ООО «Инфрамед» составляет около 10 млн руб.



10 корпус ТПУ



Лекция в компьютеризированной лекционной аудитории ТПУ

- Сотрудники ТПУ и ООО «Томьаналит» совместно разработали четыре ГОСТа и 40 методических указаний (МУК) в области анализа воды, пищевых продуктов на содержание различных элементов. Эти ГОСТы и МУК, также как и приборы вольтамперметрического анализа, выпускаемые ООО «Томьаналит», широко используются в лабораториях Роспотребнадзора, органов сертификации, лабораториях, занимающихся охраной окружающей среды, и различных предприятий в России и странах СНГ.

Развивается сотрудничество с зарубежными организациями в сфере технологического трансфера и вывода разработок нашего университета на мировые рынки. Установлено сотрудничество и подготовлены предложения по разработкам университета в рамках проекта «Новая франко-российская модель коммерциализации науки» при участии компании «Inno» (Франция).

В рамках подписанного соглашения с венчурной компанией «Imprimatur Capital Ltd.» (Великобритания) ведется отбор проектов наших ученых для посевного финансирования и последующего создания start-up компаний. Заключен договор о патентном сотрудничестве с компанией Samsung Electronics Co. Ltd, расширяющий возможности университета по зарубежному патентованию. Подписаны соглашения о сотрудничестве в области коммерциализации и трансфера технологий с Центром по внедрению российских технологий г. Далянь и Ляояньским международным инкубатором (КНР). Подписано соглашение о сотрудничестве с технопарком Vicheon Industrie Promotion Foundation (г. Пучен, Республика Корея) в сфере совместных научных исследований, семинаров и стажировок.

Установлено стратегическое сотрудничество между Томским политехническим университетом и Ассоциацией «Научно-технологическое сотрудничество для Лотарингии» (CSTL) по совместной коммерциализации научно-технических разработок и реализации инновационных проектов Томской области и региона Лотарингия (Франция). Для достижения названных целей организован «Центр технологического партнерства Лотарингия — Томская область», функции которого возложены на Инновационно-технологический центр нашего университета. Главной целью Центра является содействие образованию «технологических пар» между университетами, исследовательскими институтами и высокотехнологичными предприятиями Томской области и региона Лотарингия. Подписанное соглашение открывает перспективы трансфера и коммерциализации технологий ученых нашего университета в странах Европейского союза, включая создание совместных предприятий.

Университет активно включился в процесс организации малых инновационных предприятий. С 2009 года проводится конкурс по поддержке научных проектов, которые могут являться основой создания малых инновационных предприятий. По результатам конкурса поддержано 10 проектов, на основе которых в 2009 г. учреждены инновационные предприятия, основанные на объектах интеллектуальной собственности университета.

Стимулирование научно-исследовательской и инновационной деятельности на фоне содействия в реализации сотрудниками университета своего творческого потенциала является важным звеном в цепи мероприятий по формированию конкурентного, инновационного мышления, направленного на решение стратегических задач университета. Потому сегодня так актуальна подготовка высококвалифицированных кадров, в первую очередь молодых, способных не только управлять инновационными процессами, но и реализовать их на деле.

В 2009 г. отремонтированы и сданы новые помещения для Студенческого технологического бизнес-инкубатора (СТБИ) Томского политехнического площадью более 700 м². СТБИ — ресурсоэффективная среда для инновационного бизнеса. На конкурсной основе проведен отбор первых резидентов СТБИ, которые в перспективе станут малыми инновационными предприятиями в составе «инновационного пояса» ТПУ.



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

Важную роль в подготовке кадров для инновационной деятельности выполняет государственная программа «Участник молодежного научно-инновационного конкурса» (У.М.Н.И.К.). В настоящее время в университете проведено девять аккредитованных по программе У.М.Н.И.К. мероприятий: симпозиумов, конференций и школ-семинаров, на которых участниками программы стали 86 молодых ученых, аспирантов и студентов, что составляет около 50 % всех «умников» Томской области.

Наш университет стремится занять почетное место в ряду элитных вузов развитых государств и заботится о ежегодном возрастании количества высококвалифицированных специалистов и научных работников, повышении качества их подготовки. В университете обучаются более 600 аспирантов и докторантов и 200 человек — в

качестве соискателей. В аспирантуре обучается 32 иностранных гражданина из Египта, Ирака, Иордании, Ирана, Вьетнама, Китая, Нигерии, Таиланда, Колумбии, Казахстана и Кыргызстана.

В университете работают 15 диссертационных советов по защите докторских диссертаций. Ежегодно сотрудниками университета защищается более 100 докторских и кандидатских диссертаций.

Большую роль в повышении эффективности подготовки кадров высшей квалификации и высококвалифицированных специалистов для сфер науки, образования, производства, наукоемкого бизнеса, специалистов с инновационным, творческим образом мышления, способных к осуществлению деятельности в условиях рыночной экономики, играет развитие молодежной науки. Современная концепция молодежной науки Томского политехнического университета охватывает научно-исследовательскую работу студентов (НИРС), научно-техническое и инновационное творчество молодежи (НТИТМ), а также научную работу учащихся (НРУ) — будущих абитуриентов ТПУ. Для реализации этой задачи в университете создано единое Управление магистратуры, аспирантуры и докторантуры (УМАД), основной целью деятельности которого является реализация системы обучения в магистратуре, аспирантуре и докторантуре, приводящей к значительному увеличению эффективности подготовки кадров высокой и высшей квалификации в соответствии с концепцией развития Национального исследовательского университета ресурсоэффективных технологий.

Одним из методов решения поставленных задач является создание впервые в России комплексной Программы модульной системы аспирантской и предаспирантской подготовки в рамках Школы молодого ученого (ШМУ). Развитие ШМУ позволит достичь высоких результатов в повышении общего уровня подготовки аспирантов и компетентности молодых ученых, закрепить в научно-образовательной и инновационной деятельности университета перспективные и талантливые молодые кадры.

Для формирования конкурентной среды в университете ежегодно проводится конкурс грантов для молодых ученых, готовящих диссертацию.

К различным формам НИР ежегодно привлекается более 40 % студентов дневной формы обучения. Ежегодно студенты и молодые ученые на конкурсах и олимпиадах различного уровня получают около 400 наград. За последние годы получено 18 медалей РАН, более 70 стипендий Президента и Правительства РФ, три молодежных гранта международного фонда «Глобальная энергия».

Наш университет — лидер по количеству патентов и научной продукции среди технических вузов Российской Федерации. Ежегодно сотрудники университета публикуют более 70 монографий, 6000 статей, докладов, в том числе 1500 статей в рецензируемых российских и зарубежных журналах, более 200 статей в ведущих мировых изданиях Science Citation Index; получают более 140 патентов.

Журнал «Известия ТПУ», включенный ВАК в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени доктора и кандидата наук, рассылается в библиотеки 13 стран. С 2006 года журнал выпускается на английском языке.

Молодые ученые и студенты университета вносят значительный вклад в развитие научных исследований. 547 молодых ученых являются руководителями НИРС, индивидуально и в соавторстве публикуется более 2000 работ, издается около 20 монографий; молодые ученые получают более 100 патентов.

В 2009 году университет принял активное участие в новой Федеральной целевой программе «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009—2013 гг. На конкурсы в рамках этой программы подано более 170 заявок, по результатам которых заключены государственные контракты на сумму 122,1 млн руб.

В рамках различных форм научного сотрудничества активно развиваются партнерские отношения с ведущими мировыми научными центрами, университетами, промышленными предприятиями из 31 страны мира, в том числе Германии, Франции, Австрии, Чехии, США, Японии, Южной Кореи, Великобритании, Испании, Италии, Нидерландов, Финляндии, Дании, Венгрии, Канады, Индии, Китая, Сингапура, Белоруссии и Казахстана.

Университет сотрудничает с Международным агентством по атомной энергии (МАГАТЭ) в области безопасности и нераспространения ядерных материалов, физической защиты ядерных установок и культуры физической ядерной безопасности. За этот период на базе ТПУ в 2008 г. проведен образовательный семинар МАГАТЭ «Культура физической ядерной безопасности», в сентябре 2009 г. на базе Инновационно-образовательного центра ядерных технологий и нераспространения проведены Региональные учебные курсы МАГАТЭ по физической защите исследовательских реакторов. Цель учебных курсов — ознакомить участников с руководящими материалами МАГАТЭ по физической ядерной безопасности и помочь обеспечить более эффективную физическую защиту ядерных исследовательских реакторов и связанных с ними материалов и площадок. В курсах принимали участие специалисты, работающие в области организации системы физической защиты исследовательских реакторов из России, Украины, Белоруссии, Казахстана, Узбекистана. В качестве лекторов МАГАТЭ пригласило ведущих специалистов в области физической защиты ядерных материалов и установок из США, Германии, Украины, Австрии и России.

В 2009 г. в нашем университете проведена Международная научная конференция «Становление и развитие научных исследований в высшей школе», посвященная 100-летию со дня рождения профессора А.А. Воробьева, ректора Томского политехнического института в период с 1944 по 1970 гг., создателя новых научных школ и направлений в общей и прикладной физике, ученого редкой величины, новатора, незаурядного организатора высшего образования Сибири. Тематика конференции была направлена на взаимодействие ученых, инженеров, специалистов вузов, научно-исследовательских институтов, предприятий, научно-промышленных комплексов. В конференции приняли участие более 300 человек из России и из-за рубежа.

В университете создана уникальная материально-техническая база, позволяющая обеспечить проведение научных исследований и подготовку кадров на современном уровне: физический комплекс излучательных установок с широким диапазоном энергий и видов ускоренных частиц; единственный за Уралом учебно-исследовательский ядерный реактор ИРТ-Т, электронный синхротрон «Сириус», циклотроны, электростатический генератор, комплекс бетатронов, микротроны, сверхточные ионные и электронные ускорители. В университете работают 12 центров коллективного пользования, в том числе «Научно-аналитический центр» (включен в федеральный перечень ЦКП Минобрнауки РФ), «Центр измерения физических и эксплуатационных характеристик новых материалов и покрытий», ЦКП в рамках Научно-образовательного инновационного центра «Наноматериалы и нанотехнологии», ЦКП в рамках Инновационно-образовательного центра опережающей подготовки специалистов мирового уровня в области физики ускорителей и медицинской физики, Центр коллективного пользования «Суперкомпьютерный кластер» и др.

В целях активизации научно-педагогических сотрудников, молодых ученых и студентов университета, а также выполнения научных исследований и подготовки высококвалифицированных кадров на мировом уровне, способных обеспечить становление ТПУ как университета инновационного типа, проводятся рейтинги подразделений университета по научной деятельности и молодежной науке; ежегодные конкурсы индивидуальных грантов ТПУ для молодых ученых и на лучшую НИР в номинациях «Фундаментальные исследования», «Циклы работ», «Научные разработки»; ежегодные конкурсы научно-инновационных проектов и «Ученый года ТПУ» по номинациям «Доктор наук» и «Кандидат наук», конкурс «Лучший студент ТПУ» и другие мероприятия.

Достигнутые результаты привели к системному эффекту — повышению инновационного потенциала вуза — и создали условия для становления и развития университета как вуза исследовательского типа, оказывающего существенное положительное влияние на развитие Томской области, а также всего Сибирского Федерального округа и Российской Федерации в целом.



Молодые ученые за работой в научной лаборатории ТПУ

ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА – ВСЕ ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЫ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИИ

(К 110-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В СИБИРИ)

**О.Г. Савичев, профессор, начальник научного отдела Института природных ресурсов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Приказом Министерства образования и науки России № 613 от 17.11.2009 г. утверждена Программа развития Национального исследовательского Томского политехнического университета, в которой были выделены пять приоритетных направлений развития университета, в том числе ПНР-1 «Рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов». Для реализации ПНР-1 решением Учёного совета ТПУ от 11.05.2010 г. на базе структурных подразделений университета был создан Институт природных ресурсов (ИПР).



20 корпус ТПУ – Институт природных ресурсов

В состав ИПР вошли все подразделения Института геологии и нефтегазового дела (ИГНД), образованного в 2001 г. на базе геолого-разведочного факультета, Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела (ЦППС НД), кафедры химической технологии топлива и химической кибернетики, технологии основного органического синтеза и высокомолекулярных соединений, физической и аналитической химии бывшего химико-технологического факультета и кафедры теоретической и прикладной механики бывшего машиностроительного факультета. Таким образом, Институт природных ресурсов является полноправным правопреемником более чем столетних традиций, возникших в рамках известных научных геологических и химических школ, основанных и получивших развитие благодаря академикам В.А. Обручеву, В.А. Усову, Н.Н. Семёнову, В.А. Кузнецову, Ю.А. Кузнецову, К.И. Сатпаеву, членам-корреспондентам АН СССР (ныне РАН) А.А. Иванова, Г.А. Хельмквисту, А.С. Хоментовскому,

Ф.Н. Шахову, профессорам Н.М. Кижнеру, Е.В. Бирону, А.Г. Стромбергу, М.К. Коровину, И.К. Баженову, В.П. Казаринову, А.А. Белицкому, М.И. Кучину, И.И. Молчанову, К.В. Радугигу, П.А. Удодову и многим другим замечательным учёным, внесшим огромный вклад в развитие мировой науки и освоение Сибири и Дальнего Востока.

Сегодня в институте работают 433 преподавателя (с учетом внутривузовских и внешних совместителей), в том числе 5 академиков и членов-корреспондентов РАН, 28 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, 58 докторов наук и 202 кандидата наук, а традиции, заложенные более века назад, успешно развиваются в рамках крупных научных школ, получивших признание не только в России, но и в мире: Сибирская гидрогеохимическая школа (руководитель – профессор Шварцев С.Л.); Школа геологии и геохимии благородных металлов (профессор Коробейников А.Ф.); Сибирская научная школа в области бурения геологоразведочных скважин (профессор Сулакшин С.С.); Сибирская научная школа в области геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (профессор Ерофеев Л.Я.); Сибирская радиогеохимическая школа (профессор Рихванов Л.П.); Школа химической технологии топлива и газа (профессор Кравцов А.В.); Томская электрохимическая школа (профессор Бакибаев А.А.).

Целью Института природных ресурсов сегодня является: 1) создание новых современных технологий прогнозирования и поисков месторождений полезных ископаемых, геолого-экономической оценки разработки природных ресурсов с применением экологически безопасных приемов и способов их комплексного освоения с максимальным извлечением полезных компонентов и максимально возможной глубиной переработки на востребованные товарные продукты, создания лекарственных средств и биологических комплексов на основе растительного сырья и иных природных источников; 2) подготовка профессиональной элиты для национальной экономики. Для достижения этих целей в ИПР используется комплексный, междисциплинарный подход к решаемым проблемам с широким применением современных методов математического и физического моделирования, информационных технологий и коммерческой апробацией полученных результатов как в рамках малых предприятий при ТПУ, так и с помощью партнёров – ведущих компаний России и Сибири.



*Центр учебно-геологических практик
ИПР имени Г.А. Иванкина в Хакасии*

В рамках решения указанных выше целей перед ИПР поставлены четыре основные задачи: 1) разработка и коммерциализация технологий поисков, добычи, разделения, транспортировки и переработки нефти, газа и угля, ориентированных на повышение достоверности геологического прогноза и моделирования залежей углеводородов, повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа и переработки сырья с получением товарных продуктов; 2) разработка и коммерциализация технологий поисков, добычи, разделения и переработки чёрных, цветных, благородных и редких элементов, ориентированных на повышение достоверности геологического прогноза и моделирования рудных залежей, повышение эффективности разработки месторождений и переработки руд с получением товарных продуктов; 3) исследование, поиски и разведка водных ресурсов Сибири и их экологическое состояние, разработка методологии рационального использования и охраны водных объектов для обеспечения населения и производства качественной водой; 4) оценка ресурсов и разработка технологий переработки перспективных природных источников для создания лекарственных средств и биологических комплексов.

Для решения указанных задач в структуре Института природных ресурсов выделено три направления: 1) нефтегазовое (6 кафедр – бурения скважин, геологии и разработки нефтяных месторождений, транспорта и хранения нефти и газа, иностранных языков института природных ресурсов, теоретической и прикладной механики, проектирования объектов нефтегазового комплекса, 3 инновационно-научно-образовательных центра по разным специализациям, 2 лаборатории); 2) горно-геологическое (6 кафедр – общей геологии и землеустройства, гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии, геофизики, геологии и разведки полезных ископаемых, экономики природных ресурсов, геоэкологии и геохимии, 3 научно-образовательно-производственных центра, 2 лаборатории); 3) химико-технологическое (4 кафедры – химической технологии топлива и химической кибернетики, физической и аналитической химии, общей химической технологии, технологии основного органического синтеза и высокомолекулярных соединений, 1 центр, 5 лабораторий). Кроме того, имеются четыре отдела (учебный, научный, по социально-воспитательной работе и связям с общественностью, административно-хозяйственный), два общеинститутских центра (центр учебных геологических практик в Хакасии и центр технического обеспечения образовательной деятельности), а также музеи (минералогический, палеонтологический, музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова).

Перечисленные цели и задачи имеют прочное основание, подготовленное более чем столетней историей ТПУ и достижениями тысяч выпускников. В настоящее время в Институте природных ресурсов осуществляется подготовку кадров по очной (более 2600 студентов), заочной (1917 студентов) и очно-заочной (66 студентов) формам обучения, в том числе: бакалавров по 8 направлениям; магистров по 21 программе; дипломированных специалистов по очной форме обучения – по 15 специальностям, по заочной форме – по 9 специальностям. Кроме того, оказываются дополнительные платные образовательные услуги: в части профессиональной переподготовки специалистов – по 12 программам; в части подготовки рабочих кадров – по 3 профессиям; в части повышения квалификации – по 38 программам. В процессе обучения студенты получают необходимые теоретические знания на самом современном уровне, для закрепления которых проводятся учебные практики для студентов первого и второго курсов на полигоне в Хакасии при посещении крупнейших горнодобывающих и химических предприятий юга Сибири, а для старшекурсников – производственные практики в ведущих компаниях России.



Мемориальный кабинет-музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова в ИПР ТПУ

Стратегическая линия образовательного процесса в Институте природных ресурсов заключается в резком повышении конкурентноспособности выпускников. При этом важное значение придаётся интеграции образовательного и научного процессов, а также подготовке по программам уровня «Двойной диплом» совместно с ведущими университетами мира, причём уже сейчас в ИПР ведётся подготовка магистров по двум программам уровня «Двойной диплом»: «Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа» (университет HW, Великобритания); «Экологические проблемы окружающей среды» (Университет Paris SUD 11, Франция).

Дальнейшее развитие ИПР основывается на углублении указанных направлений и соблюдении следующих базовых принципов: 1) единство научной и учебной деятельности, дающее специалистам глубокие общенаучные знания; 2) фундаментальная инженерная и практическая подготовка, позволяющая выпускникам быстро адаптироваться в современных производственных условиях; 3) высокий уровень требований к студентам и преподавателям, гарантирующий соответствующее качество подготовки специалистов; 4) новаторство, требующее от студентов, преподавателей, ученых и менеджеров университета постоянно находить лучшие пути решения стоящих перед ними задач.



Лаборатория гидродинамики Инновационного научно-образовательного Центра подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа ИПР ТПУ

**ВКЛАД ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТПУ В ПОДГОТОВКУ ТВОРЧЕСКИХ
ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ И НАУЧНЫХ КАДРОВ РОССИИ
(К 110-ЛЕТИЮ СО ДНЯ ОСНОВАНИЯ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В СИБИРИ)**

**Г.М. Иванова, доцент, заместитель начальника научного отдела ИПР ТПУ
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Сегодня, в XXI веке, наука и образование стали одной из наиболее эффективных производительных сил общества и ускорителем его социально-экономического развития и прогресса. Это выдвинуло повышенные требования к подготовке специалистов в сегодняшних жестких условиях конкуренции на мировом рынке интеллектуального труда. Конкурентоспособный специалист сегодня должен быть не только высокопрофессиональным, но и творческой личностью. Решить подобную задачу под силу лишь высшему образованию высокого уровня, в основе которого лежит система единства науки-образования-производства при наличии постоянного поиска и отбора одаренной и талантливой молодежи и воспитания творческой личности. Методом реализации столь



Первый корпус ТПУ – горный

сложной задачи всегда являлся и является НИРС и УИРС как важнейшая основа учебно-научно-воспитательного процесса, дающая возможность успешного внедрения развивающих технологий обучения. Они включают в себя создание в процессе обучения условий для раскрытия и реализации личностных творческих способностей молодежи, обучение студентов методологии научных исследований и эксперимента, формирование и развития у обучающегося способности к быстрой адаптации в сегодняшних изменяющихся условиях, приложения своих знаний и умений и поддержания научно-конструкторско-изобретательскую самостоятельную деятельность. Осуществить это можно тогда, когда учебно-научно-воспитательный процесс будет построен таким образом, что студенту (обучающемуся) предоставляется возможность творить самому в

процессе обучения. Наиболее эффективно это достигается, когда студент включается в творческий процесс научно-исследовательского коллектива. Большую роль при этом играет бережная индивидуальная работа со студентами педагога-творца.

За 110-летнюю историю воспитания высокопрофессиональных и творческих специалистов в ИПР сложилась и действует эффективная сквозная система подготовки таких специалистов: НРУ (научная работа учащихся) – НИРС (научно-исследовательская работа студентов) – НТИИТМ (научно-техническое и инновационно-исследовательское творчество молодежи, включая аспирантов и молодых ученых до 35 лет).

Подобная система воспитания творческой личности складывалась и развивалась в Институте природных ресурсов (ранее ГРФ и ИГНД) годами и является одной из лучших традиций ИПР, бережно сохраняемой и развивающейся и по сей день. Истоки такой системы воспитания идут от основателей факультета (сейчас Института) – талантливых педагогов, ученых-академиков В.А. Обручева и М.А. Усова. Примером может служить сам В.А. Обручев, который нашел и воспитал, как своих сыновей, талантливого ученика М.А.Усова, выпускника первого выпуска горных инженеров в Сибири, ставшим первым из сибиряков академиком, с именем которого связано становление горнодобывающей промышленности Сибири. Примером служит и сам М.А. Усов, который подобно В.А.Обручеву нашел в степях одаренного казахского юношу – К.И. Сатпаева, растил и учил его, как сына. М.А.Усов брал его с собой в экспедиции, чем и сыграл огромную роль в судьбе будущего академика К.И. Сатпаева – основателя Академии Наук Казахстана. Такое бережное отношение к одаренной молодежи было воспитано и у других учеников М.А.Усова. С 1984 г. в ИПР (ГРФ, ИГНД) существует Фонд наследия профессора К.В. Радугина – ученика М.А. Усова, Лауреата Сталинской и Государственной премий. К.В.Радугин в завещании после своей смерти передал все свои личные денежные сбережения талантливой молодежи ИПР для поощрения их творческой научной деятельности. Эта связь поколений не прекращается в ИПР уже более 110 лет. Пройдя научную школу в Институте (факультете) и впитав его традиции, его лучшие выпускники, как правило, не прерывают связь с ИПР и учителями, становясь проводниками научных идей сибирской геологической школы и помогая в дальнейшем любимому институту и вузу.



Академик В.А. Обручев

Учебно-научно-воспитательный процесс, заложенный основателями ИПР, продолжается. Так, из 14 тыс. выпускников Института (факультета) более 350 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых (104 нефтяных месторождения в стране открыто выпускниками ИПР (ГРФ, ИГНД), 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 150 – докторами и более 800 – кандидатами



Академик М.А. Усов

наук. Из стен ИПР вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 5 Героев Социалистического Труда. ИГНД дал стране и миру выдающихся ученых и организаторов геологической службы и горнодобывающей промышленности СССР и России – это В.А. Обручев и М.А. Усов, Ю.А. Кузнецов и К.И. Сатпаев, Н.Н. Урванцев и М.К. Коровин, П.П. Гудков и Н.Ф. Шахов, Д.А. Стрельников, подготовивший 15 Героев Социалистического труда и многие, многие другие. Выпускники Института природных ресурсов ТПУ возглавляют вузы, академические институты, научно-исследовательские и производственные организации России, являются министрами РФ, руководителями областных администраций, депутатами областной и Государственной Думы РФ, и все они прошли через НИРС. Достаточно вспомнить лишь некоторые открытия, сделанные нашими выпускниками и сотрудниками в области геологии горного и нефтегазового дела и ясна, сколь огромна роль наших предшественников. В 1921 г. группа томских студентов-геологов под руководством выпускника ГРФ ТТИ (ТПУ) профессора Н.Н. Урванцева открыла крупнейшее в мире Норильское медно-никелевое месторождение на северо-востоке страны и заложила первый дом, дав начало строительству современного г. Норильска и разработке уникального месторождения, которое служит стране до сих пор. В 20-х годах выпускником ТТИ (ТПУ), М.А. Капелюшниковым был создан первый в мире турбобур, положивший начало механическому вращательному бурению скважин. Профессор М.А. Капелюшников являлся также строителем первого в СССР крекинг-завода. В 1939 г. К.В. Радугин, профессором ГРФ ТТИ (ТПУ) было открыто крупнейшее Усинское месторождение карбонатных марганцевых руд в Кузнецком Алатау, сыгравшее большое значение в создании самой лучшей в мире брони II Мировой войны для знаменитого танка Т-34 на Кузнецком металлургическом комбинате. Всем известно, какую огромную роль сыграл в Победе нашей страны легендарный танк Т-34. За это открытие К.В. Радугину была присуждена Сталинская премия. В 1941 г. выпускник ГРФ ТТИ (ТПУ), профессор И.К. Баженов открыл крупнейшие залежи нефелина, положившие начало развитию алюминиевой промышленности в Сибири, что дало толчок и широкие возможности к развитию самолетостроения в стране. В 1945 г. профессором ГРФ ТТИ (ТПУ) М.К. Коровиным было дано теоретическое обоснование нефтегазоносности Западной Сибири, где он добился проведения геологоразведочных работ на нефть. Научное предвидение М.К. Коровина подтвердилось. Сегодня Западная Сибирь – крупнейший в мире нефтегазовый бассейн. За это открытие М.К. Коровин был удостоен Ленинской премии.

В 60-е годы впервые в мире автоматическая станция «Луна-16», совершив мягкую посадку на поверхность Луны, произвела забор грунта Луны, который был доставлен на Землю. Создателем бурового грунтозаборного устройства был выпускник-горняк ТТИ (ТПУ) академик О.Д. Алимов, за что ему была присуждена Государственная премия СССР. В настоящее время в музее истории ТПУ стоит макет космического аппарата «Луна-16» с буровой установкой О.Д. Алимова.

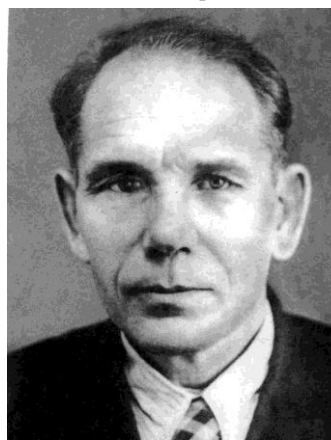
О высочайших достижениях наших ученых и выпускников можно говорить много и долго. Но все эти достижения связаны с высоким уровнем профессиональной подготовки выпускников ИПР (ГРФ, ИГНД) ТПУ и высокой квалификацией их учителей.

На базе ГРФ (ИГНД, ИПР) учеными факультета (института) были созданы новые научные и образовательные институты. Так академиком К.И. Сатпаевым создана Казахская Академия наук – первая в мире среди Азиатских республик. Его имя внесено в список выдающихся людей мира ЮНЕСКО при ООН.

В 60-е годы на базе кафедры петрографии ГРФ ТПИ (ТПУ) под руководством профессора, зав. кафедрой Ю.А. Кузнецова был создан отдел и лаборатория магматических формаций и петрологии магматических пород нового, вновь создаваемого Института геологии и геофизики только формирувавшегося тогда Сибирского отделения Академии наук СССР в г. Новосибирске. В г. Кемерово на базе горного отделения ТПУ был организован Кузбасский государственный технический университет (ранее горный институт). В настоящее время вместе со своими учениками возглавляет Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (г. Томск) выпускник ТПИ (ТПУ), профессор ИПР ТПУ, Лауреат Государственной премии СССР С.Л. Шварцев и подобных примеров можно приводить бесконечно.

Каждый этап в истории развития ИПР (ГРФ, ИГНД) укреплял эти добрые традиции, развивая их в соответствии с теми задачами и новыми требованиями, которые ставили время и научно-технический прогресс, продолжая готовить высокопрофессиональных специалистов и по сей день.

Традиции НИРС и УИРС были заложены еще в дореволюционный период, когда все студенты Томского технологического института (ТПУ) и факультета (ИГНД) должны были выполнять, кроме обычного дипломного проекта, еще и научно-исследовательскую дипломную работу, в основе которой лежали научные исследования автора.



**Профессор
К.В. Радугин, Лауреат Сталинской и Государственной премий**

**Методы и формы привлечения студентов к научной деятельности.
Молодежные научные объединения**

Первый научный кружок в ТПУ возник на горном факультете в 1909 году. Руководил им академик В.А.Обручев. В 30-х годах на факультете создается научно-техническое общество. В 30-40-х годах педагоги факультета уделяли большое внимание индивидуальной работе с одаренной молодежью, привлекая ее к научной деятельности, в этот период работало несколько научных студенческих кружков.



Научный руководитель студенческого кружка «Палеонтолог» доцент ИПР Э.Д. Рябчикова с группой студентов, занимающихся научной работой

В дальнейшем, особенно в 70-х годах, на факультете активно работали и работают в настоящее время научные кружки (СНК) – «Палеонтолог», «Палеоэколог», «Петрограф», «Минералог», переводческое бюро, лекторская группа НИРС и др. Появились первые молодежные научные объединения (МНО) – «Геолог», «Поиск» и др., студенческие конструкторские бюро (СКБ) – «Проходка» и др., студенческие научно-исследовательские лаборатории (СНИЛ) – «Луч», «Факел», «Нефтяник», «Литонолог» и др. Постепенно с годами они развивались, изменялись, совершенствовались в соответствии с требованиями времени.

На основе многолетнего опыта и традиций НИРС в ИПР сегодня мы имеем действующие молодежные студенческие научные объединения, более разнообразные и сложные по структуре организации, чем прежние. Сегодня в ИПР работают

Формы отбора талантливой молодежи привлечение школьников и студентов-первокурсников к научной деятельности

На протяжении многолетнего опыта НИРС на факультете (в ИПР, ИГНД) удалось создать систему отбора талантливой молодежи и воспитания творческой личности, которая функционирует и эффективно действует и в настоящее время, что является большим достижением института (факультета). Эта система включает в себя на первом этапе – поиск и отбор способной, талантливой молодежи еще в школьный период и привлечение их в МНО, СНИЛ, СНК, а также привлечение студентов к НИРС еще на первых курсах обучения. Большое значение в этом направлении имеет создание и деятельность еще в 70-годы геологической школы «Юный геолог» для школьников. С 2007г. мы возродили деятельность этой школы, благодаря которой увлеченные, получившие начальные профессиональные знания школьники и лицеисты, становятся студентами ИГНД, и которые уже с младших курсов начинают заниматься научной деятельностью, вливаясь в молодежные научные коллективы. Эти школьники и первокурсники уже начинают делать свои первые шаги в творчестве, выступая на студенческих научных конференциях, участвуя в олимпиадах и конкурсах студентов младших курсов.

Ежегодно школьники, подготовленные в школе ИПР «Юный геолог» успешно участвуют во Всероссийских и Международных геологических олимпиадах для школьников. В этом 2011 г. на базе Института природных ресурсов ТПУ проводится II Международная геологическая олимпиада для школьников.

Студенты - младшекурсники (I-III курсы) активно участвуют в ежегодной университетской геологической конференции с элементами научной школы-семинара им. профессора М.К. Коровина для студентов младших курсов «Творчество юных – шаг в успешное будущее», на которых студенты выступают со своими докладами. В частности, в 2010 г. их доклады были посвящены 50-летию открытия и освоения нефтегазовых



Работа юных геологов-школьников на обнажении во время Международной геологической олимпиады школьников (2010 г., Казахстан). Команда г. Томска «Юный геолог» подготовлена в ИПР ТПУ

месторождений в Западной Сибири, а в этом 2011 г. посвящены теме: «Геология и Космос» к 50-летию полета первого человека в космос – Ю.А. Гагарина.

В ИПР традиционно ведется постоянная большая индивидуальная работа педагогов с одаренной молодежью, начиная с первого курса обучения до последнего, вплоть до выпуска его в самостоятельную профессиональную деятельность. Ежегодно для студентов младших курсов проводятся конкурсы на лучшую НИР, лучшие из которых награждаются.

Истоки такого наставничества идут еще от основателей факультета (института) – талантливых педагогов – академиков В.А.Обручева и М.А.Усова, о которых было сказано выше. В частности, на ГРФ (ИГНД) студентов уже с 1-го курса подключают к экспедиционным полевым исследованиям на учебном полигоне в Хакасии, или в научных экспедициях кафедр, приобщая их уже с первых шагов к творческой исследовательской деятельности.

Учебно-исследовательская работа, её формы

На факультете традиционно всегда были тесно взаимосвязаны наука и учебный процесс. Учебно-исследовательскую работу студентов, введенную в учебную программу, впервые в ТПУ начал практиковать профессор геологоразведочного факультета ТПИ (ТПУ) П.П. Халфин. В 1942 году на занятиях по палеонтологии студенты получали индивидуальные научные задачи. По расписанию на эти занятия отводилось до 30 часов учебного времени. Таков был первый опыт введения НИРС в учебный процесс в вузах Сибири и Дальнего Востока. Позднее лабораторные практикумы с элементами научных исследований получили широкое развитие. Особенно на ГРФ (ИГНД, ИПР) удачно сочетались научные и учебные занятия во время летних полевых геологических практик. Дипломные и курсовые работы, выполненные студентами по материалам, собранным на производстве или в исследовательских экспедициях, имели уже реальную научную и практическую значимость. Профессор ИПР С.С. Сулакшин впервые в ТПУ ввел курс «Основы научных исследований» на кафедре техники разведки в 1966-1967 гг. Данный курс, а также курс «Основы научного эксперимента» (разработчик – профессор, ныне ректор ТПУ П.С. Чубик), получили развитие на многих кафедрах факультета (института) в университете. В настоящее время такие учебные курсы УИРС успешно продолжают вести на кафедрах бурения скважин, кафедре геохимии и геоэкологии, гидрогеологии и инженерной геологии и др. Данные лекционные курсы сопровождаются практикумами и лабораторными занятиями научно-исследовательского характера и методически обеспечены.

В ИПР широко распространены курсовые и дипломные работы с элементами исследований, лучшие из которых представляют на конкурсы различного уровня. В ИПР распространены также индивидуальные задания исследовательского характера, которые выполняются студентами в учебные часы самостоятельной работы.

Привлечение студентов и молодых ученых к инновационной деятельности

В настоящее время студенты, аспиранты и молодые ученые ИПР активно участвуют в конкурсах индивидуальных и коллективных инвестиционных грантов различного уровня для проведения научно-исследовательских работ и выигрывают их. В частности, в конкурсе Российского молодежного научно-инновационного конкурса грантов «У.М.Н.И.К.», проводимых студенческим Бизнес-инкубатором и Инновационно – технологическим Центром ТПУ, в 2007 г.



Магистрант ИПР А.В. Кокорин – создатель и директор научно-производственного предприятия ООО «Нефтьинвент», на награждении дипломом Международной выставки «Нефть. Газ. Геология. – 2007»



Зал 3D-визуализации. Защита геологами-магистрантами дипломных работ в ЦППСНД ИПР ТПУ по магистерским программам Эдинбургского университета Heriot-Watt (Великобритания)

в 2007 г. выиграла аспиранты ИПР (ИГНД) А.В. Шадрин, А.В. Таловская, А.Н. Никитенков, а в 2008 г. в аналогичном конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.» выиграла студенты ИПР (ИГНД) Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин, В.Д. Покровский и аспиранты Н.В. Гусева, А.А. Лукин. В 2010 г. грант «У.М.Н.И.К.» выиграла аспирант А.В. Жилин и студенты А.В. Епихин и А.В. Ковалев. Гранты на научные исследования в 600 тыс. руб. каждый в 2004 г. выиграла выпускники ИГНД И.А. Губин и И.И. Юрчик, а в 2005 г. – студенты ИПР (ИГНД) А.В. Таловская и Д.Ю. Расковалов, в 2010 г. – студенты Т.Ю. Жарова и Е.С. Зеленова. Победителем в конкурсе Томской области предпринимательских проектов «Бизнес – старт» и победителем областного конкурса

на размещение малого предприятия на территории конструкторско-технологического Бизнес-инкубатора Томской области в 2007 г. стал магистрант ИПР А.В. Кокорин, и этот список можно продолжать. В 2009 г. был выигран Федеральный коллективный инновационный грант аспирантами Ю.Л. Замятиной, Д.В. Швецовою и студенткой Е.А. Литусовой. Молодой доцент А.В. Шадрин и студент Д.В. Федин выиграли грант ФЦП в 1,5 млн. руб. В 2008 г. был выигран грант в 1 млн. руб., позволивший создать научно-молодежный Инновационный Центр «Union Petroleum UP». В 2010 г. С.А. Попов выиграл грант по программе «Лучшие аспиранты РАН» и в студенчестве – Медаль и Диплом Всероссийского конкурса инновационно-технических идей и проектов (2009 г.). Кроме того, к инновационной деятельности привлекаются студенты через Инновационно – образовательный Центр «Урановая геология» и Инновационно – научно – образовательный Центр подготовки магистрантов и специалистов трубопроводного нефтегазового транспорта, научные и учебные лаборатории которых оснащены современным оборудованием мирового уровня. Талантливые аспиранты и молодые специалисты проходят подготовку к инновационной деятельности в Центре переподготовки специалистов нефтегазового дела по программе Heriot-Watt (Великобритания) в ТПУ. Ежегодно студенты ИПР зарабатывают по грантам и премиям от 1.3,5 млн. рублей (2006 г.) до 14,7 млн. рублей в 2010 г.

Международные связи

Новой традицией в молодежной науке ИПР стало развитие интенсивных международных связей в научном направлении. Научные контакты ИПР (ИГНД, ГРФ) с учебными и научными учреждениями бывших Советских Республик в составе СССР – ныне Стран Независимых Государств (СНГ) устанавливались и развивались



Открытие Всесоюзной научной студенческой конференции в 1976 г. на базе ГРФ ТПИ. Выступает зам. декана по НИРС доцент Г.М. Иванова. В президиуме (слева направо) – председатель Студенческого Совета НИРС студент гр. 2620 Е.Г. Язиков; Лауреат медали Академии наук СССР студент гр. 2360 В.В. Хитров; Заслуженный деятель науки и техники, профессор Д.С. Миков

еще с 1976 г., когда ИГНД (ГРФ) стал организовывать Всесоюзные научные студенческие конференции. В последующие годы эти связи сохранились и упрочнились. Международные связи ИПР с научной молодежью дальнего зарубежья стали развиваться с 1996 г., когда институт стал организовывать и проводить Международные научные симпозиумы студентов и молодых ученых. Международные контакты ИПР по НИРС осуществляются и развиваются сегодня в основном по нескольким направлениям.

1 направление – В процессе организации и проведения ИПР Международных молодежных научных симпозиумов. **2 направление** – Участие и выигрыши студентами ИПР в конкурсах грантов на научные стажировки и обучения за рубежом. Так, в 2001 г. прошла научную стажировку во Франции в Страсбургском университете студентка ИГНД Т.С. Некрасова. В 2002 г. выиграла стипендию Президента РФ на научную стажировку за рубеж А.Ю. Фальк, которая успешно прошла ее в Германии в Мюнстерском университете. В 2003 г. студентка ИГНД А.И. Загородняя прошла научную стажировку в Гарвардском университете, а студент ИГНД Т.К. Баранов – в Эдинбургском университете (Великобритания). В 2003 г. подобную научную стажировку успешно прошла в университете Heriot-Watt (Шотландия) и в Испании студентка ИГНД О.В. Лысова. В 2004-2005 г. на научную стажировку в Италию в Пизанский университет выехали студенты ИГНД И.Н. Баландин и Л.В. Жорняк, которая выиграла стипендию Правительства Италии для зарубежных студентов. В 2005 г. в научных командировках за рубежом побывали студентка ИГНД Е.О. Коновалова – в университете им. Луи Пастера (г. Страсбург, Франция), Е.И. Павликовская – в Пражском университете (Чехия), в 2004 г. она также прошла научную стажировку в Лондоне (Великобритания), М.Г. Сваровская выезжала с научными исследованиями по программе компании «Шлюмберже» в г. Порт-Харкорт (Нигерия, Африка), А.С. Горлушко в 2005-2006 гг. участвовала в полевых экспедиционных работах по теме исследований в провинции Шаньси (Китай). В 2006 г. стипендию Президента РФ на научную стажировку за рубежом выиграла студентка ИГНД Е.Ю. Сурова, которая успешно прошла ее в Эдинбургском университете (Великобритания). В 2009 г. студент В.Д. Покровский выезжал на научную



Открытие VIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2004 г.)

стажировку в Германию; Е.С. Зеленова – в Австрию и в Испанию и т.д. В 2010 г. выиграли гранты Правительства Франции на научные стажировки в Франции студенты Е.Д. Ксенофонтова и Д.В. Василенко и т.д.

3 направление – Активное участие студентов ИПР в зарубежных научных конференциях, поездки студентов на эти конференции. Например, в 1999-2000 г. с научными докладами выступила на международной конференции в Канаде А.Ю. Фальк, шесть студентов ИГНД выступили в Германии – это Е.В. Домрочева, И.В. Трусова (Шишко), А.В. Леонова (Кривошеева), О.А. Безрукова, Ю.И. Троицкая, А.Е. Саенко; в 2004-2006 г. в Казахстане – Л.В. Жорняк, А.В. Таловская; в 2005 г. на Украине – А.А. Лукин; в 2007 г. в Казахстане – Т.Н. Игнатова, Л.В. Жорняк, А.В. Таловская, Е.А. Галочкина, в 2010 г. в Германии – студент В.Д. Покровский; в Финляндии – А.Ф. Бархатов; в Индии – студенты Д.В. Федин, Е.С. Зеленова, А.Ф. Бархатов и др. В настоящее время в ИПР по линии НИРС установлены международные контакты со 180 университетами и вузами стран ближнего и дальнего зарубежья – Австрии, Бельгии, Болгарии, Великобритании, Германии, Канады, Индии, Италии, Китая, Кореи, США, Франции, Чехии, Монголии, Узбекистана, Белоруссии, Туркмении, Таджикистана, Армении, Азербайджана, Украины, Киргизии и др. Пока эти связи недостаточно прочные, но они развиваются.



Виджий Кумар, Камал Чандра, студенты Университета энергии и нефти г. Дехрадун (Индия) на XV Международном симпозиуме им. М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2011 г.)

4 направление – Издание сборника трудов ежегодного Международного молодежного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр», одна из секций которого проводится и публикуется на английском и немецком языках. Сборник симпозиума, проводимого ИПР, востребован за рубежом.

5 направление – Развитие международных контактов кафедр в научной деятельности и подключение к ним молодых исследователей, работающих на кафедрах. Здесь можно привести в пример аспирантов кафедры ТХНГ А.В. Жилина, С.С. Байкина, выезжавших на научные стажировки в 2007 и 2008 гг. во Францию, Канаду, Финляндию, США. В 2009 г. аспирант Т.Н. Игнатова (каф. ГЭГХ) прошла научную стажировку в Греции, в 2010 г. научную стажировку в США прошла аспирант Е.Ю. Пасечник и т.д.

Международные симпозиумы студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр»

На факультете в 70-х годах была введена новая традиция – организация и проведение ежегодных межвузовских, затем Всесоюзных, Всероссийских и, наконец, Международных научных студенческих конференций и симпозиумов, которые сыграли и продолжают играть большую роль в развитии НИРС, популяризации престижа научной деятельности среди молодежи, в подготовке высококвалифицированных специалистов и воспитании творческой личности. Первая научная студенческая конференция на факультете была проведена в 1946 году, но она в 40-50-е годы не была ежегодной. В 50-60-е годы студенты выступали, в основном, с научными сообщениями на научных конференциях преподавателей и научных сотрудников факультета. С 1972 года на факультете стала ежегодно проводиться межвузовская научная студенческая конференция, которая с 1974 года получила статус Всесоюзной, а с 1976 года – Всесоюзной и ей было присвоено имя академика М.А. Усова. Благодаря многолетней работе конференций институт (факультет) установил тесные связи со всеми геологическими вузами страны. Последние десять лет труды участников конференций публикуются в специально выходящих сборниках. В 1996 году на базе ИПР (ИГНД, ГРФ) ТПУ был организован первый в стране Международный научный симпозиум «Молодежь и проблемы геологии» в рамках Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Организация и проведение ежегодных теперь уже Международных научных молодежных симпозиумов «Проблемы геологии и освоения недр» явились новой традицией института. Подобные Международные научные симпозиумы ИПР проводит ежегодно с 1996 года и по настоящее время. В 2011 г. был проведен юбилейный XV Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А. Усова. В таких научных форумах принимают участие до 700 – 900 молодых ученых и лучших студентов России, стран Содружества Независимых Государств, а также представителей дальнего зарубежья – США,



Награждение победителей по секции «Экология» XV Международного симпозиума им. М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2011 г.)

Германии, Индии, Норвегии, Китая, Франции, Сирии, Марокко, Венгрии, Чехии, Судана, Алжира, Вьетнама и других стран. Доклады делают студенты и молодые ученые по 20 направлениям (секциям). Ежегодно лучшие доклады публикуются в сборнике научных трудов симпозиума. Такой симпозиум – это сильная мотивация для студентов, аспирантов и молодых ученых активнее вести научно-исследовательскую деятельность. В рамках симпозиума проходит выставка научных достижений молодежи, новинок научных публикаций, для участников симпозиума проводится конкурс Федерального гранта «У.М.Н.И.К.», авторы лучших докладов награждаются премиями.

Олимпиадное движение в ИПР

В первые годы нового столетия стало активно развиваться олимпиадное движение. Участие студентов ИПР во Всероссийских и университетских олимпиадах по учебным дисциплинам и специальностям стало новой



Лучшие студенты вузов России выполняют практические задания по комплексу фундаментальных геологических наук на Всероссийской олимпиаде на базе ИПР ТПУ (2007 г.)

традицией ИПР. В настоящее время в ИПР ежегодно проводится 20 университетских профессиональных олимпиад. С 2001 по 2007 г. ИПР проводил 7 Всероссийских олимпиад по разным геологическим специальностям, с 2008 г. по настоящее время – 4 Всероссийские олимпиады (III и II тур) по комплексу фундаментальных геологических наук; по поискам и разведке подземных вод и инженерно-геологическим изысканиям; по геофизическим методам поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, по геологии нефти и газа. Среди многочисленных победителей студенческих олимпиад необходимо отметить, прежде всего, студента ИПР (ИГНД) С.А. Редикульцева, победителя десяти олимпиад высшего уровня – это Международной олимпиады по высшей математике, Всероссийских олимпиад по теоретической механике, высшей математики, сопротивлению материалов, разработки нефтяных и газовых месторождений, физики пласта, а также студентов ИПР (ИГНД) П.В. Мельникова, И.А. Губина, Д.С. Белицера и М.П. Кириллову – неоднократных победителей различных профессиональных олимпиад, в том числе Всероссийских олимпиад по комплексу фундаментальных геологических наук и минералогии. Все они очень талантливые молодые люди.

Конструкторская деятельность молодежи ИПР

Занимаясь в студенческие годы научной конструкторской деятельностью, студенты ИПР почти ежегодно продолжают получать авторские свидетельства, патенты, лицензии на изобретения и полезную модель, как в советское время, так и в постсоветское. В 1972 г. им являлся М.Д. Некрасов (науч. рук. доц. Л.П. Рихванов); в 1982-1983 гг. – Л.И. Литвинов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1987 г. – О.С. Кабылбеков, Е.А. Марченко, С.В. Пикунов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1988 г. – Е.Ю. Орехов (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 1999 г. – С.Н. Будюгин (науч. рук. доц. В.И. Брылин); в 2001 г. – А.Б. Хавроня; в 2003 и 2004 гг. – А.В. Таловской было получено два патента (науч. рук. доц. Е.Г. Язиков); в 2005-2006 гг. получено три патента студентом И.Б. Бондарчуком (науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков); в 2007 г. – два патента получил студент А.В. Котов (науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков, асс. И.Б. Бондарчук). Достаточно сказать, что в 2007-2010 гг. студентом, а затем аспирантом И.Б. Бондарчуком получено до 15 патентов и лицензий на изобретения и полезную модель.

Участие и награды студентов на конкурсах и выставках НИР Международного и Всероссийского уровня

Традиции НИРС, передаваемые из поколения в поколение на ИПР (ИГНД) на протяжении более столетия, подтверждаются высокими наградами лучших студентов института на протяжении многих лет и профессиональными достижениями выпускников ИПР (ИГНД). В советский период – это Золотые медали и дипломы Минобразования СССР и Академии наук СССР за лучшие научные работы студентов. С 1999-2001 гг. стало проводиться много персональных конкурсов для одаренной молодежи, причем разного возрастного уровня и степени профессиональной подготовки. Это конкурс НИР студентов на звание дипломанта Медали и премии Российской Академии наук, Всероссийские конкурсы на лучшую НИР студентов, международные и всероссийские конкурсы – на звание лауреата стипендии им. академика В.И. Вернадского, Евро-Азиатского геофизического общества, Всероссийские конкурсы выпускных квалификационных работ студентов, Всероссийские и университетские профессиональные олимпиады. Уже несколько лет проводится конкурс на звание «Лучший выпускник России» для выпускников вузов, готовящих специалистов минерально-сырьевого комплекса. С 2008 г. стал проводиться ежегодный Международный конкурс на звание «Золотой резерв нефтегаза РФ», организованный нефтегазовыми компаниями России. И на всех этих конкурсах наши студенты и выпускники выигрывают, что свидетельствует о высокой профессиональной подготовке специалистов в ИПР. Кроме того, ежегодно проходит конкурс на звание



В.В.Хитров – студент ИПР (ИГНД, ГРФ), Лауреат Медали и Диплома Академии наук СССР за научную работу, первооткрыватель золоторудного месторождения в шельфе Японского моря (1976 г.). В настоящее время – крупнейший специалист по морской разведке шельфов северных и восточных морей России

(науч. рук. доцент Б.Л. Васильев), **Т.И. Архангельская** – 2000 г. (науч. рук. доцент Л.П. Рихванов), **Ю.С.Тимакова** (Сыроватко) – 2002 г. (науч. рук. доцент Н.Г.Наливайко), **А.В. Таловская** – 2004 г. (науч. рук. доцент Е.Г. Язиков), **Е.Ю. Пасечник** – 2006 г. (науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко, проф. С.Л. Шварцев).



Вручение Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР студентке ИПР (ИГНД) **А.Ю.Фальк** Президентом РАН **Ю.С.Осиповым** (1999 г.). **А.Ю.Фальк** – абсолютный победитель конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» (2000 г.). В настоящее время – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ



Т.А.Архангельская – студентка ИПР (ИГНД), Лауреат Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР (2000 г.), лучший студент ТПУ. В настоящее время – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ

лауреата Томской области в сфере науки и образования, ежегодный конкурс на звание «Лучший студент года ТПУ», областной конкурс на Премию Томской Государственной Думы для молодых дарований и т.д. и т.п.

Каждый год лучшие студенты ИПР (ИГНД, ГРФ) уже на протяжении десятков лет получают эти высокие награды. Многие награды студентов ИПР являются уникальными и не имеют аналогов в ТПУ и других вузов Сибири. К ним относятся Медали Академии Наук СССР и медали РАН за лучшие научные работы. Шестеро студентов ИГНД получили такие высокие награды. **Медалью Академии наук СССР за научную работу в 1976 г. был удостоен студент гр.2360 ГРФ В.В. Хитров** (науч. рук. доц. С.С. Ильенко, аспирант А.М. Сазонов). Это единственный случай столь высокой награды в советское время в ТПУ и в других вузах Сибири. Медаль АН СССР В.В.Хитрову вручал лично Президент АН СССР М.В. Келдыш в г. Москве на заседании Президиума АН СССР. Позднее с 1999 г. Российская Академия наук (РАН) стала ежегодно проводить конкурс на лучшую студенческую НИР. **Медали РАН получили студенты ИПР (ИГНД): А.Ю. Фальк** – 1999 г.

Победителями конкурса «Лучший выпускник России» среди выпускников вузов минерально-сырьевого комплекса по своим специальностям стали студенты ИПР (ИГНД): **И.А. Губин** (2004 г., науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков, доц. Б.Д. Васильев), **И.И. Юрчик** (2004 г., науч. рук. проф. М.Б. Букаты), **А.В. Таловская** (2005 г., науч. рук. проф. Е.Г. Язиков), **Д.В. Расковалов** (2005 г., науч. рук. доц. Г.Г. Номоконова), **Е.Ю. Пасечник** (2006 г., науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко), **О.Г. Токаренко** (2006 г., науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), **А.В. Жилин** (2006 г., науч. рук. доц. В.И. Хижняков), **С.С. Булахов** (2006 г., науч. рук. доц. С.Я. Рябчиков), **Б.В. Белозеров** (2007 г., науч. рук. доц. Г.Г. Номоконова), **А.А. Лукин** (2007 г., науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков, доц. Е.В. Гусев), **Н.В. Гусева** (2007 г., науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), **А.В. Котов** (2008 г., науч. рук. проф. С.Я. Рябчиков, асс. И.Б. Бондарчук), **С.В. Соколов** (2008 г., науч. рук. доц. Ю.В. Колмаков), **А.В. Кокорин** (2009 г., науч. рук. доц. А.В. Рудаченко), **Е.В. Галочкина** (2009 г., науч. рук. доц. Н.В. Барановская), **Р.В. Столяров** (2009 г., науч. рук. проф. В.Д. Евсеев), **Е.А. Литусова** (2010 г., науч. рук. доц. Н.В. Барановская), **Т.Ю. Жарова** (2010 г., науч. рук. проф. Г.Ю. Боярко), **А.В. Епихин** (2010 г., науч. рук. проф. В.Д. Евсеев, доц. М.А. Самохвалов), **С.А. Попов** (2010 г., науч. рук. проф. В.И. Исаев), **Е.С. Зеленова** (2010 г., науч. рук. проф. Г.Ю. Боярко), **Д.В. Федин** (2011 г., науч. рук. доц. В.Г. Крец), **Д.И. Зайцева** (2011 г., науч. рук. доц. В.Б. Романюк), **К.Ю. Баранова** (2011 г., науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова).

От России на конкурсе «Лучший выпускник Европы и Азии» в 2007 г. выступил студент ИПР (ИГНД) **Б.В. Белозеров**, занявший II место. В 2009 г. **А.В. Кокорин** стал «Лучшим выпускником мира» по своей специальности, а в 2010 г. такую победу завоевала **Т.Ю. Жарова** (II место). Победителями



Ю.С. Тимакова (Сыроватко) с научным руководителем доцентом Н.Г. Наливайко после награждения Медалью и дипломом Российской Академии Наук за лучшую НИР (2002 г.). В настоящее время – к.г.-м.н., доцент ТГПУ

В.И. Исаев) и Т.Ю. Жарова (науч. рук. проф. Г.Ю. Боярко).

Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза РФ» в 2008 г. стали студенты ИПР: в номинации «Геологоразведка» – С.В. Онучин (науч. рук. доц. Т.А. Гайдукова); в номинации «Экология» – Т.Н. Игнатова (науч. рук. доц. Н.В. Барановская); в номинации «За высокие достижения в научной деятельности» – Т.Н. Игнатова; в номинации «За активную общественную деятельность» – Е.Л. Мещерякова (науч. рук. доц. Т.А. Гайдукова). Кроме того, Е.Л. Мещерякова стала еще и лауреатом в номинации «Геологоразведка». В 2009 г. победителями Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза» стали студенты ИПР ТПУ: в номинации «Экология» – Е.В. Галочкина (науч. рук. доц. Н.В. Барановская) и А.В. Кокорин в номинации «За высокие достижения в научной деятельности (науч. рук. доц. А.В. Рудаченко). Лауреатами стали: Р.В. Столяров (науч. рук. проф. В.Д. Евсеев); М.В. Мартынов (науч. рук. доц. Т.А. Гайдукова); В.Н. Дашковский (науч. рук. ст. преп. Л.А. Нечаева). В 2010 г. победителями стали А.В. Епихин в номинации «Бурение нефтяных и газовых скважин» и «За лучшую научную работу» (науч. рук. проф. В.Д. Евсеев, доц. М.А. Самохвалов), Е.С. Зеленова – в номинации «Экономика в минерально-сырьевом комплексе» (науч. рук. проф. Г.Ю. Боярко), Е.А. Литусова – в номинации «Экология» (науч. рук. доц. Н.В. Барановская), Р.В. Савицкий – в номинации «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» (науч. рук. доц. Н.В. Чухарева). Лауреатами стали: С.А. Попов (науч. рук. проф.



А.В.Таловская – студентка ИПР, Лауреат Медали Российской Академии Наук за лучшую НИР (2005 г.), победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2005 г.), абсолютный победитель в конкурсе на звание «Лучший студент ТПУ» (2005 г.) с научным руководителем профессором Е.Г.Языковым. В настоящее время – к.г.-м.н., доцент ИПР ТПУ



Е.Ю.Пасечник – студентка ИПР, Лауреат Медали Российской Академии Наук за лучшую НИР (2006 г.), победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2006 г.), абсолютный победитель в конкурсе на звание «Лучший студент ТПУ» (2007 г.), с проректором по научной работе ТПУ В.А.Власовым. В настоящее время – к.г.-м.н., ст. преподаватель ИПР ТПУ

Медалями Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2010 гг. награждены 44 студента ИПР. Это студенты: в 1970 г. – М.Л.Марьин (науч. рук. доц. В.П.Рожков); в 1974 г. – В.В.Хитров (науч. рук. доц. С.С.Ильенок, асп. А.И.Сазонов); в 1980 г. – С.А.Дыбин (науч. рук. доц. Ю.А.Фомин); в 1981 г. – Г.С.Лепилин (науч. рук. доц. А.Д.Миков); в 1982 г. – В.В.Вавилов (науч. рук. доц. Л.П.Рихванов); в 1983 г. – М.П.Феронов (науч. рук. доц. В.Г.Храменков); в 1984 г. – В.М.Давиденко (науч. рук. доц. Ю.А.Фомин); в 1986 г. – А.И.Литвинов (науч. рук. доц. В.И.Брылин); в 1990 г. – С.В.Новоселов, Л.М. Новоселова (науч. рук. доц. С.И.Арбузов); в 1993 г. – О.А.Миков (науч. рук. доц. Е.Г.Языков); в 1994 г. – А.В.Рязанов (науч. рук. доц. К.И.Борисов), О.С.Радченко (науч. рук. доц. А.П.Проскурин); в 1995 г. – А.Ю.Дмитриев (науч. рук. доц. К.И.Борисов); в 1996 г. – К.Ю.Кудрин (науч. рук. доц. Б.Д.Васильев); в 1999 г. – А.Ю.Шатилов (науч. рук. доц. Е.Г.Языков), Е.Ю. Панова (науч. рук. доц. Г.К.Автеньев); в 2000 г. – Н.А.Третьякова (науч. рук. доц. Н.Ф.Столбова), Э.Я.Муслимов (науч. рук. ст.преп. В.А.Чеканцев); в 2001 г. – Ю.Н.Шишкин (науч. рук. доц. Н.Ф.Столбова), С.Н.Будюгин (науч. рук. доц. В.И.Брылин), В.Д.Шишов (науч. рук. доц. В.И.Рязанов); в 2002 г. – Т.А.Архангельская (науч. рук. проф. Л.П.Рихванов), А.Ю.Фальк (науч. рук. доц. Б.Д.Васильев); в 2003 г. – О.Е.Петрова (науч. рук. доц. Ю.Г.Копылова), Д.С.Михальченко (науч. рук. ст.преп. В.Д.Чеканцев); в 2004 г. – Р.А.Шишкин (науч. рук. проф. Л.Я.Ерофеев); в 2005 г. – А.В.Таловская (науч. рук. проф. Е.Г.Языков), Е.Ю.Пасечник (науч. рук. доц. Н.Г.Наливайко); в 2006 г. – С.А.Редикульцев (науч. рук. доц. В.Г.Крец),



Е.Ю. Сурова – студентка ИГР, абсолютный победитель конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» (2006 г.). В настоящее время – полевой старший инженер компании «Шлюмберже» (г. Ред Дир, Канада)



И.И. Юрчик и И.А. Губин - студенты ИГР, победители конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2004 г.), лучшие студенты ТПУ (2004 г.), обладатели индивидуальных грантов в 600 тыс. руб. каждый. В настоящее время оба – к.г.-м.н., научные сотрудники Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН г. Новосибирск

М.С.Холькин (науч. рук. доц. Л.А.Краснощекова); в 2007 г. – Т.И.Игнатова (науч. рук. доц. Н.В.Барановская), К.В.Шахматов (науч. рук. доц. М.А.Самохвалов) (Фото 15); 2009 г. – Н.В. Столяров (науч. рук. проф. В.Д. Евсеев); 2010 г. – А.В. Пашагин (науч. рук. доц. Ю.Г. Копылова), Р.Е. Терещенко (науч. рук. проф. С.Н. Харламов), А.А. Балобаненко (науч. рук. проф. Е.М. Дутова), Ю.Н. Пичугина (науч. рук. доц. Н.В. Чухарева).

Дипломами Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2010 гг. награждены 155 студентов ИГР. С 2002 г. Министерство образования и науки РФ стало проводить Всероссийские конкурсы на лучшие выпускные квалификационные работы (ВКР), на котором награждены дипломами Минобразования РФ 104 студента ИГР. С 1999 г. Российское геологическое общество и Евро-Азиатское геофизическое общество стало ежегодно проводить конкурс на лучшую НИРС с присуждением денежных премий и публикацией лучших работ студентов. Лауреатами этих конкурсов стали 45 студентов ИГНД. С 2001 – 2007 гг. ежегодно проводится Всероссийский конкурс на звание «Эколог XXI века». Победителями этого престижного конкурса стало 9 сту-



А.В. Кокорин – победитель конкурса «Лучший выпускник мира» по своей специальности и Е.А.Галочкина – победитель в конкурсе «Лучший выпускник России» в номинации «Экология» (2009 г.). В настоящее время А.В. Кокорин – аспирант ИГР ТПУ и Генеральный директор завода сварочной техники; Е.А. Галочкина – ведущий специалист в ОАО «Томск НИПИНефть»



Б.В. Белозеров – студент ИГР, победитель конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2007 г.), победитель на звание «Лучший выпускник Европы и Азии» в своей специальности (II место) (2007 г.), лучший студент ТПУ (2007 г.). В настоящее время – аспирант ИГР ТПУ и ст. преподаватель в ЦППСНД ИГР ТПУ

дентов ИГНД. Ими являются Ю.С.Тимакова (2001 г.), О.Е.Петрова, О.В.Лысова, Т.М.Гунда (2002 г.), В.А.Ковязина (2003 г.), А.В.Таловская (2004 г.), Е.Ю.Пасечник (2005 г.), О.Г.Токаренко (2006 г.), Т.Н.Игнатова (2007 г.).

Дипломами Министерства образования и науки РФ и премиями по поддержке талантливой молодежи в РФ в 2010 г. награждены студенты ИГР – Д.С. Белицер и Ф.С. Прокопьев.

Именные стипендиаты

В начале 90-х годов была создана новая замечательная традиция в ИПР (ГРФ, ИГНД) – были учреждены именные стипендии и премии в честь выдающихся ученых – сотрудников института (факультета), которые выплачиваются студентам за отличную учебу и успешную научную работу. Это премии имени академика В.А.Обручева, имени академика М.А.Усова и имени профессора М.К.Коровина, именные стипендиаты Ученого Совета университета и института, а также лауреаты различных спонсорских стипендий. Все эти премии лучшие студенты могут получить лишь после победы в открытом конкурсе.

Двоим студентам ИПР (ИГНД, ГНФ) – А.Ю. Фальк (1999 г.) и Д.А. Новикову (2000 г.) – удалось выиграть на Всероссийском конкурсе стипендии Академии наук РФ; студентам А.Ю. Фальк (2000 г.), Т.А. Архангельской (2001 г.), А.В. Таловской (2002 г.) – Международную стипендию Сороса. Стипендию Государственной Думы РФ выиграла в 2004 г. студентка ИПР Е.Ю. Пасечник. Студенты ИПР Д.А. Новиков (1999 г.), Е.В. Домрочева (2000 г.), Н.В. Душехватова (2001 г.), О.Е. Петрова (2002 г.), О.В. Лысова (2003 г.), А.В. Таловская (2004 г.), Е.Ю. Пасечник, В.А. Ковязина (2005 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.), Т.Н. Игнатова (2007 г.) завоевали Международную



Победители Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза – 2009» после награждения в г. Москве: лучшие выпускники России, лучшие студенты ТПУ (нижний ряд, слева направо) Е.Л.Мещерякова, Т.Н.Игнатова; (второй ряд справа) – С.В.Онучин.

В настоящее время Т.Н.Игнатова – к.г.-м.н., ст. преподаватель ИПР ТПУ; Е.Л.Мещерякова – ведущий специалист ОАО «Томскгазпром» и аспирант ИПР ТПУ; С.В.Онучин – аспирант ИПР ТПУ,



Победители конкурса «Лучший выпускник России - 2010», победители Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза – 2010», лучшие студенты ТПУ: А.В. Епихин, Т.Ю. Жарова, С.А. Попов, Е.С. Зеленова, Р.В. Савицкий, Е.Н. Литусова.

Т.Ю. Жарова выиграла конкурс «Лучший выпускник мира» по своей специальности (II место). В настоящее время – все они аспиранты ИПР ТПУ

стипендию им. академика В.И. Вернадского. Стипендию Геологической службы России выиграла студентка ИПР Е.Н. Потехина (2007 г.). Международную стипендию Евро-Азиатского геофизического общества в 2005 г. выиграл студент Б.В.Белозеров, в 2006 г. – студент В.В.Серов, в 2008 г. – студент С.А. Попов, а в 2009 г. – студент М.О. Коровин. Международную стипендию им. В.Г. Шухова Международного и Российского Союзов научных и инженерных объединений в 2009 г. завоевал студент А.В. Епихин, а в 2010 г. – студент Д.В. Федин. В этом же году стипендию Правительства Франции выиграла студентка ИПР Е.Д. Ксенофонтова и Д.В. Василенко. Стипендию Президента РФ завоевали студенты ИГНД: Л.В. Жорняк (2001, 2002 гг.), О.Е. Петрова (2003 г.), А.В.Таловская (2004 г.), Е.Ю.Пасечник (2005 г.), Н.В.Гусева (2006 г.), К.В.Карнеев (2009 г.), Д.В. Федин (2010г.). Стипендию Правительства России также выиграла студентка ИПР: Ю.С.Уколова (2001 г.), О.Е.Петрова (2002 г.), О.В.Лысова (2003 г.), А.В.Таловская (2004 г.), С.А.Редикульцев (2005 г.), А.А.Лукин (2006 г.); Т.Н.Игнатова, А.С.Кремис (2007 г.), Г.А.Дашковский (2008 г.), Д.В.Федин (2009 г.), Е.С.Зеленова (2009 г.), К.В.Карнеев (2010г.), А.Ф. Бархатов (2010 г.).

С 2006 г. стала разыгрываться стипендия губернатора Томской области, которую выигрывали ежегодно от 3-5 студентов ИПР (ИГНД): Н.В.Гусева, Т.Н.Игнатова, Е.Л.Мещерякова, С.В.Онучин, В.В.Серов, А.В.Кокорин, Е.А.Галочкина, Г.А. Дашковский, К.В.Карнеев, А.В.Епихин, Д.В.Федин, Е.С.Зеленова, А.Ф. Бархатов, В.Д. Покровский и Ф.С. Прокопьев.

С 2004 г. разыгрывается стипендия мэра г. Томска, ее выиграли студенты ИПР – Е.Ю. Сулова (2004 г.), М.Г. Сваровская (2005 г.), Е.Ю. Пасечник (2006 г.), В.Д. Покровский (2008 г.), Д.В. Федин, С.А. Попов (2009 г.), Е.А. Филимошенко (2010 г.), А.Ф. Бархатов (2010 г.). Такие же высокие стипендии Президента РФ, Правительства РФ и т.п. выигрывают аспиранты ИПР.

Кроме того, в настоящее время проводятся ежегодные конкурсы на звание лауреата Премии Томской области в сфере науки и образования, на лауреата Премии Государственной Думы Томской области, в которых лучшие студенты ИПР также получают высокие награды.

Ежегодно с 1999 года в ТПУ проводится университетский конкурс на звание «Лучший студент ТПУ», в котором из 24 тыс. студентов, обучающихся в ТПУ, выбираются самые лучшие. Победителями этого конкурса становятся «круглые» отличники на протяжении всех лет учебы в ТПУ, имеющие высокие достижения по НИРС, владеющие в совершенстве иностранными языками и т.д. Ежегодно по итогам этого конкурса в двадцатку лучших студентов ТПУ попадает от 5 до 10 студентов ИПР (ИГНД). Всего с 1999 по 2011 г. это звание получили 75 студентов ИПР, из них пятеро становились абсолютными победителями этого конкурса. В 2000 г. **абсолютным победителем звания «Лучший студент ТПУ»** стала **А.Ю. Фальк** (науч. рук. доц. Б.Д. Васильев). В 2005 г. абсолютным победителем конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» стала **А.В. Таловская** (науч. рук. проф. Е.Г. Язиков). В 2006 г. абсолютным победителем на звание «Лучший студент ТПУ» стала студентка ИПР **Е.Ю. Сулова** (науч. рук. доц. В.Г. Крец). В 2007 г. абсолютным победителем на звание «Лучший студент ТПУ» стала **Е.Ю. Пасечник** (науч. рук. доц. Н.Г. Наливайко, проф. С.Л. Шварцев). В 2011 г. «Лучшим студентом ТПУ» стал студент ИПР **Д.В. Федин**.

Система организации и управления научной работой молодежи

К началу 70-х годов на факультете сформировалась стройная система организации НИРС. Появились студенческие и преподавательские Советы НИРС, занимающиеся организацией научно-исследовательской работой студентов в ИПР (ИГНД). В учебных группах в 70-80-е годы стали выбирать ответственных за НИРС студентов, а к руководству студенческими исследованиями привлекались не только преподаватели, но и сотрудники НИЧ ИПР (ИГНД, ГРФ). Сегодня наиболее тесно осуществляется связь кафедр с академическими и отраслевыми научными институтами. Многие лучшие студенты сейчас исполняют обязанности инженеров-исследователей, проектировщиков, лаборантов в научных учреждениях, совмещая отличную учебу и научную деятельность.



Руководитель НИРС ГРФ (ИГНД) доцент Г.М. Иванова с членами Студенческого Совета НИРС - студентами группы 2311 А.Черезовым и К.Старызиным (1976 г.). В настоящее время А.Черезов – кандидат геолого-минералогических наук, руководитель отдела Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН

комиссии института и постоянно поднимал проблемы НИРС на Ученом Совете факультета (института). Ученый совет ГРФ (ИГНД, ИПР) всегда помогал в их положительном решении. Этот опыт организации НИРС позднее лег в основу деятельности НИРС в ТПУ и других вузах страны.

Еще одна традиция 70-х годов – ежегодное проведение Дня Науки, которому посвящались выставки научных достижений студентов, проводился торжественный общефакультетский вечер, на котором подводились итоги и достижения НИРС за год, награждались за НИРС лучшие студенты и научные руководители. Самым активным студентам присваивали звание «Отличник НИРС» и вручали почетный знак и удостоверение, а лучшие по НИРС учебные группы награждались поездками в геологические заповедники. Лучшим научным молодежным объединениям вручался переходящий вымпел. Награждались также лучшие кафедры и их руководители. Эти начинания по НИРС на ГРФ легли в основу организации НИРС в университете, где получили свое дальнейшее развитие. Так, в течение последних десяти лет в ТПУ ежегодно в конце учебного года проводятся праздники по чествованию лучших студентов и лучших научных руководителей ТПУ. Сегодня такие праздники проводятся также при подведении итогов Всероссийских и университетских профессиональных олимпиад, на которых награждаются лучшие студенты в своей профессии.

На ГРФ (ИГНД, ИПР) уже в 70-х годах была разработана и введена система оценки работы кафедр по НИРС. Проводился конкурс на лучшую кафедру по НИРС, лучшую учебную группу по НИРС, лучшее научное студенческое объединение (СКБ, СНИЛ, СНО, СНК и др.), лучшего научного руководителя студентов, лучшего студента по НИРС, которому присваивалось звание «Отличник НИРС». В настоящее время эта система осуществляется в ТПУ, где ежегодно проводятся конкурсы на звание «Лучший студент года в ТПУ», проводятся конкурсы на лучшего научного руководителя ТПУ и лучшее подразделение по НИРС в ТПУ. В ИПР определяется лучшая кафедра по организации НИРС. В этих конкурсах ИПР уже на протяжении десятков лет занимает первые места среди других факультетов (институтов) ТПУ. Большую роль в организации НИРС на факультете в то время имел студенческий Совет НИРС.

Придавая большое значение развитию НИРС, на факультете (институте) была введена должность зам. декана по НИРС, который являлся членом Ученого Совета факультета (института) и членом Методической

В настоящее время в соответствии с новыми требованиями в ИПР организован и работает отдел по организации НИР студентов и молодых ученых (до 35 лет). В соответствии с Положением «О научной работе молодежи в ТПУ» в ИПР ежегодно приказом ректора утверждается Совет по НИР студентов и молодых ученых каждого подразделения университета. Председателем его является руководитель отдела ОНИР С и МУ ИПР, он же являлся до 2008 г. членом Ученого Совета ИГНД и членом методической комиссии ИГНД. Во всех других подразделениях ТПУ это сохранено, т.к. придает значимость НИРС и МУ и способствует её организации. В настоящее время эту работу возглавляет зам. начальника научного отдела ИПР.

В ИПР (ИГНД, ГРФ) благодаря богатым традициям и их развитию в новых условиях, таким образом, выросли и работают прекрасные организаторы НИРС и научные руководители талантливейшей молодежи. Часть из них за свою большой значимости деятельность в деле воспитания научных кадров и творческих высококвалифицированных специалистов награждены Почетными наградами Минвуза СССР и РФ. Так, в 1985 г. Почетным Знаком Минвуза СССР, Всесоюзного Совета научно-технических обществ СССР и ЦК ВЛКСМ за вклад в успешное развитие научно-исследовательской работы студентов в вузах страны награждена доцент ИПР (ИГНД) Г.М. Иванова, в 1986 г. она же награждена Медалью ВДНХ СССР за работу «Научно-методические основы развития творческого потенциала студентов на основе единства научных исследований и учебно-воспитательного процесса в вузе», а уже в 2002 г. Г.М. Иванова награждена за руководство научной работой студентов Почетным Знаком Министерства образования РФ. В 1982-1983 гг. Дипломом Минвуза РСФСР, ЦК ВЛКСМ ВСНТО и Президиума ВОИР за руководство научной работой студентов награжден доцент ИПР (ИГНД) Е.В. Черняев. В 2007 г. Почетным Знаком Министерства образования РФ за руководство научной работой студентов награждена доцент Ю.Г. Копылова, в 2008 г. – доцент Н.Г. Наливайко. Дипломами Минвуза РФ за руководство научной работой студентов награждены: 28 профессоров и доцентов ИПР.

Многолетнему успешному развитию НИРС и МУ в институте (факультете), несомненно, способствовала постоянная активная помощь руководства института (факультета). Большую поддержку и помощь в развитии научно-исследовательской работы среди молодежи постоянно оказывал и оказывает ректор ТПУ и отдел по организации НИР студентов и молодых ученых во главе с его руководителем Л.М. Зольниковой. Положительный опыт организации НИРС на ИПР (ИГНД, ГРФ) изучался, методически обобщен и получил распространение на всех факультетах ТПУ и в ряде вузов страны. Методы и формы организации НИРС на ИПР (ИГНД, ГРФ) неоднократно демонстрировались на Всесоюзных научно-методических конференциях, а в 1986 году с накопленным опытом ИПР (ИГНД, ГРФ) ТПИ (ТПУ) по успешному сочетанию учебно-воспитательного процесса и научных исследований в подготовке высококлассных специалистов познакомили участников научно-методического семинара на ВДНХ СССР. В 1985 году на базе ТПИ была проведена Всероссийская научно-методическая конференция по проблемам внедрения комплексных планов НИРС и УИРС в вузах СССР. На конференции демонстрировался передовой опыт ТПУ, в том числе опыт геологоразведочного факультета ТПИ (ИПР ТПУ) по развитию, организации и реализации НИРС и УИРС по подготовке высококлассных и творческих специалистов. В 1986 году был организован научно-методический семинар на ВДНХ СССР «Повышение качества подготовки специалистов на основе комплексной системы НИРС (системы единства учебно-воспитательного процесса и научных исследований)», в организации которого большую роль сыграли ГРФ (ИГНД, ИПР) ТПУ. На семинаре были рассмотрены важнейшие проблемы совершенствования высшего образования, где участники познакомились с передовым опытом лучших вузов страны, в том числе с опытом ТПУ и ИПР (ИГНД, ГРФ). В настоящее время, более чем столетний положительный опыт организации НИРС и УИРС ИПР ТПУ, методически обобщен и широко используется и развивается теперь уже в новых экономических условиях.

За более, чем столетие в институте (на факультете) сменилось не одно поколение студентов, прошедших школу НИРС. Здесь были подготовлены научные и преподавательские кадры вузов и научных учреждений страны, организаторы науки различного уровня и высокопрофессиональные инженеры. Бывшие ученики стали учителями, и теперь уже они продолжают дело своих учителей, развивая Сибирскую геологическую школу и ее традиции. Достижением ИПР (ИГНД, ГРФ), безусловно, является создание уникального научно-педагогического коллектива, преданного своему главному предназначению – подготовке творческих высококвалифицированных специалистов, формирование коллектива, убежденного, что НИРС и УИРС – это основа воспитания творческих высокопрофессиональных научных и инженерных кадров, соответствующих современному уровню науки и техники и способных в будущем влиять на научно-технический прогресс нашего Отечества.

Сегодня воспитание и подготовка высокопрофессиональных конкурентноспособных специалистов в России, сохранение и развитие её интеллектуального потенциала, сохранение и помощь одаренной и талантливой



Студенты ИПР – Лауреаты конкурса на звание «Лучший студент ТПУ – 2003» (слева направо) О.В.Лысова, О.Е.Петрова (Лепокурова), А.В.Таловская с научным руководителем доцентом Ю.Г. Копыловой, первым проректором ТПУ П.С. Чубиком (ныне ректором) и руководителем НИР СиМУ ИПР Г.М. Ивановой на ректорском приеме

вой молодежи очень актуальны. Только наука, ученые и высокопрофессиональные специалисты с гражданским самосознанием могут вывести страну из любого кризиса и обеспечить ей перспективное будущее.

Ежегодно факультет получает благодарности за подготовку творческих высококвалифицированных специалистов от различных организаций, в том числе от Минвуза РФ, Российского геологического общества и Комитета природных ресурсов РФ и др. Мы приведем лишь одно из них.

Ректору Томского политехнического университета, доктору т.н., профессору Ю.П. Похолкову

Уважаемый Юрий Петрович!

Российское геологическое общество подвело итоги Всероссийского конкурса на лучшую студенческую работу по актуальным проблемам геологических наук и геологоразведочных работ за 2000 г. и сообщает, что было представлено 74 работы по девяти номинациям из 11 высших учебных заведений и 8 научно-исследовательских институтов России. Наибольшую активность проявили аспиранты и студенты Томского политехнического университета. Всего было представлено 17 работ, из которых 9 были отмечены премиями.

Эксперты отметили высокий научный и практический уровень всех работ, представленных факультетом геологоразведки и нефтегазодобычи Томского политехнического университета, что, несомненно, является заслугой преподавательского коллектива университета и Вас, уважаемый Юрий Петрович, как его руководителя, которые растят достойную смену специалистов геологической службы.

По поручению президиума Российского геологического общества выражаю Вам благодарность за большую работу, которую Вы проводите со своим коллективом по подготовке специалистов геологической службы высокой квалификации, и признательность за воспитание нового поколения в духе общественной солидарности.

Президент Российского геологического общества, доктор экономических наук, профессор, академик Российской академии естественных наук **В.П. Орлов**.
11.01.2001.

Секция 10

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ

А.Т. Росляк, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в связи с истощением нефтяных залежей особую актуальность приобретают проблемы повышения эффективности разработки месторождений, увеличения добычи нефти, утилизации попутного газа, повышения нефтеотдачи пластов, обоснования и выбора оптимальных управляющих воздействий, оценки технологической эффективности проводимых геолого-технических мероприятий, продления жизненного цикла разработки месторождений, достижения экономической эффективности и другие.

Интенсивная компьютеризация нефтегазодобывающих предприятий, развитие и внедрение постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений требуют подготовки молодых специалистов высшей квалификации, всесторонне эрудированных в области математического и физического моделирования, геологии недр, техники и технологии добычи углеводородов, экологии, менеджмента и инновационной деятельности.

В Национальном Исследовательском Томском политехническом университете разработана и реально функционирует программа многоуровневой подготовки специалистов высшей квалификации по нефтегазовому делу. Имеется магистратура и аспирантура по разработке нефтяных и газовых месторождений. Ежегодно выпускаются около 200 специалистов по направлению «Нефтегазовое дело», в том числе более 50 бакалавров. В связи с большой потребностью в специалистах организован центр дополнительного образования, где в настоящее время обучается свыше 200 слушателей.

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений (ГРНМ) Томского политехнического университета занялась разработкой этого вопроса уже со второй половины 90-х годов. В настоящее время оформлены в электронном виде (учебные пособия, лекционный материал в виде презентаций, практикумы и электронные тесты) большинство курсов по направлению «Нефтегазовое дело».

Основная стратегия кафедры заключается в том, чтобы расширить диапазон подготовки элитных специалистов за рамки образовательных стандартов, развивать умение и навыки у будущих специалистов формулировать проблему, анализировать текущее состояние работ в решении данной проблемы, ставить задачи проведения научно-исследовательских работ, анализировать и обобщать полученные результаты.

Методы реализации указанной стратегии заключаются, прежде всего, в привлечении студентов к учебно-научной работе начиная с 3 курса. Все курсовые работы, выпускные квалификационные и дипломные работы бакалавров, специалистов, магистров должны содержать результаты научных исследований, проведенных самим студентом. Важным моментом в подготовке элитных специалистов является их специализация по определенным направлениям научных исследований (математическое моделирование, физический эксперимент, гидродинамические исследования скважин, повышение компонентоотдачи и т.п.).

К работе привлекаются все ведущие преподаватели кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений института природных ресурсов ТПУ. Каждый из привлеченных преподавателей является руководителем соответствующей его специализации на кафедре учебно-научной лаборатории. Руководитель каждой лаборатории формирует учебно-научную программу ее деятельности и подбирает соответствующее оборудование для реализации программы. На нестандартное оборудование (экспериментальные стенды) разрабатывается рабочая документация и оформляются заказы на изготовление частично в мастерских ТПУ, частично в сторонних организациях.

Следует отметить, что разработка Интернет-технологий связана со значительными затратами и сама технология достаточно трудоемка из-за необходимости создания: качественных электронных вариантов учебных курсов; виртуальных лабораторий, позволяющих проводить лабораторные работы в режиме реального времени при замене реальных установок их компьютерными аналогами. В связи с вышеизложенным, считаем, что необходима интеграция высших учебных заведений, НИИ и промышленных предприятий в выполнении работ по данному направлению.

При реализации и практическом использовании в учебном процессе подготовки элитных специалистов нефтегазового дела отрабатываются методики обучения и проведения учебных исследований, определяется основной перечень лабораторных работ, обеспечивающий всестороннюю подготовку специалистов высшей квалификации. Результаты деятельности представляются на выставках и конференциях. Текущая информация о работе кафедры систематически представляется на сайте кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений ИПР ТПУ. Также, принимая во внимание, что на кафедре ГРНМ интенсивно развивается система дистанционного образования, охватывающая в настоящее время более 200 человек в год, имеется возможность распространения через данную систему результатов деятельности учебного центра. В дальнейшем перспективно развитие системы удаленного доступа к лабораторным исследованиям на базе учебного центра физического моделирования.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В МИРЕ В КАЧЕСТВЕ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Д.Р. Абдрашитова

Научный руководитель профессор Р.Н. Дияшев

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Большая часть остаточных запасов нефти в России относятся к категории трудноизвлекаемых. Их доля увеличилась от 8% в 1961 г. до 53% в 2006 г. Коэффициент нефтеотдачи за этот период снизился с 50 до 38% [2]. Поэтому обеспечение высокого уровня нефтеотдачи пластов является важнейшей задачей. В мировой практике среди методов увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких и тяжелых нефтей, по объему применения и добыче нефти приоритетное место занимают тепловые; в первую очередь закачка теплоносителей. Доля метода внутрипластового горения (ВГ) существенно меньше, хотя по экономической оценке эта технология примерно на 20% дешевле, чем закачка пара. Обзор зарубежных публикаций по физическому и математическому моделированию различных модификаций процесса ВГ показал весьма большую привлекательность технологии [1].

Данная работа направлена на обобщение практических результатов опытно-промышленных работ и промышленного внедрения технологии ВГ в мире. Дается оценка перспектив применения технологии ВГ для высоковязких нефтей на примере объектов нижнего и среднего карбона на месторождениях Татарстана.

В качестве исходных данных для такого анализа были использованы материалы, публикуемые каждые два года в Oil & Gas Journal [3]. По этим данным была создана сводная таблица по 118 зарубежным проектам по ВГ, включающая общие сведения, коллекторские характеристики, параметры пластовой нефти и оценку состояния и эффективности проекта – всего 19 показателей. Динамика количества действующих проектов показана на рис. 1.



Рис. 1. Динамика изменения количества действующих проектов по ВГ

Преобладающее число проектов принадлежит США (56) и Канаде (23). Максимальное число действующих проектов в мире было в 1971 г. (44 проекта). Фактически число действующих проектов по ВГ в мире было больше: ряд стран информацию о технологиях по МУН в редакцию [3] не предоставляли, несмотря на это, статистика достаточно представительная для того, чтобы сделать определенные выводы.

Для дальнейшего анализа из сводной таблицы данных были выбраны успешные и обещающие быть успешными проекты, следуя оценкам авторов опубликованных материалов. Около 56% проектов отнесено к этой группе.

Из рассмотренных нами объектов были выбраны завершённые или находящиеся на стадии завершения проекты. Далее проанализированы отдельно группы успешных и обещающих быть успешными завершённых проектов (1 группа) и завершённых неуспешных проектов (2 группа). Находящиеся на стадии завершения проекты, которым рано давать оценку, в дальнейшем анализе не участвуют.

Из рассмотренных нами диапазонов изменения и средних значений основных геолого-физических параметров коллекторов и свойств нефтей по выделенным группам видно, что существенные различия выявились по значениям проницаемости, глубине залегания пласта и вязкости нефти. По проектам первой группы значения вязкости нефти и проницаемости пластов ниже, чем для неуспешных. В то же время по величине подвижности ($K_{пр}/\mu$) первая группа проектов оказывается значительно лучше, чем вторая: соответственно 3,6 и 2,4 мД/мПа*с. Глубина залегания пласта – фактор скорее экономический, чем технологический, поскольку с ее увеличением возрастают стоимость скважин и расходы на закачку воздуха. По этому показателю неуспешные проекты оказались в более благоприятных условиях.

Однако в ряде случаев не успешность проекта обусловлена не только неадекватными геолого-физическими условиями, но и человеческим фактором и недостаточной технической оснащённостью. Так, в некоторых проектах, эксплуатационные проблемы являлись следствием недостаточной изученности объекта работ,

низким уровнем составления проектов, отсутствием оборудования требуемых характеристик и т.д., хотя геологические характеристики объекта при этом были благоприятны для проведения процесса.

Были проанализированы параметры и сделана оценка перспективы применения технологии ВГ на месторождениях Татарстана с тяжелыми и высоковязкими нефтями в нижнем и среднем карбоне.

Используя обширную базу данных нами были выделены диапазон изменения и средние значения основных параметров нефтей и пород-коллекторов по 131 месторождению Татарстана в нижнем и среднем карбоне. Количество объектов в целом составило 1571.

Используя эти данные и полученные нами результаты по значениям тех же параметров по зарубежным завершенным и на стадии завершения успешных и обещающих быть успешными проектам были построены графики распределения накопленных частот (рис. 2).

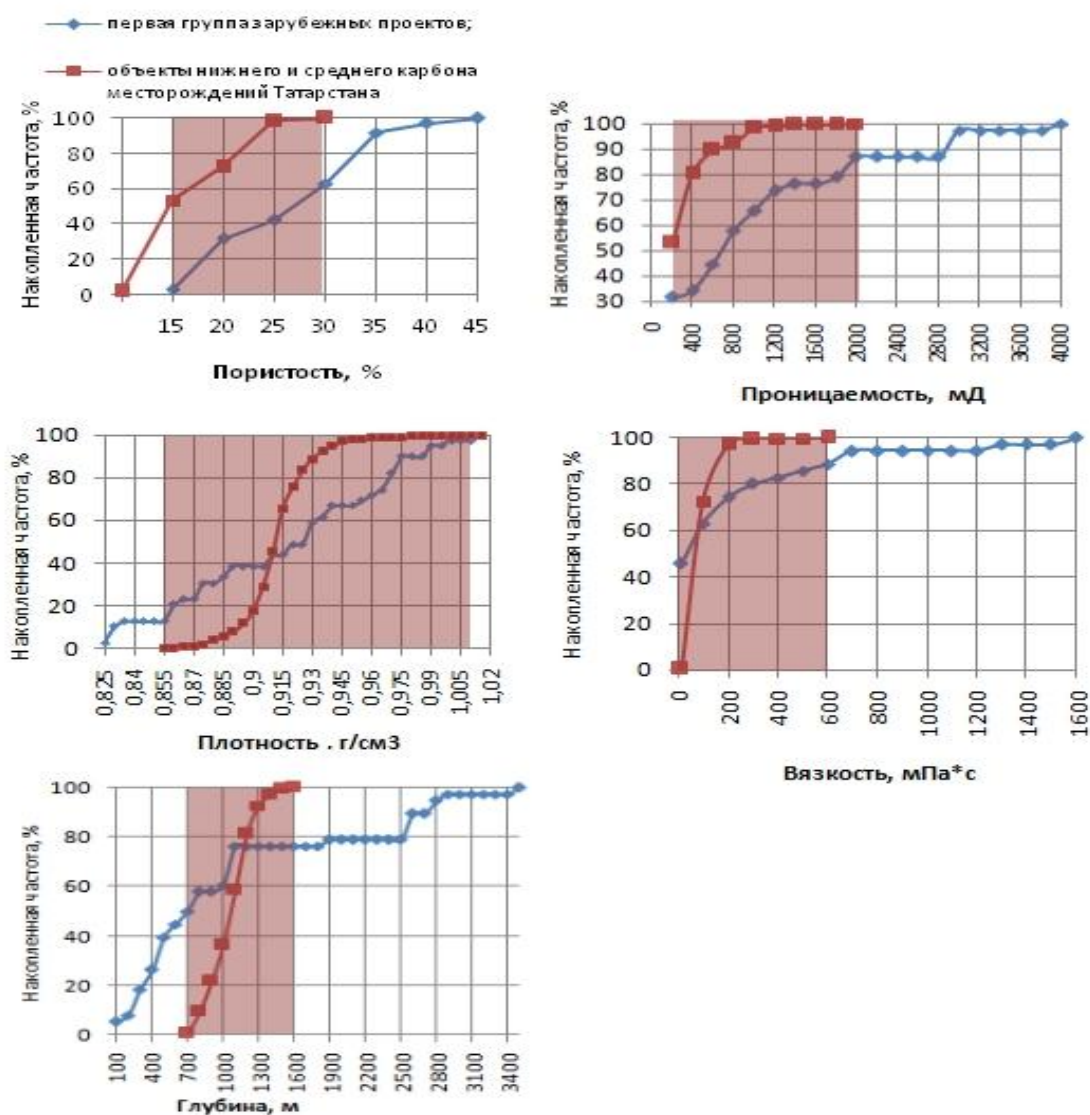


Рис. 2. Графики накопленного распределения ряда критериев по выполненным проектам процесса ВГ и объектам месторождений Татарстана

На графиках тенью выделены области перекрытия параметров. Ряд объектов на месторождениях Татарстана попадает в область критериев для успешных и обещающих быть успешными зарубежных проектов. Это первый аргумент для дальнейшего изучения этих объектов на предмет возможности применения технологии ВГ.

Параметры месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне находятся в пределах тех же значений, что и для успешных и обещающих быть успешными зарубежных проектов. Но нефти месторождений Татарстана менее вязкие (до 600 мПа*с) по сравнению с зарубежными (до 1600 мПа*с), а значения пористости и проницаемости ниже чем зарубежных. Диапазон изменения и средние значения основных параметров объектов с высоковязкими нефтями в нижнем и среднем карбоне приведены в табл. 1.

Таблица 1

Средние значения параметров по группам зарубежных завершённых, на стадии завершения проектов и объектов нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана.

	Успешные и обещающие быть успешными (группа 1)	Неуспешные (группа 2)	Месторождения Татарстана в нижнем и среднем карбоне
Число объектов	39	9	131 месторождение, 1572 объекта
Кп, %	1442,6/27,1	13 – 38/29	7,7 – 30/16,8
Кпр, мД	10 – 4000/999	58 – 6000/1636	1,02 – 11148,6/263,2
Плотность, г/см ³	0,825 – 1,014/0,915	0,830 – 0,986/0,907	0,855 – 0,998/0,913
Вязкость, мПа*с	0,8 – 2700/278,54	1,4 – 2750/671,84	5,9 – 588,6/77,1
Глубина залегания пласта, м	76,2 – 3444,2/1068,6	106,7 – 1554,6/612	633 – 1550/1051
Температура пласта, °С	16 – 106/53	21 – 76/36	10 – 85/23
КИН, %	6 – 82/43,4 *	18 – 59/39 **	0,7 – 51/22,4
Кпр, мД/ц, мПа*с	3,6	2,4	3,4

Примечания. Перед дробной чертой приведен диапазон изменения параметра, за дробной чертой – среднее значение.
* - усреднение по 21 проекту, ** - усреднение по 4 проектам

Их сравнение с критериальными значениями применения процесса ВГ, полученными в данном обобщении, показывает, что по средним величинам сложно и некорректно рекомендовать применять или отказываться от технологии ВГ. Но можно сделать вывод о том, что вопросом о применении метода ВГ для месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне следует заниматься. Залежи нефти нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана по характеристикам коллекторов и нефтей соответствуют интервалам изменения последних по успешным зарубежным проектам и, следовательно, могут быть объектами для начала серьезных исследований по оценке возможности применения технологии внутрипластового горения.

Обзор опубликованных работ о практической реализации технологии внутрипластового горения на зарубежных нефтяных месторождениях показал, что область ее применения как по характеристикам коллекторов, так и по свойствам нефтей является весьма широкой. Выделены интервалы изменения и средние значения некоторых критериальных параметров для успешных и обещающих быть успешными проектов, доля которых составляет 56%. Из них около 72% имеют продолжительность от 10 до 30 и более лет. Достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения составляют в среднем 43,4%.

Данная технология является одной из самых эффективных по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи для месторождений высоковязких и тяжелых нефтей. Метод ВГ позволяет увеличить КИН в 2 – 3 раза по сравнению с его величинами при традиционных методах разработки месторождений. Заметим, что одно из достоинств технологии высокотемпературного окисления – облагораживание высоковязких и тяжелых нефтей, установленное многочисленными лабораторными исследованиями, в процессе проведения промышленных работ пока осталось без внимания.

Но нужно отметить, что важнейшим фактором успешности технологии является глубокое научное обоснование и проектирование работ на конкретных объектах, обеспечение необходимыми техническими средствами и мониторинг процесса квалифицированными специалистами.

Литература

1. Дияшев Р.Н. Новые возможности щелочного заводнения и внутрипластового горения для разработки залежей вязких, высоковязких и тяжелых нефтей (по данным зарубежных публикаций) // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2009. – № 9. – С. 102 – 106.
2. Жданов С.А. Коэффициент нефтеотдачи – важнейший показатель рациональности использования запасов нефти // Материалы семинара «Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана». Татнефть, 2008. – С. 142 – 148.
3. Worldwide EOR Survey // Oil & Gas Journal. – 1982 – 2010 April.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАКАЧКОЙ CO₂ НА ПРИМЕРЕ СТРАН США И КАНАДЫ

А.А. Александров

Научный руководитель профессор М.Л.Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

На сегодняшний день, более чем за столетнюю историю разработки нефтяных и газовых месторождений, было испытано большое количество различных способов увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, накоплен огромный мировой опыт по проведению данных мероприятий.

Внедрение методов увеличения нефтеотдачи нефтяные компании осуществляют как при вводе месторождений в эксплуатацию, так и на последующих стадиях разработки.

Для повышения коэффициента нефтеотдачи пластов закачивают следующие агенты:

- пар на месторождениях высоковязкой нефти;
- воздух при внутрипластовом горении;
- углекислый газ, смешивающиеся углеводородные газы;
- химические агенты и полимеры.

Но наиболее эффективным методом можно считать закачку двуокиси углерода. Подтверждением этому служат результаты проводимых исследований в лабораториях по всему миру.

Впервые диоксид углерода в качестве вытесняющего и растворяющего агента начал применяться в США в начале пятидесятих годов. Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами благодаря его способности достаточно хорошо растворяться в нефти и пластовой воде, а также уменьшать вязкость нефти и повышать вязкость воды при растворении в них, тем самым снижая подвижность воды относительно нефти (рост коэффициента охвата). Помимо этого, происходит и увеличение объема нефти и, следовательно, повышение эффективности вытеснения и доотмыва нефти (рост коэффициента вытеснения).

При растворении CO_2 во флюиде происходит снижение межфазного натяжения на границе нефть – вода, а также улучшается смачиваемость породы водой и обеспечивается, таким образом, переход нефти из пленочного состояния в капельное (рост коэффициента вытеснения). В результате закачки углекислого газа образуется углекислота, взаимодействующая с породой коллектором, в результате чего происходит увеличение проницаемости.

При вытеснении нефти CO_2 в зависимости от конкретных условий могут быть реализованы различные схемы воздействия:

- 1) вытеснение нефти газообразным диоксидом углерода;
- 2) вытеснение сжиженным CO_2 ;
- 3) вытеснение со смешиванием;
- 4) вытеснение карбонизированной водой.

Вытеснение нефти газообразным диоксидом углерода осуществимо при любых температурах, но предпочтительней использовать данный метод при температурах выше критических (свыше $31,04\text{ }^\circ\text{C}$). При данных условиях процесс вытеснения термодинамически не ограничивается и может протекать при любых значениях давления в пласте. Вытеснения сжиженным CO_2 реализуется при $T_{\text{пл}} < T_{\text{кр}}$ и когда пластовое давление выше давления конденсации. Компонентная и фазовая характеристика этой схемы: вытесняющий агент – жидкий CO_2 , вытесняемая среда – жидкие углеводороды и пластовая вода. Данная система неприменима на месторождениях Западной Сибири из-за отсутствия пластов, подходящих по вышеописанным условиям.

Третью схему вытеснения можно осуществить при подаче в пласт как газообразного, так и жидкого диоксида углерода. Необходимое условие смешивающегося вытеснения – $P_{\text{пл}} > P_{\text{см}}$ где $P_{\text{см}}$ – давление смешивания, т.е. давление, при котором происходит полное взаимное растворение вытесняемой и вытесняющей сред. Именно эта схема применяется на большинстве месторождений, на которых диоксид углерода используется в качестве вытесняющего агента.

Величина $P_{\text{см}}$ зависит от температуры и состава пластовой нефти, который обобщенно характеризуется молекулярной массой. При этой схеме вытеснения выделяется несколько зон фильтрации:

1. Зона вытесняемой нефти (жидкая углеводородная фаза);
2. Промежуточная зона (жидкая, газообразная либо газожидкостная фаза), которая состоит как из углеводородных компонентов, так и из CO_2 ;
3. Зона полной взаимной растворимости нефти и диоксида углерода без фазовой границы раздела;
4. Зона вытесняющего агента, в которой диоксид углерода находится, как правило, либо в закритическом газообразном ($P_{\text{пл}} > P_{\text{кр}}$), либо в докритическом жидком состоянии ($\{T_{\text{пл}} < T_{\text{кр}}, P_{\text{пл}} > P_{\text{с}}\}$, где $P_{\text{с}}$ – давление конденсации). При $P_{\text{пл}} < P_{\text{см}}$ зона полной взаимной растворимости отсутствует, и данная схема вырождается в схему вытеснения без смешивания.

Четвертая схема в меньшей степени ограничивается давлением и температурой. При этом происходит двухфазная (жидкость – жидкость) фильтрация, а CO_2 присутствует в обеих фазах – больше в воде и меньше в вытесняемой нефти (в зоне прилегающей к границе раздела фаз). Давление при этом больше давления растворимости CO_2 в воде.

По последовательности и характеру закачки CO_2 в пласт выделяются следующие способы:

- непрерывная закачка CO_2 ;
- закачка оторочки CO_2 с последующим ее проталкиванием водой;
- закачка оторочки CO_2 с последующим нагнетанием углеводородного или иного газа;
- чередующаяся закачка CO_2 и воды.

Возможны и другие сочетания, например, совместно с растворами ПАВ, загущенной водой и т. д. Выбор того или иного способа определяется крайними условиями применения метода, среди которых определяющей является характеристика пластовой системы [1]. С момента открытия возможности эффективного применения CO_2 в качестве реагента для увеличения нефтеотдачи пластов в США постоянно возрастает число проектов связанных с повышением нефтеотдачи путем закачки смешивающего углекислого газа. К примеру, в 1992 г. их число составляло 52, а в 2008 г. – 100. В 1992 г. добыча нефти за счет смешивающего вытеснения углекислого газа составила около 7,2 млн.т., в 2008 г. – 12,02 млн.т. [2].

Особенно успешные результаты по применению закачки CO_2 с целью смешивающего вытеснения были получены на месторождении Cogdell (Техас), эффект от закачки углекислоты на месторождении получен в 2006 г. На месторождении опробовали различные вторичные методы разработки – законтурное и внутриконтурное заводнение, закачку газа в газовую шапку и бурение дополнительных скважин с целью уплотнения сетки. Максимальная добыча нефти на этом месторождении (6,2 тыс.т/сут) достигнута в начале семидесятых годов, к 2001 г. она снизилась до 178 т/сут. при обводненности 98,5%. В октябре 2001 г. началась закачка CO_2 , объемы которой за 2 года выросли от 226 до 2800 тыс.м³/сут. В результате, добыча нефти увеличилась в 4,6 раза и составила 819 т/сут. Коллектора на месторождении охарактеризованы как трещинно-кавернозно-поровые со средними значениями фильтрационно-емкостных свойств: проницаемость – 6 мД, пористость – 13%, глубина залегания – 2073 м.

Наибольший объем добычи за счет закачки углекислого газа в США в штате Техас в 2008 г. достигнут корпорацией Оху на месторождении Wasson. Площадь месторождения 1586 га. Число добывающих скважин 1010, нагнетательных – 576. Закачку углекислого газа начали в 1983 г., до этого разработка осуществлялась с применением заводнения. Добыча на месторождении в 2008 г. за счет закачки углекислого газа составила 1,343 млн.т.

В таблице 1 приведен перечень части месторождений США, на которых организована закачка двуокиси углерода с описанием полученного эффекта от воздействия на 2006 г. [3]. Как видно из таблицы, согласно приведенным данным, в большинстве случаев закачка ведется в карбонатные пласты. Это взаимосвязано с взаимодействием углекислоты (получаемой при химической реакции CO_2 и пластовой воды) и породы-коллектора, за счет чего создается дополнительный эффект от закачки – увеличение проницаемости.

Таблица 1

Опыт закачки двуокиси углерода на месторождениях США

Месторождение	Начало закачки	Литология	Глубина, м	Плотность, кг/м ³	Добыча нефти, м ³ /сут		Скважин под закачкой
					Всего	Ожидаемая	
Sacroc	1972	Известняки	2042	0,830	4960	4658	414
Wasson	1983	Карбонаты	1585	0,860	5485	4609	537
Rangely	1986	Песчаник	1829	0,850	2432	1844	262
North Hobbs	2003	Карбонаты	1280	0,850	1765	1081	41
Anton Irish	1997	Карбонаты	1768	0,887	930	859	75
Cogdell	2001	Известняки	2073	0,825	866	797	37
Postle	1995	Песчаник	1890	0,845	795	795	100
Slaughter	1994	Карбонаты	1509	0,860	946	755	144
Salt Creek	2004	Песчаник	579	0,840	620	620	83

Значительно большего эффекта от закачки CO_2 добились на месторождении Sacroc. Данное месторождение и по сей день остается самым большим в мире проектом по применению смешивающегося заводнения. Изначально CO_2 в объеме 6,2 млн.м³/сут. поставлялся из Вэл Верд Гас Плэнт, где его получали из газа, произведенного во время добычи аммиака.

В настоящий момент источники CO_2 – это месторождения в Колорадо и Нью-Мексико. За прошедшие три десятилетия были введены в разработку множество месторождений и произошло расширение нефтепромысловых объектов, что привело к увеличению добычи до 17 млн.м³ CO_2 в год. Дополнительная добыча нефти в 2006 г. составила 4,7 тыс.м³/сут.

На данный момент, закачка CO_2 привела к увеличению нефтеотдачи приблизительно на 10%. Количество месторождений с применением закачки CO_2 постоянно увеличивается. Ежедневно закачивается 60,5 тыс.м³ CO_2 и дополнительно добывается 38,9 тыс.м³ нефти за счет процесса увеличения нефтеотдачи [3]. Таким образом, закачка двуокиси углерода может продлить срок рентабельной разработки месторождений и позволит повысить коэффициент извлечения нефти, а, значит, и эффективность выработки запасов.

Литература

1. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти / Под ред. Ибрагимов Г.З. – М.: Недр, 1991. – 205 с.
2. Н.М.Байков Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство Москва – 2008. – № 12 – С. 101 – 103.
3. P. James Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery Injection Well Technology:API – 2009. – 54с.

АДАПТИВНАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА»

А.С. Аниканов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача повышения информативности нестационарных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации, для решения которой предлагается стохастическая динамическая интегрированная система моделей кривой восстановления давления (КВД) в системе «пласт-скважина». Приводятся результаты сравнительного анализа предложенных алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации с классическим методом наилучшего совмещения на основе данных ГДИС одно-родно-пористого нефтяного пласта.

В основе предлагаемого подхода к интерпретации ГДИС использована стохастическая динамическая интегрированная система моделей КВД в объекте исследований «пласт-скважина» [1,2]

$$\begin{cases} P_{z,n}^* = f_z(P_{z,(n-1)}, \bar{\mathbf{b}}_n, q_n) + \xi_n, & V_n^* = f_v(\bar{\mathbf{b}}_n, P_{z,n}^*, P_{zt,n}^*, P_{y,n}^*) + \eta_n, & n = 1, 2, 3, \dots, \\ \bar{\mathbf{b}}_n = f_a(\bar{\mathbf{b}}_{n-jk}) + v_{n-jk}, & \bar{P}_{nl,n} = f_p(\bar{P}_{nl,(n-jl)}, \bar{\mathbf{b}}_n, q_n) + \omega_{n-jl}, & jk, jl = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{z,n}^*, P_{zt,n}^*, P_{y,n}^*, V_n^*$ – измеренные либо рассчитанные значения давлений на забое, устье затрубного пространства, буфере и накопленной жидкости в стволе скважины в момент времени $t_n = n$; $\bar{\mathbf{b}}_n = (\bar{b}_{1n}, \bar{b}_{2n}, \dots, \bar{b}_{mn})^T$, $\bar{P}_{nl,n}$ – дополнительные априорные данные и экспертные оценки фильтрационных параметров пласта и пластового давления; f_z, f_v – модели КВД, притока жидкости в стволе скважины после ее остановки; f_a, f_p – модели объектов – аналогов, представляющие дополнительные данные и экспертные оценки, заданные с точностью до вектора неизвестных фильтрационных параметров пласта $\bar{\mathbf{b}}_n$ и дебита притока жидкости q_n ; $\xi_n, \eta_n, v_{n-jk}, \omega_{n-jl}$ – случайные величины, представляющие различные погрешности измерений гидродинамических параметров скважин, ошибки априорных данных, экспертных оценок, неточности моделей f_z, f_v, f_a, f_p и т. п.

Проектирование алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации ГДИС с позиций системного подхода можно представить как процесс выбора оптимальной системы альтернатив, который содержит этапы формирования исходных данных, дополнительных априорных сведений, экспертных оценок, динамической системы моделей вида (1) и ее векторного показателя качества, решения оптимизационных задач вида [3]:

$$\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v}_n) = \arg \min_{\bar{\mathbf{b}}_n} \Phi(J_0(\bar{\mathbf{b}}_n), \beta_k J_k(\bar{\mathbf{b}}_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}), \quad (2)$$

$$\mathbf{v}_n^* = \arg \min_{\mathbf{v}_n} J_0(\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v}_n)), \quad (3)$$

анализа точности полученных приближений и принятии решения о прекращении исследований. Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ – векторный показатель качества интегрированной системы моделей КВД (1), состоящий из частного показателя качества $J_0(\bar{\mathbf{b}}_n)$ модели КВД и взвешенных весами \mathbf{v}_n частных показателей качества $J_k(\bar{\mathbf{b}}_n)$ моделей дополнительных априорных сведений и экспертных оценок; n_k – объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок $\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v})$.

Предлагаемая технология интеграции информации в рамках системы моделей (1) и оптимизации решений (2),(3) позволяет синтезировать широкий спектр адаптивных динамических алгоритмов идентификации и интерпретации нестационарных ГДИС в условиях неопределенности для нелинейных динамических моделей КВД и моделей объектов аналогов.

Результаты исследования точности оценок

В докладе приводятся результаты анализа точности оценок фильтрационных параметров и пластового давления с использованием динамической модели КВД для однородно пористого нефтяного пласта вида [4]:

$$\frac{dP_z(t)}{dt} = \frac{q_0 + P_y(t)C}{4\pi\alpha_1 t + C} \exp(-r_c^2 / 4\alpha_2 t) \quad (4)$$

$P_z(t), P_y(t)$ – забойное и устьевое давления скважины; α_1, α_2 – гидропроводность и пьезопроводность пласта, r_c, q_0 – приведенный радиус и дебит скважины до ее остановки. C, r_c^2 – константы. В основе алгоритмов идентификации, по аналогии с (1), использовалась динамическая система моделей КВД с учетом априорной информации вида:

$$\begin{cases} P_n^* = f(P_{n-1}, t, \mathbf{b}_n) + \xi_n = P_{n-1} + \Delta t \cdot (q_0 + C \cdot P_{yn}^*) \exp(-\frac{r_c^2}{4\alpha_{1n}}) / (4\pi\alpha_{2n} + C) + \xi_n, n = 1, 2, 3, \dots, \\ \bar{\alpha}_{jn} = \bar{\alpha}_{j,(n-1)} + h_{jn} \cdot (\alpha_{jn} - \bar{\alpha}_{j,(n-1)}) + \eta_{jn}, \bar{P}_{nl,n} = \bar{P}_{nl,(n-1)} + h_{3n} \cdot (f(P_{n-1}, T, \mathbf{b}_n) - \bar{P}_{nl,(n-1)}) + \nu_n, j = 1, 2, \end{cases} \quad (5)$$

где P_n^*, P_{yn}^* – измеренные значения забойного и устьевого давлений; P_n – забойное давление, полученное на основе модели КВД $f(P_{n-1}, t, \mathbf{b}_n)$; $\mathbf{b}_n = (\bar{\alpha}_{1n}, \bar{\alpha}_{2n})$, $\bar{P}_{nl,n}$ – экспертные оценки пьезопроводности $\bar{\alpha}_{1n}$, гидропроводности $\bar{\alpha}_{2n}$ призабойной зоны нефтяной залежи и пластового давления $\bar{P}_{nl,n}$ относительно их значений в предыдущие моменты времени $\mathbf{b}_{n-1} = (\bar{\alpha}_{1(n-1)}, \bar{\alpha}_{2(n-1)})$, $\bar{P}_{nl,(n-1)}$; T – время восстановления забойного давления до пластового; $\mathbf{v}_n = (\beta_{1n}, \beta_{2n}, \beta_{3n})$ – параметры сглаживания ($\mathbf{v}_n = 0$ при $n = 1$); ξ_n, η_{jn}, ν_n – случайные составляющие модели КВД, априорных сведений и экспертных оценок.

Решение задачи идентификации КВД однородно пористого нефтяного пласта находим в виде (2), (3), где

$$\Phi(\mathbf{b}_n, \mathbf{v}_n) = J_0 + \bar{J}_1 + \bar{J}_2 - \text{комбинированный показатель качества модели (5), а } J_0 = \left\| \mathbf{P}_n^* - \mathbf{f}(\mathbf{P}_{n-1}, t, \mathbf{b}_n) \right\|_{W_1}^2,$$

$$\bar{J}_1 = \left\| \bar{\mathbf{b}}_n - (\bar{\mathbf{b}}_{(n-1)} + \mathbf{h}_{1,2} \cdot (\mathbf{b}_n - \bar{\mathbf{b}}_{(n-1)})) \right\|_{W_2}^2, \bar{J}_2 = \beta_{3n} \cdot (\bar{P}_{nl,n} - (\bar{P}_{nl,(n-1)} + h_{3n} \cdot (f(P_{n-1}, T, \mathbf{b}_n) - \bar{P}_{nl,(n-1)})))^2 - \text{частные}$$

показатели качества; $W_1 = \text{diag}(w(i), i = \overline{1, n_k})$ – диагональная матрица весовой функции $w(t)$, определяющей веса данных забойного давления относительно точки P_{sn}^* в текущий момент времени t_n ; $W_2 = \text{diag}(h_{1n}, h_{2n})$ – диагональная матрица параметров сглаживания h_{1n}, h_{2n} . Здесь запись $\|X\|_W = X^T W X$ означает квадратичную норму вектора X , а $\mathbf{P}_n^*, \mathbf{P}_{n-1}$ – векторы;

В таблице приведены оценки пластового давления (6) при $T = 200$ ч, пьезопроводности и гидропроводности, полученные при гидродинамическом исследовании скважины по КВД Самотлорского месторождения с использованием зарубежного программного комплекса «PanSystem» при обработке всей КВД за 140 часов исследований, методами адаптивной динамической идентификации (2),(3) и наилучшего совмещения за разные периоды исследований.

Оценки пластового давления рассчитывались при $\beta_{jn} = \beta_n, h_{jn} = h, j = \overline{1, 3}$ по формуле:

$$P_{nl,n}^*(h_n^*, \beta_n^*) = f(T, \mathbf{b}_n^*(h_n^*, \beta_n^*)), \quad (6)$$

где $\mathbf{b}_n^*(h_n^*, \beta_n^*) = (\bar{\alpha}_{1n}^*(h_n^*, \beta_n^*), \bar{\alpha}_{2n}^*(h_n^*, \beta_n^*))$ – оценки параметров модели КВД, полученные на основе (5) с использованием метода Гаусса–Ньютона. Параметр сглаживания h и управляющий параметр β определялись путем решения оптимизационной задачи (3) методом деформированного многогранника. В качестве начальных априорных сведений использовались данные о гидропроводности $\bar{\alpha}_{1,0} = 8$ Дсм/сП, пьезопроводности $\bar{\alpha}_{2,0} = 0,07$ м²/с. и пластовом давлении $\bar{P}_{nl,0} = 160$ ат.

Следует отметить, что при значении управляющего параметра $\beta_n^* = 0$ оценки фильтрационных параметров пласта и пластового давления с учетом априорной информации $\mathbf{b}_n^*(h_n^*, \beta_n^*)$, $P_{nl,n}^*(h_n^*, \beta_n^*)$ совпадают с традиционными оценками метода наилучшего совмещения $\mathbf{b}_n^*(0)$, $P_{nl,n}^*(0)$, а их новым свойством является наличие механизма корректировки в процессе идентификации КВД неточно заданных начальных значений экспертных оценок фильтрационных параметров (с ошибками порядка 100 %) и пластового давления с ошибкой порядка 20%.

Таблица

Результаты идентификации и интерпретации КВД скважины Самотлорского месторождения

Методы	Время, ч	Пластовое давление, ат	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, Дсм/сП
«Pan System»	140	185	0,012	15,3
Адаптивная динамическая идентификация с учетом априорной информации	40	172,6	0,008	11,4
	60	183,5	0,011	14,8
	100	184,6	0,012	15,0
	140	185,3	0,013	15,6
Наилучшее совмещение	40	150,2	0,004	5,6
	60	164,1	0,007	8,4
	100	176,7	0,09	12,7
	140	184,3	0,011	14,4

Из таблицы видно, что рассмотренные алгоритмы адаптивной динамической идентификации нестационарных ГДИС по КВД однородно пористого нефтяного пласта дают более точные оценки фильтрационных параметров и энергетического состояния при меньшем объеме исходных данных.

Так для получения оценок параметров методом адаптивной динамической идентификации с точностью 1 – 2% достаточно исследовать скважину порядка 60 часов, что позволяет значительно сократить время исследований по сравнению с технологией обработки данных, реализованной в программе «PanSystem» и методе наилучшего совмещения.

В заключении следует отметить, что рассмотренная технология проектирования алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации ГДИС дает возможность определять параметры нефтяных пластов и скважин в процессе проведения гидродинамических исследований скважин, не планируя заранее время их завершения, позволяет учитывать неточно заданные дополнительные априорные данные и экспертные оценки параметров скважин и пластов, значительно сократить расходы скважин.

Литература

1. Сергеев В.Л. Адаптивные системы идентификации. – Томск: Томск. ун-т систем упр. и радиоэлектроники, 2007. – 236 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., Ананьев 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.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ WEB-ТЕХНОЛОГИЙ В ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

А.В. Антропов, М.С. Голобородов
ООО "НК "Роснефть - НТЦ", г. Краснодар, Россия

Параллельное гидродинамическое моделирование на кластерах и grid-платформах в настоящее время является доказанной основной технологией в мире. Разработки в области численного гидродинамического моделирования и создания суперкомпьютеров всегда были взаимосвязаны: как только аппаратное обеспечение становилось мощнее, инженеры строили модели, которые были больше или сложнее, в результате существующие компьютеры оказывались слишком медленными. Далее совершенствовались компьютеры, и снова усложнялись модели и т.д.

На сегодняшний день многие гидродинамические модели состоят из миллионов ячеек и тысяч скважин и занимают гигабайты дискового пространства [1]. Кроме того, такие задачи как, прогнозирование неопределенностей и автоматическая адаптация на историю месторождения требует создания и хранения нескольких вариантов моделей одновременно. Вследствие чего, такие модели не могут быть мобильными и должны храниться на локальном сервере.

При этом доступ к результатам моделирования часто необходим нескольким специалистам из различных географически удаленных точек. В таком ключе становится целесообразным использование web-технологий для создания клиент-серверных приложений для передачи и обработки данных. В такой системе клиентская часть реализует пользовательский интерфейс, формирует запросы к серверу и обрабатывает ответы от него.

Клиент выполняет минимальную часть работы по обработке информации, что снижает требования, предъявляемые к мощности аппаратной части и, как следствие, снижает стоимость необходимого оборудования. Также становится возможным использование мобильных устройств для обработки данных получаемых в процессе моделирования.

Серверная часть состоит из Web-сервера и вычислительного кластера. Web-сервер отвечает за формирование интерфейса с конечным пользователем, формирование необходимых данных для симулятора, осуществляет управление работой симулятора, а также предоставляет пользователю возможность следить за ходом выполнения расчета в режиме "online" и организует доступ к результатам расчетов.

Вычислительный кластер формируется с учетом особенностей создаваемых моделей. Различные симуляторы, даже разные модели месторождений на том же симуляторе могут иметь полностью противоположные требования к аппаратной части. Модели «черной нефти» обычно требуют огромной пропускной способности между процессором и памятью во время решения системы линейных уравнений; архитектуры с выделенным доступом к памяти для каждого процессора являются предпочтительными по сравнению с конфигурациями, где два (или более) процессора должны делить доступ к памяти.

Композиционные и термальные модели обычно выигрывают от высокой тактовой частоты процессора и большого объема кэша второго уровня, так как большой объем памяти тратится на сложные расчеты свойств флюида (которые очень «кэш-локальный»). Таким образом, правильный выбор аппаратной части может повысить производительность численного моделирования на 50% и более [1].

Web-интерфейс предоставляет пользователю уникальную возможность управления процессом моделирования динамики флюидов в нефтяных пластах с помощью стандартного web-браузера, при этом, практически

не уступая по функциональности, ставшими привычными, настольным приложениям. В настоящее время получил популярность новый подход к разработке Web-приложений, называемый Ajax.

При использовании Ajax страницы Web-приложения не перезагружаются целиком, а лишь догружаются необходимые данные с сервера, что делает их более интерактивными и производительными [2].

Существенное преимущество построения web-приложений заключается в том, что функции должны выполняться независимо от операционной системы данного клиента. Вместо того чтобы писать различные версии для Microsoft Windows, Mac OS X, GNU/Linux и других операционных систем, приложение создается один раз для произвольно выбранной платформы и на ней разворачивается.

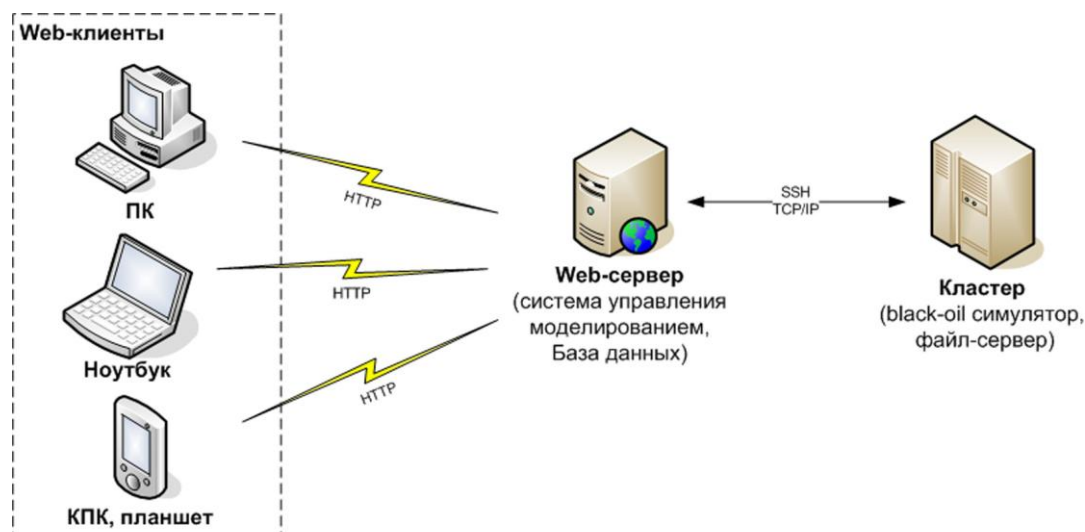


Рис. Организация работы клиент-серверного приложения для гидродинамического моделирования

Таким образом, использование web-интерфейса для управления процессом моделирования обладает рядом преимуществ:

- кроссплатформенность: не зависит от ОС и устройства на стороне клиента, будь то ПК на базе Windows, Linux, Mac OS, или планшет, КПК на Android или Mobile Windows
- распределенность (дистрибутивность): непосредственно вычисление происходит на удаленном сервере, на котором установлен симулятор. Это может быть мощный кластер, позволяющий считать одновременно несколько моделей и/или использующий мощность параллельного вычисления одной модели на нескольких процессорах. Управление процессом моделирования и просмотр результатов осуществляется на стороне клиента, не требующей больших вычислительных мощностей.
- удобный интерфейс: Web-интерфейс позволяет выводить любую информацию, начиная от текста и заканчивая 3-х мерными моделями. Развитие сенсорных устройств отображения (сенсорные мониторы, планшеты, КПК) позволяет при помощи браузера взаимодействовать с пользователем максимально удобно (технология мультитач).
- мобильность: Web-приложение не требует установки, получить доступ к результатам моделирования можно из любой точки, с любого устройства, имеющего web-браузер и доступ к сети интернет.
- многопользовательность: с одной моделью одновременно может работать несколько пользователей в режиме чтения/просмотр данных.

Литература

1. Франц Даймбахер. Высокопроизводительные вычисления при гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. – С. 200 – 203
2. Общие сведения о частичном обновлении страниц с помощью технологии ASP.NET AJAX // <http://msdn.microsoft.com/ru-ru/asp.net/gg454710>. – 2010

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**В.Ю. Байнак**

Научный руководитель ассистент В.А. Дегтярев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Западно-Сибирский регион в ближайшей и долгосрочной перспективе по-прежнему остается важнейшим источником углеводородного сырья для нашей страны. При этом значительная часть высокопродуктивных залежей уже выработана, в связи с чем возрастает актуальность освоения новых труднодоступных районов и совершенствования вторичных методов добычи на разрабатываемых месторождениях.

Одним из методов повышения нефтеотдачи является применение многоствольных горизонтальных скважин, теоретические основы бурения которых были разработаны инженерами и учеными ВНИИБТ еще в 50-х годах. Опыт эксплуатации первых многозабойных скважин выявил ряд существенных проблем, связанных со сложностью освоения, контроля работы и ремонта каждого ответвления от основного ствола. В условиях интенсивно эксплуатируемых нефтяных и газовых месторождений «жизнь» боковых ответвлений может быть очень короткой, что существенно снижает эффективность многозабойных горизонтальных скважин. Поэтому в целях повышения их эффективности в ряде научной литературы предлагался новый подход к их проектированию и строительству, в соответствии с которым бурение боковых ответвлений осуществляется поэтапно в процессе эксплуатации скважины. При этом бурение ответвлений производится по данным гидродинамической модели. При таком подходе повышается эффективность строительства и эксплуатации многоствольных скважин, так как архитектура такой скважины развивается в соответствии с текущим состоянием нефтяной залежи.

Применительно к месторождениям нашей страны и, в частности, Западной Сибири имеются наработки и эксперименты по разработке месторождений с применением многоствольных горизонтальных скважин, доказывающие высокую эффективность подобных технологий. В качестве примера можно привести:

Северо-Янгинское, Чатылькынское и Ново-Суксинское (Татарстан) месторождения.

Северо-Янгинское месторождение

Северо-Янгинское месторождение, открытое в 1985г., находится в Пуровском районе ЯНАО. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях мегионской свиты нижнего мела и связана с продуктивными пластами – BC_{10}^2 , BC_{11} . Тип залежей массивный, пластово-сводовый, литологически-экранированный. Основной объект разработки – залежь пласта BC_{11} характеризуется сложным геологическим строением.

Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 10 м до 1,1 м. Максимальные нефтенасыщенные толщины приурочены к центральной части пласта, характеризующейся высокой изменчивостью фильтрационных свойств пласта по разрезу, наличием контактного залегания нефтяной части с мощным водоносным горизонтом. Коэффициент расчлененности в среднем 10,4, коэффициент песчаности – 0,59. Среднее значение пористости по ГИС – 0,19, проницаемости – 0,034 мкм². В декабре 2006 г. введена в эксплуатацию многоствольная горизонтальная скважина № 1002Г. Проводка верхнего 1-го ствола осуществлялась в верхней пакке пласта BC_{11} , с открытым забоем протяженностью 300 м. Через глинистую перемычку в 2 м проложен основной 2-й ствол протяженностью 550 м. Стволы разведены по азимуту в 45 градусов.

Чатылькынское месторождение

Чатылькынское месторождение находится на территории Красноселькупского района ЯНАО, открыто в 1989 г. Объект разработки – пласт $Ю_1^2$, продуктивный пласт представлен переслаиванием песчаников с карбонатными разностями, алевролитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,0 м до 15,4 м. Значения пористости изменяются от 17,5 до 22,1% при среднем значении 19,3%. Проницаемость продуктивных песчано-алевролитовых пород по скважинам варьируется в широком диапазоне 8,5 – 179,2 мД при среднем показателе 67,8 мД. Скважина №1Г сдана в эксплуатацию в июле 2006 г. С длиной горизонтального ствола: 1-й ствол – 384,3 м., 2-й ствол – 750 м. Скважина № 4Г введена в эксплуатацию в ноябре 2006 г. с длиной горизонтального ствола: 1-й ствол – 355 м., 2-й ствол – 673 м.

Ново-Суксинском месторождение

На месторождении выделяют следующие объекты разработки: турнейский и бобриковский. Основным объектом является бобриковский горизонт в разрезе которого выделяют три пласта: $C_{1бр1}^3$, $C_{1бр1}^2$, $C_{1бр1}^1$, объединенные в один объект разработки. Толщина пластов не превышает 10 – 15 м. Вязкость нефти в среднем по залежи – 66,4 мПа·с. $C_{1бр1}^3$ – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 3,6м. $C_{1бр1}^2$ – средняя нефтенасыщенная толщина в среднем 6,8 м. $C_{1бр1}^1$ – средняя нефтенасыщенная толщина в среднем 90,2 м. В 2005 г. пробурена многозабойная горизонтальная скважина № 1222 мзг. Длина стволов равна 320 м, проложены по продуктивной части всех трех пластов. Вторая многозабойная скважина № 1221 мзг на бобриковский объект пробурена в 2006 г. в чисто нефтяной зоне. Длина стволов 421 м, доля прохождения по коллектору – 81,7%.

В 2008 г были пробурены еще две многозабойные скважины: № 1225 мзг и № 1226 мзг. Скважина № 1226 мзг оказалось более удачной, стволы длиной всего 187 м проведены по верхнему пласту, в эксплуатацию введена в августе 2008 г.

Данные по скважинам представлены ниже в таблице 1.

Таблица 1

Сводная таблица по месторождениям

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти т/сут.	Дебит жидкости т/сут.	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти тыс. тонн.
Северо-Янгтинское	1002Г	866,18	884,54	2,1	на 1.08.2008 474
Чатылькинское	1Г	262,8	277,4	5,3	на 1.08.2008 217
	4Г	403	428,4	5,9	на 1.08.2008 186
Ново-Сускинское	122мзг	83,6	-	61,1	на 1.01.2009 75,9
	1226мзг	18,8 – 47,2	-	2,6	на 1.01.2009 4,2

Дебиты указанных скважин по месторождению в среднем в 3 – 4 раза больше чем у вертикальных. Прирост КИН в среднем составил 5 – 12%. Результаты эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин, на представленных месторождениях, доказали свою эффективность применения в терригенных отложениях и большой потенциал таких скважин.

Выводы

Сегодня на лицо имеются все предпосылки для широкого распространения многозабойных горизонтальных скважин. И можно с полной уверенностью утверждать, эта технология оправдывает свою целесообразность, как с технической, так и с экономической точек зрения. Обзор научно-технической литературы показал, что применение МГС особенно предпочтительно для разработки месторождений Западной Сибири, содержащих тяжелые нефти, имеющих низкую проницаемость или естественную трещиноватость, тонкослоистые коллекторы или многослойные залежи. Проведенный анализ данных применения многозабойных горизонтальных скважин позволяет сделать следующие выводы и рекомендации:

Наиболее рентабельно применять многозабойные горизонтальные скважины на месторождениях, эксплуатируемых на 1 – 3 стадии;

Наибольший эффект от применения ожидается на месторождениях связанных с верхнеюрским нефтегазоносным комплексом, а также ачимовской толщей, имеющие низкие фильтрационно-емкостные свойства а также неоднородный литологический состав и строение.

Основываясь на анализе опыта разработки, научной литературы а также схожести геологии, наиболее перспективными для применения многозабойных горизонтальных скважин предлагаются такие месторождения как: Хохряковское, Пермьковское, Кошильское, Туль-Еганское, Северо-Тарховское и Верхнеколик-Еганское.

Литература

1. Григорян А.М., Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969 г.
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1997 г.
3. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. "Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами". – М.: Недра, 1964 г.
4. Chambers M. "Multilateral technology gains broader acceptance". Oil & Gas Journal, Nov. 23, 1998
5. Карнаухов М.Л., Гапонова Л.М., Климов М.Ю., Особенности разработки месторождений системой многоствольных горизонтальных скважин. «Бурение и Нефть», 2008 – № 11.
6. Шакирова Р.Т., Кондакова В.Ю., Данилов Д.С., Анализ геологического строения и эффективности применения горизонтальной технологии в условиях Ново-Сускинского месторождения, «Нефтяное хозяйство», 2010 – № 06

ПРИМЕНЕНИЕ АДАПТИВНОЙ СЕТКИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

А.А. Барышников

Научный руководитель доцент М.С. Королев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

Одним из методов воздействия на залежь будет являться нестандартное расположение нагнетательных скважин. Данный метод можно рассматривать как проектное решение, но так как эффект достигается перераспределением потоков, то предлагается подробнее рассмотреть данный метод как гидродинамическое воздействие на залежь. В данной работе предлагается рассмотреть применение адаптивной сетки скважин в условиях геологической неоднородности Харампурского месторождения. В результате проведения 3Д сейсморазведки в пласте ЮВ1 были выявлены многочисленные непроницаемые экраны. Коллекторские свойства пластов сформировались в зависимости от фациальных особенностей осадков и под влиянием вторичных процессов катагенетического преобразования пород. Окварцевание и кальцитизация кварцевых пород,

хлоритизация глинистого цемента и некоторых обломочных минералов, каолинизация полевых шпатов сделали пласты непроницаемыми на многих участках. Как правило, каждый пласт прослеживается на всей площади, но коллекторскими свойствами обладает в ограниченных зонах.

Если залежи нефти ограничены либо зонами выклинивания, либо экранами, то режим называется частично замкнуто-водонапорным. В начальной стадии разработки такой залежи, до тех пор пока пластовое давление не снизилось ниже давления насыщения, имеет место замкнуто-упругий режим фильтрации. Классические схемы разработки, применяемые на месторождениях в структурах залежей которых имеют место непроницаемые экраны, не могут дать должного эффекта. Для увеличения эффективности разработки таких месторождений предлагается использовать адаптивную сетку скважин, учитывающую расположение непроницаемых экранов.

Эффективность разработки нефтяного месторождения принято оценивать конечным коэффициентом извлечения нефти (КИН). Для сравнения классической и адаптивной системы разработки кроме конечного за время эксперимента КИН, будем также использовать динамику КИН. Так как непроницаемые экраны гидродинамически разделяют месторождение (фильтрационные потоки в районе экранов подвергаются искривлению и, как следствие, давление передается значительно медленнее) на несколько блоков, следует провести вычислительные эксперименты в пределах определенного блока, а затем распространить полученные результаты на все остальные зоны пласта, где имеют место непроницаемые экраны. В данном разделе предлагается сравнить показатели разработки пятиточечной системы разработки, реализуемой на Харампурском месторождении, и адаптивной сетки скважин. Под адаптивной сеткой скважин будем понимать сетку скважин, где нагнетательные скважины расположены непосредственно вдоль и по обе стороны непроницаемого экрана, с целью выравнивания профиля нагнетания, посредством отражения гидравлических потоков от непроницаемых экранов. Добывающие скважины предлагается разместить в окрестности нагнетательных скважин на расстоянии, соответствующем принятой в проекте разработки плотности сетки скважин.

Более подробно предлагается рассмотреть южный участок пласта Ю1 Харампурского месторождения. Предлагается спрогнозировать показатели разработки данного участка с реализованной пятиточечной (первый вариант разработки) и адаптивной (второй вариант) сетки скважин посредством построения гидродинамической модели. Количество нагнетательных и добывающих скважин для первого и второго вариантов одинаковое, всего скважин в блоке – 38, из них добывающих – 19, фильтрационно-емкостные свойства также одинаковы и приняты на основании постоянно действующей геологической модели. В результате моделирования получены два варианта распределения ФЕС и динамик дебитов по пласту и скважинам во времени.

Более подробно предлагается рассмотреть южный участок пласта Ю1 Харампурского месторождения. Предлагается спрогнозировать показатели разработки данного участка с реализованной пятиточечной (первый вариант разработки) и адаптивной (второй вариант) сетки скважин посредством построения гидродинамической модели. Количество нагнетательных и добывающих скважин для первого и второго вариантов одинаковое, всего скважин в блоке – 38, из них добывающих – 19, фильтрационно-емкостные свойства также одинаковы и приняты на основании постоянно действующей геологической модели. В результате моделирования получены два варианта распределения ФЕС и динамик дебитов по пласту и скважинам во времени.

Рассмотрим изменение показателей разработки от времени эксплуатации месторождения.

На рисунках 1 и 2 приведены схемы пятиточечной сетки скважин, реализуемой на Харампурском месторождении и адаптивной сетки скважин (рис. 1).

Из рисунка 1 видно, что при реализованной пятиточечной системе разработки три скважины, расположенные в северо-восточной части блока, гидродинамически отделены от остальной части блока. Две скважины расположены непосредственно возле непроницаемых экранов, одна в центральной части, другая в юго-западной, которые по прошествии 100 суток будут переведены в нагнетательные.

Скважины, расположенные непосредственно вблизи непроницаемых экранов предлагается перевести в нагнетательные, по прошествии 365 суток эксплуатации (рис.2).

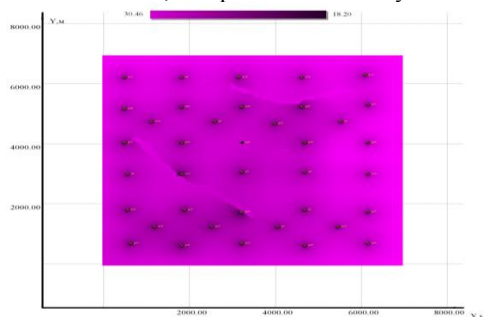


Рис. 1.

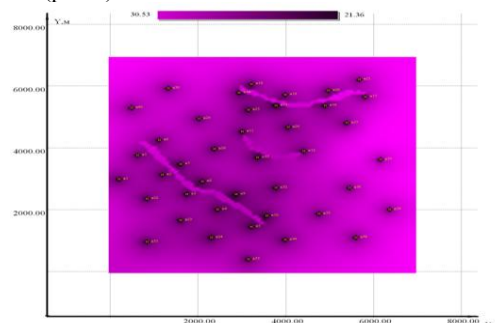


Рис. 2.

После 10 суток эксплуатации данного блока динамика изменения пластового давления приблизительно одинакова, для обоих вариантов.

Добывающие скважины, расположенные вдоль непроницаемых экранов предлагается перевести в нагнетательные после 365 суток эксплуатации блока. Из динамики распределения пластового давления видно, что падение давления в районе расположения непроницаемых экранов существенно выше, чем удаленных от

экранах зонах. Вводить в эксплуатацию систему поддержания пластового давления позже не рекомендуется, так как возможно в последствии образование техногенных трещин от нагнетательных к добывающим скважинам (рис. 3, рис. 4).

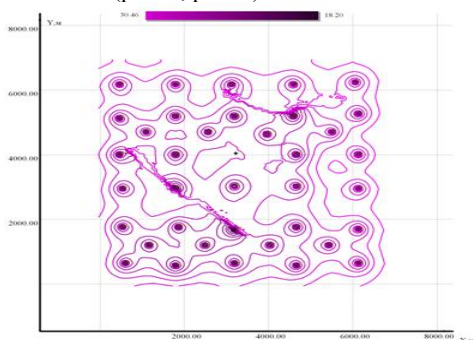


Рис. 3.

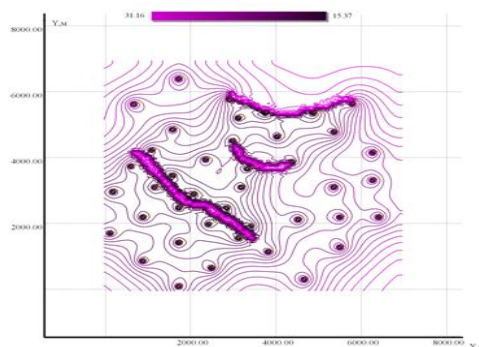


Рис. 4.

После эксплуатации блока в течение 1000 суток адаптивное расположение скважин дает преимущество. Для первого варианта характерны следующие особенности: три нагнетательные скважины, расположенные в северо-восточной части блока используются не рационально, то есть они не участвуют в формировании фронта вытеснения (рис. 5). Непроницаемый экран расположенный в северо-восточной части месторождения нарушает гидродинамическую связь, между рядом нагнетательных и добывающих скважин, и как следствие: аномально высокое пластовое давление в радиусе нагнетания данных скважин (что приводит к трудностям при глушении этих скважин), падение пластового давления в добывающих скважинах, нагнетательные скважины работают в «холодную». Нагнетательные скважины третьего ряда нагнетания также работают не эффективно, то есть непроницаемый экран нарушает гидродинамическую связь между третьим рядом нагнетательных и третьим рядом добывающих скважин, соответственно не возможно сформировать фронт вытеснения в этих рядах скважин, то есть в третьем ряду добывающих скважин сформировалась область низкого пластового давления.

На рисунках 5 и 6 представлена динамика распределения пластового давления после 1000 суток эксплуатации блока (рис. 6).

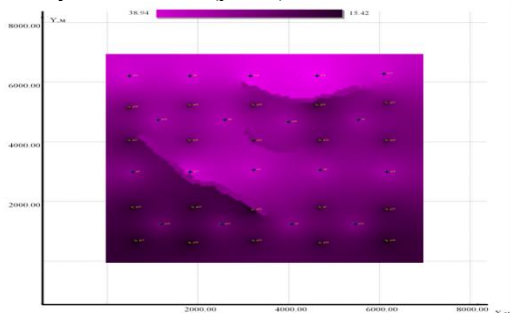


Рис.5.

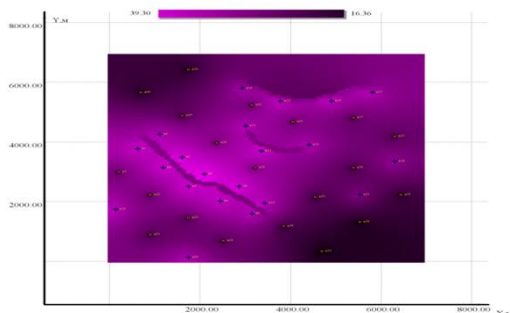


Рис.6.

Рассмотрев второй вариант разработки характерно равномерное распределение пластового давления практически по всему блоку. Необходимо отметить падение пластового давления на краю блока, что связано с моделированием данного блока без учета гидродинамической связи с другими блоками. Аналогично рисунку 5, где отслеживается падение пластового давления на последнем ряду добывающих скважин, это связано с граничными условиями в принятой модели – отсутствие гидродинамической связи между блоками (рис. 7).

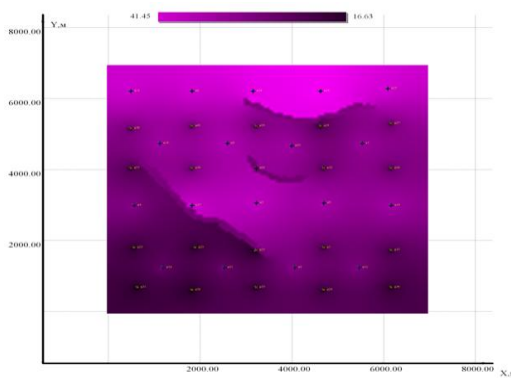


Рис.7.

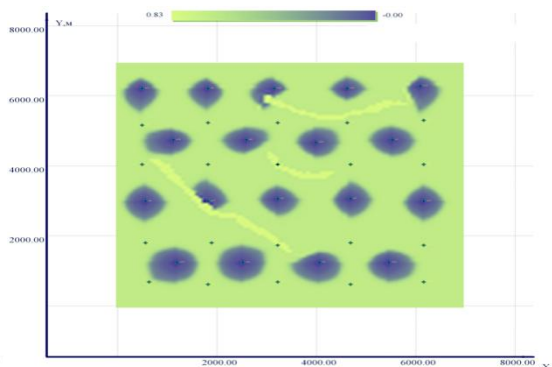


Рис.8.

После эксплуатации блока в течение 2000 суток для первого варианта тенденция остается аналогичной, что и для 1000 суток, то есть пять скважин работают не эффективно.

По распределению нефтенасыщенности после 2000 суток эксплуатации, четко видно, что в районах непроницаемых экранов не возможно добиться равномерного фронта вытеснения, и контур нагнетания для скважин системы поддержания пластового давления усечен как раз в области непроницаемых экранов.

Что позволяет сделать вывод о не эффективности эксплуатации стандартной схемы размещения скважин в данных геологических условиях (рис. 8).

Для второго варианта после 2000 суток характерно равномерное распределение пластового давления, как и после 1000 суток. Характерно выравнивание профиля нагнетания за счет отражения гидродинамических потоков от непроницаемых экранов (рис. 9).

По динамике распределения нефтенасыщенности видно, что нагнетательные скважины, расположенные вдоль непроницаемых экранов создают равномерный фронт вытеснения нефти водой. Средняя обводненность по блоку для адаптивной сетки скважин составила – 35%. Для стандартной пятиточечной сетки скважин реализуемой на пласте Ю1 Харампурского месторождения обводненность составила – 41% (рис. 10).

В заключении предлагается оценить показатели разработки, полученные в результате вычислительного эксперимента. Суммарный дебит нефти полученный в ходе эксплуатации данного блока для адаптивной сетки скважин выше, чем для стандартной на протяжении всего времени эксплуатации данного блока. Накопленная добыча нефти для адаптивной сетки скважин составила 2945,7 тыс. тонн, для стандартной сетки 2699,9 тыс. тонн.

То есть дополнительная добыча при разработке блока адаптивной сеткой скважин составит 245,8 тыс тонн нефти за 2000 суток, что составляет 8,5% от всей добычи нефти стандартной сеткой скважин (рис. 11).

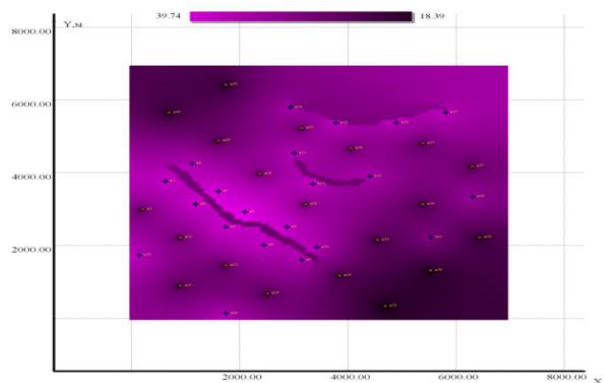


Рис. 9

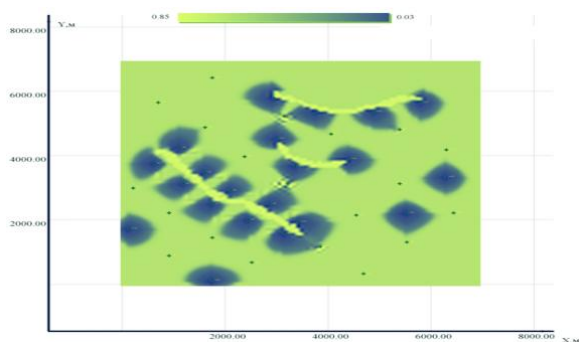


Рис. 10

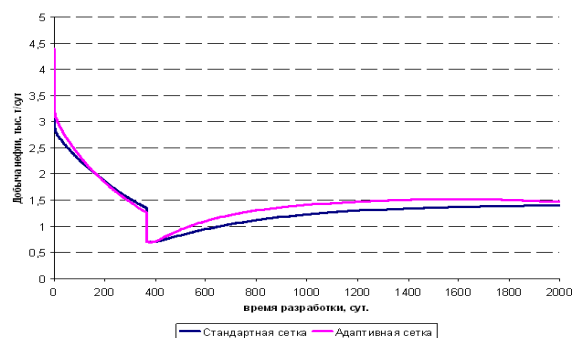


Рис. 11

Остаточные запасы вырабатываются интенсивнее при разработке блока адаптивной сеткой скважин после ввода системы поддержания пластового давления по истечению 365 суток (рис. 12).

Текущий коэффициент извлечения нефти после разработки блока в течение 2000 суток для пятиточечной сетки скважин 0,126.

Для адаптивной сетки скважин 0,137. По динамике закачки рабочего агента видно, что среднесуточная закачка воды выше для адаптивной сетки скважин (рис. 13). Так как в модели, для двух вариантов приняты одинаковые граничные условия:

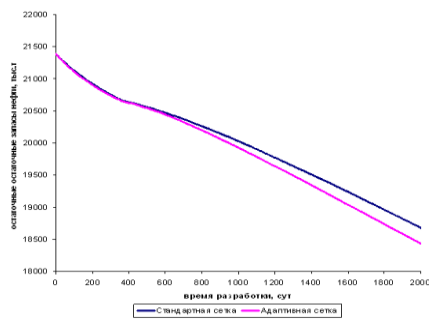


Рис. 12

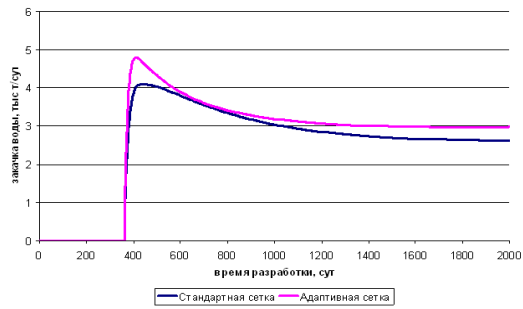


Рис. 13

- по забойному давлению, то есть забойное давление на нагнетательных скважинах поддерживается на одном уровне, для двух вариантов.
- одинаковые фильтрационно-емкостные свойства для двух вариантов разработки.

То есть исходя из вышесказанного, можно сделать вывод о вовлечении большего количества остаточных запасов в разработку, для адаптивной сетки скважин.

ЦЕЛЕСОБРАЗНОСТЬ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ РАЗЛИЧНОГО ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКО – ФАМЕНСКО – БОБРИКОВСКОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА НА ЛОГОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.В. Варушкин

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В данной работе рассмотрен вопрос целесообразности совместной разработки коллекторов различного литологического состава единой сеткой скважин на примере турнейско-фаменско-бобриковского объекта Логовского месторождения.

Логовское месторождение нефти в административном отношении расположено в Соликамском районе Пермского края.

В разрезе Логовского месторождения (рис. 1) промышленная нефтеносность установлена в карбонатных турнейско-фаменских (пласт Т-Фм) и башкирско-серпуховских (пласт Бш) отложениях и в терригенных тульско-бобриковских (пласт Бб) отложениях. Ввиду решаемых задач, далее будут рассмотрены только турнейско-фаменский и бобриковский объекты.

На основании первого проектного документа – «Технологической схемы разработки Логовского месторождения», принятого 1991 году рекомендовался вариант, предусматривающий раздельную разработку турнейско-фаменского и бобриковского объектов, с применением площадного заводнения по обращенной семиточечной системе с размещением скважин по сетке 500×500 м для бобриковского пласта и сетке 400×400 м для турнейско-фаменского пласта.

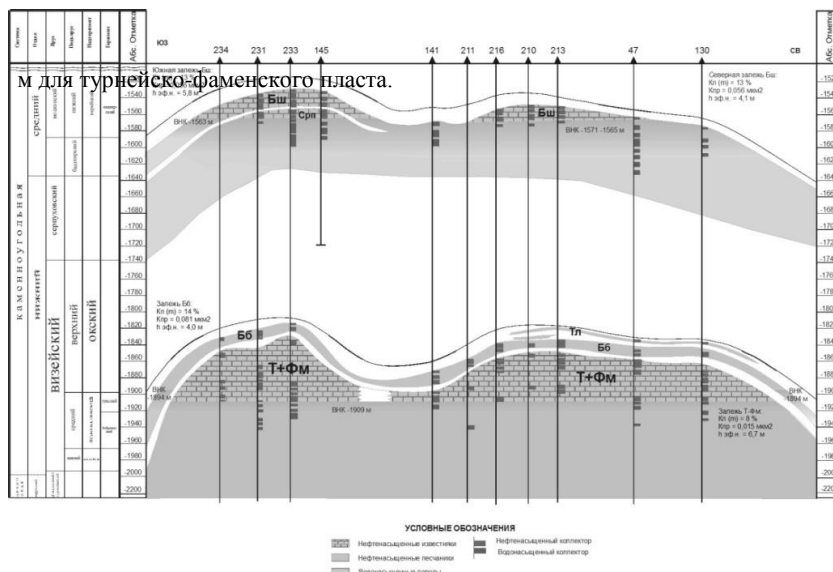


Рис.1. Схематичный геологический профиль Логовского месторождения

В процессе разработки геологическая модель месторождения уточнялась и «дополнением к технологической схеме разработки Логовского нефтяного месторождения» 1996 года были произведены изменения, согласно которым предусматривалась совместная разработка турнейско-фаменско-бобриковского объекта с применением площадного заводнения по пятиточечной системе и размещением скважин по единой сетке 600×600 м. В дальнейшем для более эффективной работы этого совместного объекта была реализована раздельная закачка воды для пластов Т-Фм и Бб [1]. В настоящее время эта система разработки является действующей.

Для определения эффективности работы Т-Фм+Бб объекта были изучены показатели разработки, начиная с 2003 года [2]. На протяжении последних лет фактические годовые отборы нефти (77,0 – 42,2 тыс.т) были ниже проектных величин (83,1 – 74,9 тыс.т) на 49%. Отставание связано с уменьшением действующего добывающего фонда на 15% ниже проектного уровня и с более низкими среднесуточными дебитами нефти (в среднем 10,2 т/сут), отстающими от запроектированных норм на 24%. Также выявлено превышение фактической обводненности, составляющей в среднем 48%, над запроектированным уровнем в 27%. Проведенный анализ показывает на значительное отклонение показателей фактической работы объединенного пласта от утвержденных проектных решений и необходимость переоценки вопроса совместной эксплуатации пластов Т-Фм и Бб.

Для геологического обоснования решения проблемы разукрупнения объектов изучим и проанализируем геологическое строение обоих пластов. Основные извлекаемые запасы (47,7%) сосредоточены в бобриковских терригенных отложениях. Следующим по величине запасов является Т-Фм объект – 33,2%. На остальные пласты приходится 19,1%. Далее, анализируя строение пластов, отметим, что карбонатный турнейско-фаменский пласт обладает трещинно-порово-кавернозным типом емкости, характеризуется относительно высокой прерывистостью и расчлененностью коллектора. Коэффициент расчлененности для данного пласта составляет 5,7, а коэффициент «песчаности» – 0,15. Фильтрационно-емкостные свойства пласта относительно низкие – проницаемость в среднем равна 0,015 мкм², а пористость – 8,0%. Терригенный бобриковский коллектор представлен мелко- и среднезернистым кварцевым песчаником с глинистым, реже карбонатным цементом, проницаемостью – 0,081 мкм², пористостью – 14,0%. Пласты более однородны, относительно карбонатного пласта Т-Фм – коэффициент расчлененности равен 4,1, а «песчаности» – 0,4.

Также рассмотрены значения эффективных нефтенасыщенных толщин. Диапазон изменения толщин пропластков для терригенного пласта Бб существенно ниже и варьирует от 3,5 до 5,5 м, тогда как интервал изменения толщин карбонатного пласта в скважинах более широкий и составляет от первых метров до 9,5 м.

Физико-химические свойства нефтей и растворенных в ней газов этих пластов сходны (плотность, вязкость, компонентный состав). Нефти средние по плотности, повышенной вязкости, смолистые, сернистые, парафинистые. Этот факт являлся одним из предопределяющих при объединении пластов-коллекторов в один эксплуатационный объект.

Также различаются величины текущего коэффициента нефтеизвлечения и остаточных запасов, что говорит о неравномерности извлечения запасов из пластов. Кроме этого, в качестве меры эффективности совместной разработки пластов были рассчитаны и проанализированы коэффициенты продуктивности скважин. В результате анализа работы действующего фонда установлено, что коэффициенты продуктивности скважин, эксплуатирующих пласты Т-Фм+Бб совместно существенно меньше (среднее значение – 0,529 м³/сут/МПа), чем коэффициенты продуктивности скважин, эксплуатирующих только бобриковский (в среднем – 0,733 м³/сут/МПа) или только турнейско-фаменский (1,374 м³/сут/МПа) пласты.

Из вышеизложенного следует, что турнейско-фаменский и бобриковский пласты имеют различное геологическое строение: литологический состав, степень неоднородности, фильтрационно-емкостные свойства, начальные извлекаемые запасы, а также характеризуются различной степенью выработки и низкими совместными коэффициентами продуктивности в скважинах. Все это влечет за собой отставание от проектных показателей и невозможность достижения запроектированных коэффициентов нефтеизвлечения. На основании работы [3], объединение таких пластов в один объект для разработки не целесообразно.

Для обеспечения рациональной разработки основного эксплуатационного объекта Логовского месторождения необходимо провести его разукрупнение (разделение) на два: турнейско-фаменский и бобриковский, с применением, соответственно разных систем разработки. Выполнение этих мероприятий приведет к более равномерной выработке запасов из карбонатных и терригенных пластов. На основании проведенного исследования, а также предлагаемых вариантов разработки [1], был выбран наиболее оптимальный, согласно которому планируется разобщение турнейско-фаменского и бобриковского пластов, с бурением новых добывающих скважин на участках залежей невовлеченных в разработку.

На турнейско-фаменском объекте намечено бурение 7-ми горизонтальных и 1-ой наклонно-направленной скважин под добычу, 7-ми наклонно-направленных скважин под нагнетание. Система разработки изменяется с обращенной пятиточечной на обращенную семиточечную, скважины будут размещены по сетке 450×450 м. Для бобриковского объекта предусмотрено бурение 3-ех горизонтальных и 4-ех наклонно-направленных скважин под добычу и 6-ти скважин под нагнетание. Система разработки изменяется с обращенной пятиточечной на обращенную семиточечную, скважины будут размещены по сетке 550×550 м.

При этом, для обоих объектов планируется проведение геолого-технологических мероприятий на скважинах существующего фонда: соляно-кислотные обработки, изоляционные работы, перевод скважин с другого пласта, перевод под нагнетание наиболее обводнившихся добывающихся скважин, бурение боковых стволов. При полной реализации всех запланированных решений общий фонд для Т-Фм объекта составит 25 добывающих и 13 нагнетательных скважин, для Бб – 25 добывающих и 12 нагнетательных скважин, что обеспечит по сово-

купности технологических и экономических показателей наиболее эффективную разработку обоих пластов и месторождения в целом.

Литература

1. Проект разработки Логовского месторождения – ООО «ПермНИПинефть», 2008. – 350 с.
2. Динамика добычи нефти из залежи / под ред. М.М. Иванова. – М.: «Недра», 1976. – 247 с.
3. Дементьев Л.Ф., Каналин В.Г. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. – М.: «Недра», 1982. – 224 с.

ОЦЕНКА ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОСВОЕНИЯ РЕЧИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ СУЩЕСТВУЮЩЕМ УРОВНЕ РАЗРАБОТКИ

И.И. Воробей

Научный руководитель старший преподаватель О.К. Абрамович
Гомельский государственный университет имени Ф.Скорины, г.Гомель, Беларусь

В 50-х годах было начато комплексное изучение современных движений земной коры для больших территорий с интервалами времени между повторными наблюдениями в 30 – 50 лет.

В 70-80-е годы в рамках комплексных долгосрочных программ в пределах ряда платформенных нефтегазоносных бассейнов с использованием повышенной пространственно-временной детальности повторных наблюдений была получена принципиально новая информация о параметрах современных движений земной коры. Повышенная детализация наблюдений позволила в дальнейшем существенно конкретизировать представления об уровне и масштабах проявления современной геодинамики недр платформенных регионов, что оказалось исключительно важным при обосновании постановки проблемы геодинамической безопасности освоения углеводородного потенциала недр и оценках геодинамического риска.

Большой объем полученной информации, массовость и разнообразие объектов исследований позволили выявить основные закономерности пространственно-временного распределения параметров современного аномального геодинамического состояния недр осадочных бассейнов (нефтегазоносных бассейнов), расположенных как в пределах слабосейсмичных (платформенных), так и сейсмоактивных регионов. Один из важных выводов состоял в том, что было установлено новое свойство разрывных нарушений в фундаменте и низах осадочного чехла нефтегазоносных областей – их высокая современная тектоническая активность [2,3,4]. Параметрическими деформациями геологической среды называют современные суперинтенсивные деформационные процессы непосредственно в зонах разломов, связанные прежде всего с локальными вариациями параметров среды (жесткостных, прочностных, емкостных) внутри самих разломных зон в обстановке квазипостоянного внешнего (регионального) нагружения.

Обнаружение фактора современных СД-процессов в зонах платформенных, асейсмичных разломов приводит к коренному пересмотру представлений о масштабах и роли современной геодинамики платформенных регионов в обеспечении промышленной и экологической безопасности природно-технических систем нефтегазового комплекса. Истолкование (в геологических терминах) параметрических деформаций в зонах разломов связано с развитием дополнительного кратковременного разупрочнения горных пород в объемах уже существующих дефектов геологического разреза, сформированных предшествующим геологическим развитием данного участка среды.

Таким образом, современная активность разломов – это сложный комплекс локальных деформационных и флюидодинамических процессов, которые возникают, развиваются и завершаются в сравнительно короткое время непосредственно в зонах разломов [2,3,4].

Исследования показали, инициирует современные природно-техногенные геодинамические события, как правило, комбинация нескольких факторов, которые создают условия "благоприятные" для их возникновения. К основным факторам, действующим, например, на территории разрабатываемых месторождений следует отнести:

- длительный и интенсивный отбор газа или конденсата, приводящий к изменению локальных полей напряжений в резервуаре, что инициирует возникновение техногенных сейсмических и деформационных событий;
- регионально-неоднородное квазистационарное поле напряжений в районе месторождения, аномальная составляющая которого может реагировать сильным сейсмическим или деформационным откликом даже на малые по величине техногенные воздействия (отбор-закачка флюида, снижение пластового давления);
- современные нестационарные супераномальные деформационные процессы (СД-процессы) в зонах разломов на территории месторождений углеводородов;
- пространственную ориентировку активных разломов по отношению к особенностям распределения регионального поля напряжений;
- структурно-геологическую, литологическую и физико-механическую неоднородность резервуара, покрышки и вмещающих пород;
- вертикальную дифференциацию геологического разреза по гидродинамическим параметрам (например, сочетание резервуара с АВПД и вышележащей толщи с нормальным гидростатическим давлением);

– приповерхностные инженерно-геологические и геокриологические условия, усиливающие проявление природно-техногенных геодинамических процессов [2,3,4].

Применительно ко второму инициирующему фактору на примере Речицкого месторождения, расположенного в Речицком районе Гомельской области в 55 км к юго-западу от г. Гомеля и находящегося в восточной части Речицко-Вишанской зоны поднятий, и проводимых работ по обоснованию создания газового хранилища мы попытались скоррелировать объемы закачки жидкости и отбора флюидов с вертикальными деформациями земной коры по методу математической статистики. Коэффициент парной корреляции вычислялся по формуле:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (a_i - M_a) * (b_i - M_b)}{n \sigma_a \sigma_b};$$

где a_i и b_i – выборочные данные, полученные по картам А и В; n – объем выборки (число пар данных); M_a и M_b – соответствующие значения средних; σ_a и σ_b – соответствующие значения средних квадратических. Число пар данных взято минимальное для реализации данного метода [1]. К настоящему времени на месторождении установлена промышленная нефтеносность семи залежей, пять из которых находятся в разработке. Непромышленные залежи нефти выявлены в саргаевском горизонте, межсолевых отложениях, а также нефтепроявление в адровском горизонте. Коллектора представлены преимущественно доломитами, реже известняками и относятся к карверново-порово-трещинному типу. Открытая пористость коллекторов определялась по керну и по данным промыслово-геофизических исследований, средняя пористость по залежи составляет 6,5%.

Если данный $r \geq |0,7|$, то связь считают весьма существенной. В нашем случае коэффициент парной корреляции между объемом закачиваемой жидкости и вертикальными деформациями составил – 0,3, а между отбором флюида и вертикальными деформациями – 0,2. Незначительная зависимость свидетельствует о возможности продолжения разработки месторождения, которая также не представляет опасности для создания и эксплуатации хранилища газа.

Литература

1. Берлянт А.М. Картографический метод исследования. 2-е изд. – М.: Издательство МГУ, 1988.
2. Возможности применения методов изучения современных движений земной коры для поисково-разведочных работ на нефть и газ / Под ред. А.Т.Донабедова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – 75 с.
3. Современные движения земной коры и нефтегазоносность (на примере Терско-Каспийского передового прогиба) / Под ред. В.А.Сидорова. – М.: Наука, 1987. – 115 с.
4. Современные движения земной коры осадочных бассейнов / Под ред. В.А.Сидорова. – М.: Наука, 1989. – 183 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Гао Вэньтай

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промыслово-геофизические исследования проводят с целью контроля за разработкой нефтяных месторождений, как правило, с начала разработки. Проводимый комплекс исследований позволяет решать следующие задачи: определять источник обводнения, состав флюида по стволу скважины, места затрубной циркуляции и места негерметичности колонны, техническое состояние колонны, осуществлять контроль за выработкой пласта в комплексе с промыслово-геофизическими исследованиями открытого ствола. При контроле и регулировании процесса разработки месторождений следует руководствоваться принятым регламентом геофизического комплексного контроля [1,2].

Термоэлектрическая и гидродинамическая дебитометрия на месторождении проводится с целью выделения работающих толщин и построения профилей притока. Резистивиметрия, влагометрия и плотнометрия проводятся с целью определения состава флюида по стволу скважины и места разгазирования нефти. Акустическая шумометрия, действие которой основано на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды применяют для выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины.

Метод барометрии применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, действие метода основано на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Локация муфтовых соединений, гамма-гамма цементирование позволяют определить техническое состояние скважины, место интервала перфорации и осуществлять привязку. По результатам термометрии определяют подошву отдающих и принимающих интервалов, места нарушения и негерметичности колонны.

Основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются: исследования состояния заводнения и выработки продуктивных пластов; контроль положения ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности; определение текущего насыщения неперфорированных нефтенасыщенных пластов; контроль положения ГНК и оценка изменения газонасыщенности; определение охвата заводнением по толщине пласта, оп-

ределение коэффициента остаточной нефтенасыщенности; исследования продуктивности и энергетического состояния объектов эксплуатации в добывающих скважинах; определения источника обводнения продукции в интервале объекта разработки; контроль за выработкой пластов добывающих скважин.

Выводы: комплекс исследований, предусматриваемый регламентом, должен обеспечивать систематическое получение первичной промысловой информации в объемах, достаточных для решения задач проектирования, контроля и регулирования процесса разработки, определяемых задачами исследований.

Литература

1. Ильина Г.Ф. Промысловая геофизика: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2004 г.
2. Техническая инструкция по проведению Геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- РД 153-39.0-072-01.- Москва, 2001 г.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ДАВЛЕНИЕ СМЫКАНИЯ ТРЕЩИНЫ

Н.Г. Главнов

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Данная работа посвящена изучению зависимости давления смыкания породы от пластового давления на примере Крапивинского месторождения. Нефтегазоносность месторождения приурочена к отложениям верхней юры. Основные промышленные запасы связаны с пластом Ю13, который формировался в прибрежно-морской обстановке. Анализу подверглись 90 скважин в трех различных залежах месторождения, на которых была проведена операция ГРП. Операции ГРП выполнялись в разное время (с июля 2007 г. по настоящее время), в результате исследования диапазон пластовых давлений составил от 100 до 300 атм.

Значение давления смыкания трещины полезно для:

1. Корректного дизайна операции ГРП на добывающих скважинах;
2. Правильного подбора типа и размера пропантанта;
3. Для нахождения «первого приближения» давления разрыва породы на нагнетательных скважинах.

Наиболее распространенное уравнение для оценки значения давления смыкания P_{cl} (или минимального горизонтального напряжения на глубине пласта S_h) – это формула Итона (Eaton) [4]:

$$P_{cl} = S_h = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - P_p) + P_p, \quad (1)$$

где ν – коэффициент Пуассона; P_p – среднее пластовое давление, атм; S_v – вертикальное напряжение (литостатическое давление горных пород), атм. Для лучшего понимания данной формулы сделаем пояснения.

Вертикальное напряжение в формуле (1) находится как $S_v = \int_0^H \rho g dh$ (ρ – плотность, g – ускорение

свободного падения, H – глубина залегания пласта). Для расчета вертикального напряжения необходимы корректные значения плотности всех слагающих пород и глубины залегания по всему разрезу скважины.

Обычно запись плотностного каротажа производится в интервале залегания продуктивного горизонта и в основном только на разведочных скважинах (или скважинах с геологической нагрузкой). Всего таких скважин на Крапивинском месторождении было 24 шт., со средним интервалом записи – 240 м.

Поэтому неопределенность в расчете вертикального напряжения объясняется отсутствием данных плотностного каротажа на 4/5 глубины залегания пласта. На практике градиент вертикального напряжения принимают равным от 0,23 до 0,25 атм/м [1], и, умножая градиент на среднюю глубину залегания продуктивного горизонта 2650–2750 м, получаем диапазон для вертикального напряжения – 610 – 690 атм.

Чтобы получить эффективное вертикальное напряжение σ_v (напряжение непосредственно воздействующее на матрицу породы) необходимо из общего вертикального напряжения вычесть величину пропорциональную пластовому давлению P_p :

$$\sigma_v = S_v - \alpha P_p, \quad (2)$$

где α – коэффициент Биота (Biot) или коэффициент пороупругости. Данный коэффициент – это характеристика структуры порового пространства, физический смысл которого заключается в том, что пластовые флюиды имеют возможность мигрировать (уходить от нагрузки) при изменении напряжения в породе [3].

В нефтяном инжиниринге значение данного коэффициента варьируется от 0,7 до 1. Теоретически коэффициент Биота может зависеть от пористости (например в [5] определена нижняя граница – $3\phi/(2 + \phi)$) и проницаемости.

Литостатическое давление вышележащих пород вызывает горизонтальные напряжения в породе (через твердую составляющую). Значение горизонтального напряжения может быть выражено формулой:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_v, \quad (3)$$

где σ_h – эффективное горизонтальное напряжение, атм.

Соединяя формулы (2) и (3), получаем уравнение

$$S_h = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p, \quad (4)$$

которое при $\alpha = 1$ превращается в формулу Итона. Следует отметить, что горизонтальное напряжение является функцией пластового давления, и, более того, давление смыкания будет уменьшаться с истощением пласта (падением пластового давления).

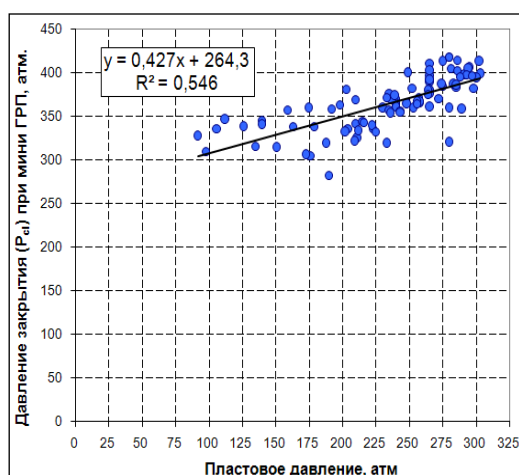
Были обработаны результаты мини- и основного ГРП по 90 скважинам Крапивинского месторождения. Из отчетов выбирались мгновенные давления при остановке насосов, поверхностные давления смыкания, гидростатические давления (позволяющие перевести первые два параметра с поверхностных значений на забойные) и текущие пластовые давления.

Как писалось выше, по результатам мини-ГРП можно оценить текущее пластовое давление в районе скважины. Один из способов такой оценки – это метод Хорнера (Horner). Суть данного метода заключается в анализе кривой падения давления после прекращения стадии закачки при мини-ГРП (по схеме аналогичной при КПД). По данным оценкам текущего пластового давления и давления смыкания (также полученного из отчетов по мини-ГРП) была построена линейная корреляция вида $P_{cl} = A \times P_p + B$ (рис. 1а).

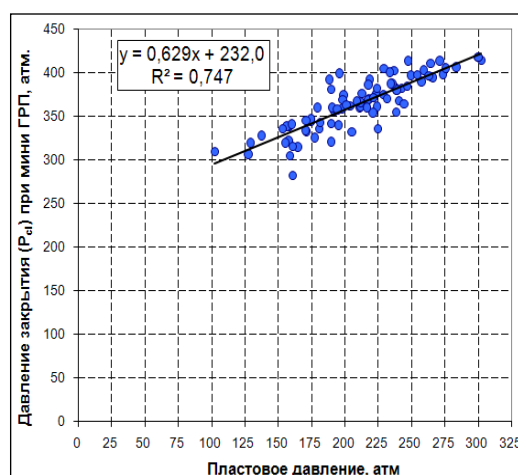
Учитывая невысокий коэффициент корреляции $R = 0,546$ (между давлением смыкания трещины и пластовым давлением по Хорнеру) и возможность построения карт изобар на любую дату разработки месторождения (средствами прокси-модели), было принято решение заменить значения давления из мини-ГРП на давления с карт изобар (рис. 1б). Теперь обратимся к полученным линиям тренда обоих графиков. Коэффициенты A и B (по формуле (2)) могут быть представлены через литостатическое давление, коэффициенты Пуассона и Биота следующим образом:

$$A = \frac{1 - 2\nu}{1 - \nu} \times \alpha \quad \text{и} \quad B = \frac{\nu}{1 - \nu} \times \sigma_v. \quad (5)$$

Для каждого случая были оценены возможные интервалы изменения параметров при условии их непротиворечивости теоретическим границам ($0,7 \leq \alpha \leq 1$ и $610 \leq \sigma_v \leq 700$) и согласованности между собой (табл. 1).



(а)



(б)

Рис. 1. Зависимость давления смыкания трещины от пластового давления: а) пластовое давление по мини-ГРП; б) пластовое давление из прокси-модели

Отметим, что коэффициенты Пуассона, полученные из корреляций, можно отнести к статическим коэффициентам, в то время как среднее значение динамического коэффициента из лабораторных исследований керна акустическим методом (по 62 образцам) равно 0,236. Как известно [2], значение динамического и статического коэффициента Пуассона сильно не отличается, в отличие от модуля Юнга.

Таблица 1

Параметры, определенные из корреляций

Параметр	Пластовое давление по мини-ГРП	Пластовое давление по прокси модели
A	0,427	0,629
B	264,3	232,0
R	0,739	0,864
V	0,285 – 0,300	0,250 – 0,270
α	0,710 – 0,747	0,944 – 0,998
S_v , атм.	617 – 697	612 – 696

По полученным значениям коэффициента корреляции и коэффициента Пуассона, можно сделать вывод, что для установки зависимости между пластовым давлением – давлением смыкания трещины наиболее корректно использовать пластовые давления из прокси-модели.

В дальнейшем планируется использовать полученную зависимость для оценки давления разрыва на нагнетательных скважинах, как с отработкой на нефть (просадка давления), так и без нее (первоначальное давление).

Литература

1. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 62 – 66.
2. Кузнецов Д.С. и др. Гидравлический разрыв пласта: Учеб. пособие / Кузнецов Д.С., Кулагина Т.Е., Малахов Д.А., Меркулов В.П.; ТПУ. Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела. – Томск, 2004. – 220 с.
3. Econommidies M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. Third Edition. – NY and Chichester: Wiley. – 1984. – 750 p.
4. Econommidies M.J., Oligney R., Valkó P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. – NY: Orsa Press. – 2002. – 141 p.
5. Wu B. Biot's effective stress coefficient evaluation: static and dynamic approaches // CSIRO Petroleum. – Melbourne. – 1999. – p. 369 – 372.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

П.Д. Гладков

Научный руководитель профессор М.К.Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова, г.Санкт-Петербург, Россия

За последние годы вопросу разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами стало уделяться большое внимание. Особенно это касается месторождений, коллектора которых обладают низкими фильтрационными характеристиками. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является уникальной с точки зрения количества таких месторождений, к тому же более 80% запасов нефти этого региона сосредоточены в низкопроницаемых пластах, приуроченных к глиносодержащим терригенным коллекторам.

Успешное применение систем разработки, включающих широкое использование различных модификаций заводнения, вызвало закономерное желание перенести отработанные системы на месторождения с низкопроницаемыми коллекторами [2]. Однако для эффективного внедрения этих систем был необходим научно обоснованный подход, в частности, к выбору агента вытеснения. Проблема взаимодействия нагнетаемой воды с глинистыми фракциями пород-коллекторов нефти и газа возникла с самого начала освоения систем разработки месторождений с применением искусственного заводнения. Глинистые материалы относятся к числу характерных компонентов гранулярных коллекторов и определяют их фильтрационные и емкостные свойства [4]. Известно, что при взаимодействии с водой вокруг глинистых минералов образуется два слоя: адсорбционный и диффузный. В зависимости от общей минерализации воды и ее насыщенности различными катионами диффузный слой может менять свою толщину. Так, при взаимодействии с жидкостью, в которой преобладают одновалентные катионы (например, K^+ , Na^+), толщина диффузного слоя глинистых частиц увеличивается. Преобладание в жидкости поливалентных катионов (например, Ca^{2+} , Mg^{2+} , Al^{3+}) этот слой наоборот сокращает. Толстый диффузный слой создает благоприятные условия для отрыва части ионов глины и перехода их в жидкость с образованием суспензии и дальнейшей активной гидратации глин, что приводит к снижению проницаемости глинизированной породы [3].

Однако однозначная оценка влияния минерализации закачиваемой воды на технологическую эффективность разработки не дана. Так, в работе [1] указывается на то, что наряду с ухудшением коллекторских свойств набухание глинистой составляющей может способствовать повышению коэффициента вытеснения нефти водой. Для определения влияния воды различной минерализации на фильтрационно-емкостные свойства, а так же нефтеотдачу пород полиминерального состава в конкретных геолого-физических условиях нами были проведены специальные исследования. В качестве ядерного материала использовались образцы породы южной

лицензионной территории Приобского месторождения. Данные эксперименты проводились на установке оценки качества повреждения пласта FDES-645 при термобарических условиях, соответствующих пластовым.

Приобское нефтяное месторождение было открыто в 1982 г., в 1988 г. была начата разработка Северной лицензионной территории, в 1999 – Южной лицензионной территории. Геологические запасы месторождения оцениваются в 5 млрд. тонн, извлекаемые составляют 900 млн. тонн. Более 90% запасов сосредоточены в продуктивных пластах группы АС, которые характеризуются резкой литолого-фациальной изменчивостью и низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (средняя проницаемость $k_{пр} = 6 \text{ мД}$). На сегодняшний день на месторождении активно действует система поддержания пластового давления.

Ввиду того, что исследования носят комплексный характер, было решено проводить их в несколько этапов. Далее рассмотрим их более подробно. Первый этап включал исследования по установлению влияния последовательного снижения минерализации закачиваемой воды на фазовую проницаемость образца естественного керна. Для целей эксперимента керн насыщался моделью пластовой воды, воспроизведенной по трем компонентам (CaCl_2 , NaCl , MgCl_2), общая минерализация которой составила 18,9 г/л. Замерялась проницаемость образца по модели пластовой воды (рис. 1, кривая 1). Далее через керн фильтровались модели опресненных вод: минерализация 15,4 г/л (рис. 1, кривая 2), минерализация 11 г/л (рис. 1, кривая 3), минерализация 9,5 г/л (рис. 1, кривая 4), минерализация 5,7 г/л (рис. 1, кривая 5), минерализация 0,25 г/л (рис. 1, кривая 6).

Результаты эксперимента свидетельствуют о том, что снижение минерализации закачиваемой воды сопровождается ростом градиента давления или, согласно уравнению Дарси, снижением проницаемости образца. Более того, при закачке опресненных вод (рис. 1, кривые 2 – 6) был отмечен рост градиента давления на 6–9 % на каждые 10 профильтрованных поровых объемов. Такой результат мог быть получен в связи с наличием мелких механических примесей в фильтруемой воде или набуханием глинистых минералов (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда), поэтому в рамках этого же этапа были проведены исследования по установлению влияния единовременного многократного изменения минерализации закачиваемой воды на фазовую проницаемость образца естественного керна. Изначально керн так же насыщался моделью пластовой воды с последующим измерением его фазовой проницаемости (рис. 2, кривая 1). Далее через образец фильтровалась пресная вода с общей минерализацией менее 0,25 г/л (рис. 2, кривая 2), а затем обработанный керн помещался в емкость с моделью пластовой воды и устанавливался в термостат на 5 суток при пластовой температуре. По истечении указанного времени через керн вновь фильтровалась сначала модель пластовой воды (рис. 2, кривая 3), затем пресная вода (рис. 2, кривая 4).

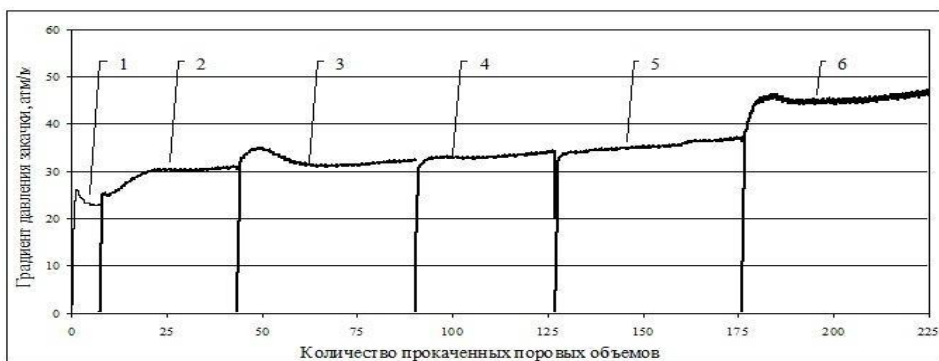


Рис. 1. Кривые градиента давления последовательной закачки воды различной минерализации. 1 – фильтрация модели пластовой воды, 2 – фильтрация воды (15,4г/л), 3 – фильтрация воды (11г/л), 4 – фильтрация воды (9,5г/л), 5 – фильтрация воды (5,7г/л), 6 – фильтрация воды (0,25г/л)

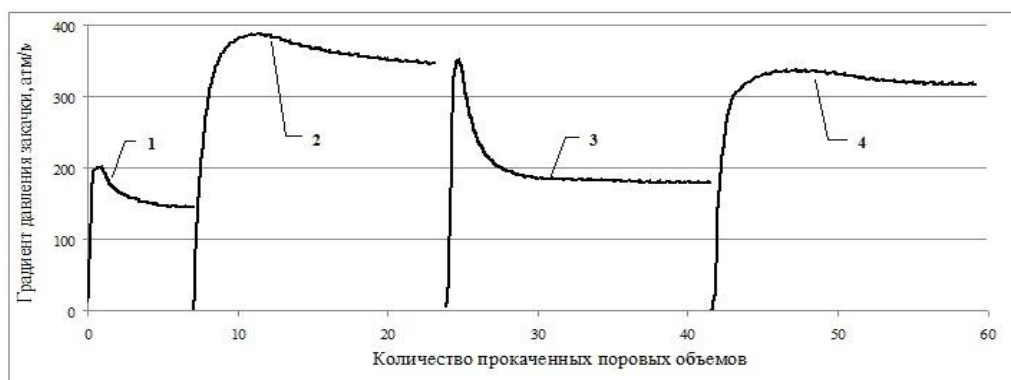


Рис. 2. Кривые градиента давления закачки воды различной минерализации. 1 – фильтрация модели пластовой воды, 2 – фильтрация пресной воды, 3 – фильтрация модели пластовой воды (спустя 5 суток), 4 – фильтрация пресной воды (спустя 5 суток)

Как видно из рисунка 2, при фильтрации пресной воды значительно растет градиент давления закачки, т.е. падает фазовая проницаемость образца породы. После выдерживания керна в термостате и дальнейшей фильтрации через него модели пластовой воды наблюдается резкий скачок градиента давления до уровня, характерного пресной воде, и последующее плавное снижение до значения градиента давления, близкого начальному значению для модели пластовой воды. Последующая фильтрация пресной воды повторяет отмеченную ранее тенденцию. Очевидно, что ведущую роль здесь играют поверхностные явления, которые, однако, в данной работе изучены не были.

Необходимо отметить, что закачка пресной воды приводит лишь к скачкообразному росту градиента давления и при продолжительной фильтрации проницаемость не снижается. Поэтому сделать однозначный вывод о том, что ухудшение проницаемости полиминерального образца породы происходит ввиду процессов гидратации глин преждевременно.

Второй этап исследований заключался в определении коэффициента вытеснения нефти водой различной минерализации. Исследования проводились с использованием естественных образцов керна материала и дегазированной нефти Приобского месторождения при соблюдении термобарических условий залежи. Результаты экспериментов представлены на (рис. 3).

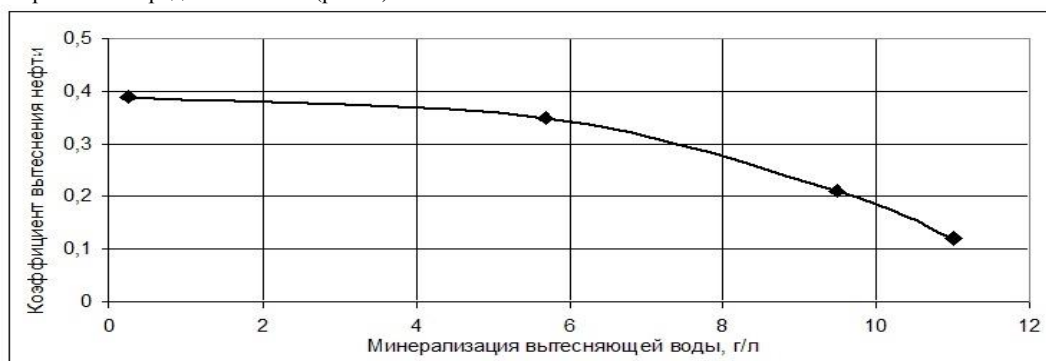


Рис. 3. Зависимость коэффициента вытеснения от минерализации вытесняющей воды

Согласно полученным данным наибольший коэффициент вытеснения достигается при использовании в качестве вытесняющего реагента пресной воды (минерализация 0,25 г/л). Это объясняется двумя причинами: во-первых, поверхностное натяжение на границе нефть – пресная вода значительно ниже, чем на границе нефть – минерализованная вода, что подтверждается результатами специальных исследований; во-вторых, при вытеснении нефти пресной водой происходит сдвиг в благоприятную сторону отношения подвижностей фаз из-за снижения проницаемости породы в обводненной зоне. При разработке месторождений, сложенных глинизированными низкопроницаемыми породами, особое внимание следует уделять минерализации применяемых жидкостей нагнетания. Использование пресных и опресненных вод позволяет достигать высоких коэффициентов нефтевытеснения, однако вместе с тем может приводить к уменьшению площади поперечного сечения проницаемых каналов и, как следствие, снижению проницаемости породы-коллектора.

Литература

1. Абызбаев И.И. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана / Абызбаев Н.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозин Е.В. – Уфа: Баш.изд-во «Китап», 1994. – 180с.
2. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 196с.
3. Бабалаян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200с.
4. Желтов Ю.В. Об особенностях заводнения нефтяных залежей с глинодержащими коллекторами/ Желтов Ю.В., Ступоченко В.Е., Хавкин А.Я., Мартос В.Н., Рыжик В.М. // Нефтяное хозяйство, 1981. – № 7. – С.42 – 47.

ИЗМЕРЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЗАСТЫВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

А.А. Говоруха

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В конце прошлого века было показано, что для нефтяных дисперсных систем (НДС) характерны два основных механизма структурообразования, которые по разному сказываются на характере вязкостно-температурной зависимости. 1. – Связанный с иммобилизующим действием комплексов смолисто-асфальтовых веществ. 2. – Связанный с появлением твердой фазы парафинов. При этом собственно момент исчезновения текучести до сих пор изучен недостаточно подробно, так как традиционные вискозиметрические эксперименты, связанные с необходимостью стационарного течения образца непрерывно разрушают формирующуюся в процессе охлаждения структуру, образец подвергается бесконечно большой деформации.

Альтернативой экспериментам со стационарным течением являются эксперименты с весьма малой амплитудой периодического деформирования, реализуемые в процессе измерения вибрационными методами.

С помощью вибрационного измерительного комплекса «Вискозиметр–Криометр», нами зарегистрирована динамика механического сопротивления в процессе застывания нефтей трех месторождений. Использованные образцы имеют различный состав, и это отражается на полученных реокинетических зависимостях. Результаты приведены на рисунках 1,2.

Наличие достаточного количества парафинов приводит к формированию коагуляционной структуры из выделяющихся при охлаждении микрокристаллов. Это приводит к появлению максимума реокинетической зависимости (кривые 1,3, рис.1). В образце нефти Ярегского месторождения (м.р.) нет «строительного материала» для формирования такой структуры. Соответствующий ему график (кривая 2, рис.1) представляет собой монотонно возрастающую кривую.

$$Z_{\text{отн.}} = (\sqrt{\rho\eta})_{\text{н}} / (\sqrt{\rho\eta})_{\text{к}}$$

где ρ – плотность, η – вязкость. Нижние индексы н – нефть, к – калибровочная жидкость. В данном случае – кас-торовое масло при 20 °С.

На рис. 2 приведены реокинетические зависимости, полученные в процессе застывания тех же образцов нефтей, предварительно прогретых в течение часа при 800 °С в герметично закрытом контейнере.

Для образцов со значительным содержанием парафина можно отметить смещение наблюдаемого экстремума в область более низкой температуры. Это подтверждает его связь с процессом кристаллизации, так как известен эффект снижения температуры застывания парафинсодержащих жидкостей при предварительном расплавлении зародышевых центров кристаллизации. Изменение зависимости Z – T не содержащего парафинов образца 3 менее значительно.

Таким образом, формирование кристаллизационной структуры проявляется на реокинетических зависимостях в виде экстремального фрагмента. Альтернативный «бесструктурный» механизм застывания проявляется в виде монотонно возрастающих кривых. Вибрационный метод дает возможность идентифицировать механизм потери текучести.

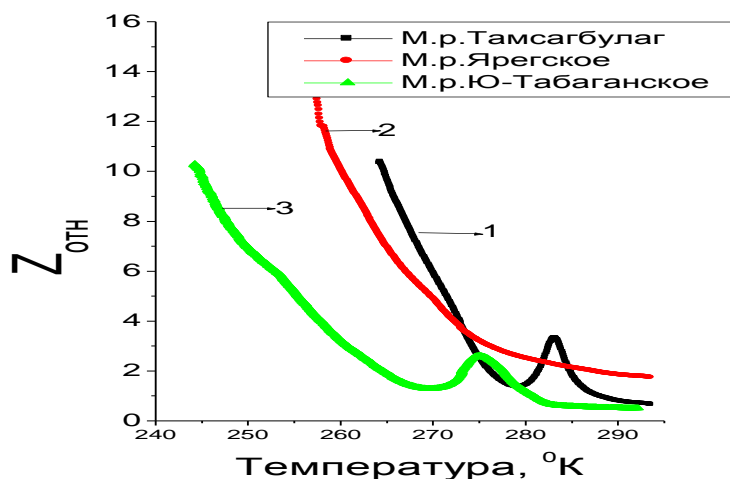


Рис. 1. Изменение механического сопротивления в процессе застывания нефтяных дисперсных систем различного состава.

1. Нефть м.р. Тамсагбулаг;
2. Нефть м.р. Ярегское;
3. Нефть м.р. Ю-Табаганское.

Таблица 1

Характеристика использованных нефтей

	Нефть м.р.Тамсагбулаг (скв. Х1Х-3, глубина 2480м)	Нефть м.р. Ярегское (скв.НШ-2, глу- бина 150-180м)	Нефть м.р. Ю- Табаганское (скв. 137М1-1, глубина 3003-3012м)
Асфальтены, %	0,29	0,6	2,2
Смолы, %	4,7	22,8	10,5
Парафины, %	21	отсутств.	12,1
Плотность, кг/м ³	845,5	942	867

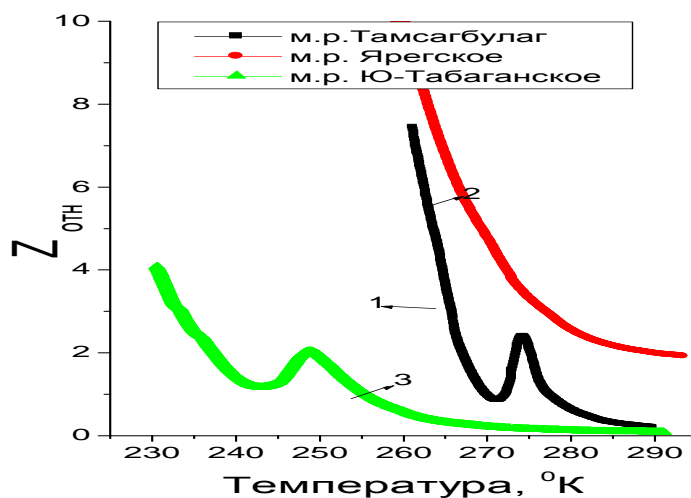


Рис. 2. Механическое сопротивление в процессе застывания предварительно прогретых образцов нефти

1. Нефть м.р. Тамсагбулаг;
2. Нефть м.р. Ярегское;
3. Нефть м.р. Ю-Табаганское

Таблица 2

Скорость охлаждения образцов

№ образца	Скорость охлаждения, °К/мин.	
	Измерение без прогрева образца	Измерение с предварительным прогревом образца
1	4,61	3,53
2	4,44	3,75
3	4,8	3,43

Литература

1. Богословский А.В. Камертонный датчик вязкости с крутильными колебаниями // Химия нефти и газа. –Томск, 2003. – С. 365 – 366.
2. Богословский А.В. Петренко И.В. Влияние скорости охлаждения на вязкостно-температурную зависимость образца нефти // Материалы шестой международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2006. - С.323 – 325.
3. Богословский А.В. Зарипов М.Т. Вискозиметр-криометр // Материалы шестой международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, – 2006. – С.325 – 327.
4. Богословский А.В. Дмитриева Н.Г. Механическое сопротивление в процессе застывания нефтяных дисперсных систем // Материалы 2 Симпозиума по реологии, – Карачарово, 2008. - С. 27.
5. Богословский А.В. Кожевников И.С. Кувшинов И.В. Сканирующая установка для измерения действующих в межфазной области статических сил // «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа». – Томск 2010. - С.153 – 155.

МЕТОД ФОТОННОЙ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ СПЕКТРОСКОПИИ В ИССЛЕДОВАНИИ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

А.М. Горшков

Научный руководитель заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дисперсные системы – это коллоидные растворы, золи, гели, суспензии, эмульсии. В зависимости от состава и внешних условий нефть можно рассматривать как дисперсную систему или молекулярный раствор. Известно, что асфальтены в нефтях находятся либо в коллоидно-диспергированном состоянии, либо образуют истинные растворы, либо выпадают в виде твердой фазы [1]. 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, изменение которой характеризует важнейшие свойства коллоидно-дисперсных систем. Прямые измерения размеров ассоциатов в ультрамикрорегетерогенных и микрорегетерогенных [7] системах практи-

чески отсутствуют. Использование для этого методов обычной оптической спектроскопии затруднено из-за низкого разрешения приборов.

Для разрешения этой проблемы предложено использовать метод спектроскопии оптического смещения [4] – метод фотонной корреляционной спектроскопии. Цель данной работы – разработать методику 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.

Фотонная корреляционная спектроскопия (ФКС) – метод, использующий явление рассеяния света, и предназначенный для измерения размеров нано- и субмикронных дисперсных частиц. Метод является бесконтактным, не вносящим возмущение в исследуемую среду и отличается высоким быстродействием и точностью [3].

На рис. 1 рассмотрен процесс диффузии субмикронных монодисперсных частиц, диспергированных в жидкости. Хаотическое броуновское движение дисперсных частиц приводит к микроскопическим флуктуациям их локальной концентрации, что, в свою очередь, вызывает локальные флуктуации показателя преломления среды.

При прохождении лазерного луча, представляющего собой плоскую монохроматическую линейно поляризованную волну через такую среду, часть света будет рассеяна на этих локальных неоднородностях показателя преломления. Флуктуации интенсивности рассеянного света будут соответствовать флуктуациям локальной концентрации дисперсных частиц.

Метод ФКС позволяет измерять коэффициент диффузии дисперсных частиц в жидкости. Поскольку коэффициент диффузии дисперсных частиц однозначно связан с размером частиц, то ФКС является методом измерения размеров таких субмикронных частиц [3].

Информация о коэффициенте диффузии частиц содержится во временной корреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеянного света.

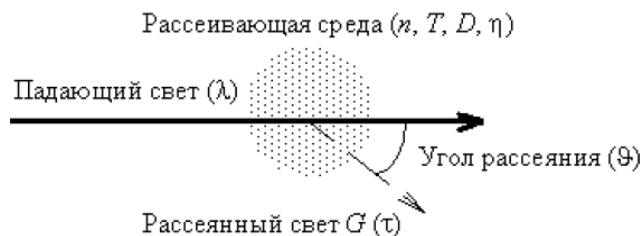


Рис. 1. Схема процесса рассеяния света

Если форма частиц известна или задана, их размер может быть рассчитан с использованием соответствующей формулы. Например, для сферических частиц можно использовать формулу Стокса-Эйнштейна:

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

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

Для проведения измерений размера частиц дисперсных систем нами использована система PhotoCor Complex. Спектрометр состоит из двух основных частей: оптико-механического блока и блока управления и анализа данных (рис. 2).

В оптико-механический блок входит источник излучения, оптическая система формирования излучения и приема рассеянного света, гониометр (поворотное устройство), фотоприемник, различные оптические и механические конструктивные элементы. Блок управления и анализа данных осуществляет автоматическое управление работой установки по заданному алгоритму, измерение корреляционной функции и интегральной интенсивности рассеянного света и обработку данных. В состав блока входит цифровой коррелятор и персональный компьютер со специализированным программным обеспечением [3].

Универсальный цифровой коррелятор является основным измерительным устройством ФКС, обеспечивающим необходимую точность измерений (рис. 3). В пакет PhotoCor Complex встроена программа DynaLS, в которой производят анализ автокорреляционной функции [6].

В качестве модельных дисперсных систем были выбраны два образца: золь гидрата окиси железа и золь серы.

Для получения золя $Fe(OH)_3$ к 50 мл кипящей дистиллированной воды по каплям добавляют 5 – 10 мл 2% раствора $FeCl_3$. Золь имеет интенсивный красно-коричневый цвет [8]. Золь серы получают следующим образом: к 50 мл дистиллированной воды добавляют при взбалтывании 1 мл насыщенного (без нагревания) раствора серы в этиловом спирте. Поскольку сера в воде нерастворима, то при этом образуются мельчайшие ее коллоидные частицы, взвешенные в воде [8].

Одной из основных задач, решаемых для достижения цели данной работы, было определить зависимость интенсивности рассеяния света от размера кювет, с целью выбора оптимального размера кюветы. Для этого каждый образец был разлит по кюветам с разной толщиной поглощающего слоя: 6, 8, 10, 12, 15 и 28 мм и далее проводились эксперименты по определению среднего размера частиц в золях с каждой кюветой.

Все измерения проводились при постоянной температуре 25 °С. Угол рассеяния света составлял 90°. При измерении размеров частиц в золе фиксировали среднюю интенсивность рассеяния света для каждой отдельной кюветы. Результаты зависимости интенсивности рассеяния света от размера кюветы представлены на рисунке 4.

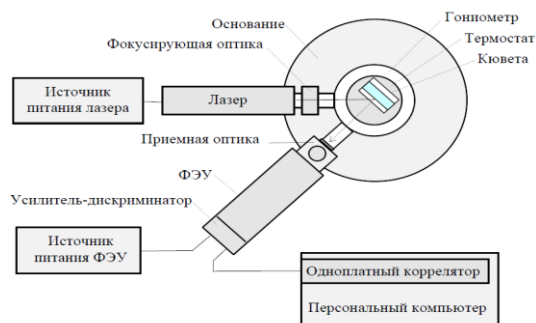


Рис. 2. Блок-схема фотонного корреляционного спектрометра

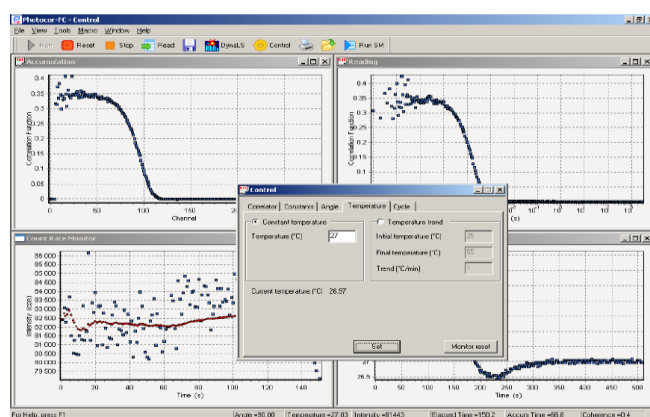


Рис. 3. Главное окно программы Photocor-FC

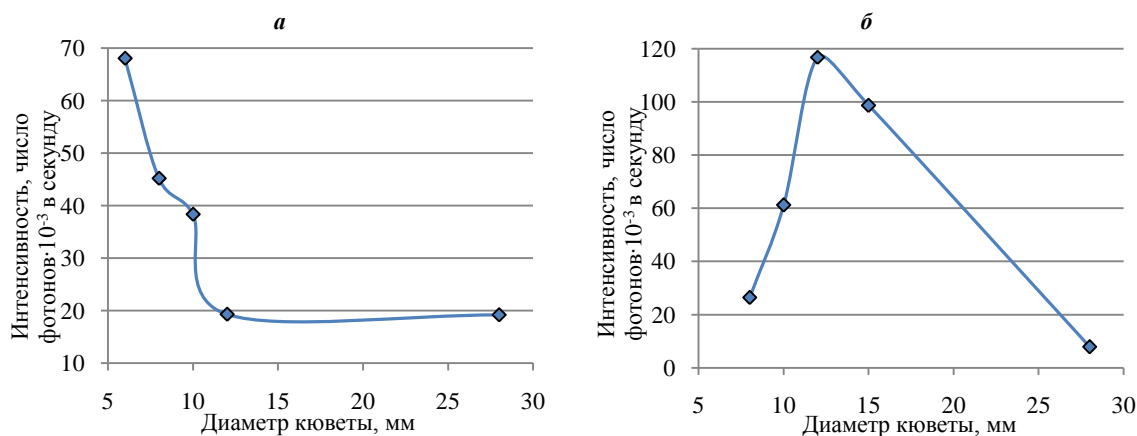


Рис. 4. Зависимость интенсивности рассеянного света от диаметра кюветы: а – золь гидрата окиси железа, б – золь серы

Зависимость интенсивности монохроматического светового потока, прошедшего через слой окрашенного раствора, от интенсивности падающего потока света, концентрации окрашенного вещества и толщины слоя раствора описывается законом Бугера-Ламберта-Бера [2]:

$$I = I_0 \cdot 10^{-\epsilon_\lambda \cdot C \cdot l} \quad (2)$$

где I и I_0 – интенсивность прошедшего и падающего света;

ϵ_λ – молярный коэффициент светопоглощения, зависящий от длины волны, температуры и природы растворителя;

C – концентрация растворённого вещества;

l – толщина поглощающего слоя[2].

При соблюдении закона светопоглощения оптическая плотность, равная $A = \varepsilon_{\lambda} \cdot C \cdot l$ прямо пропорциональна молярному коэффициенту светопоглощения, концентрации поглощающего вещества и толщине слоя раствора. Следовательно, оптимальной будет кювета, имеющая максимальное значение интенсивности прошедшего света.

Из рисунка 4 видно, что для каждого отдельного золя распределение интенсивности рассеянного света от размеров кювет различно. Согласно вышесказанному, оптимальный размер кюветы для золя $Fe(OH)_3$ составляет 6 мм. Это значение также объясняется тем, что для интенсивно окрашенных растворов применяют наиболее маленькую кювету. Дальнейшее увеличение кюветы приводит к увеличению оптической плотности, тем самым уменьшая интенсивность прошедшего света (рис. 4.а).

Оптимальный размер кюветы для золя серы составляет 12 мм, которому соответствует максимальная интенсивность рассеяния света среди всех кювет (рис. 4.б).

Для подтверждения полученных результатов были проведены многократные измерения размеров частиц в золях с каждой кюветой.

Сначала все измерения проводились с золем $Fe(OH)_3$ (рис. 5.а), а потом с золем серы (рис. 5.б). Статистическую обработку данных проводили следующим образом: – для каждой кюветы проводилось по пять измерений значения радиуса частиц золя; – рассчитывалось среднее значение радиуса; – среднее квадратичное отклонение (СКО) повторяемости, нм; – относительное значение СКО повторяемости, %. Предел повторяемости рассчитывали по формуле: $r_{омн.} = 2,77 \cdot \sigma_r$ [5], где σ_r – СКО повторяемости, %. Таким образом, результаты будут считаться приемлемыми при выполнении условия: $|X_{min} - X_{max}| \leq r$ [5]. Результат измерений будет представлен в виде: $(X_{cp} \pm \Delta)$, нм, при $P = 0,95$, где $\Delta = 2 \cdot \sigma_r$ [5]. Для расчета внутрилабораторной прецизионности использовали в качестве среднего значения величину радиуса, полученного в результате усреднения значений радиусов в разных кюветах. Предел внутрилабораторной прецизионности рассчитали по формуле: $R_{омн.} = 2,77 \cdot \sigma_R$ [5], где σ_R – СКО внутрилабораторной прецизионности, %. Результаты будут считаться приемлемыми в условиях внутрилабораторной прецизионности при выполнении условия: $|X_{min}^{cp} - X_{max}^{cp}| \leq R$ [5].

Статистические данные исследования размеров частиц в модельных дисперсных системах представлены в таблице 1.

Таблица 1

Статистические данные исследования размеров частиц в золях

Дисперсная система	Диаметр кюветы, мм	Радиус частиц, нм	Среднеквадратичное отклонение (СКО) повторяемости,		Предел повторяемости, при доверительной вероятности P=0.95	Среднеквадратичное отклонение (СКО) внутрилабораторной прецизионности,		Предел внутрилабораторной прецизионности, R при доверительной вероятности P=0.95
			нм	%		нм	%	
Золь гидрата окиси железа	6	7,1	0,42	5,9	$0,17 \cdot X_{cp}$	1,36	16,2	$0,45 \cdot X_{cp}$
	8	8,1	1,72	21,2	$0,59 \cdot X_{cp}$	2,26	26,9	$0,75 \cdot X_{cp}$
	10	6,9	0,67	9,7	$0,27 \cdot X_{cp}$	2,07	24,6	$0,69 \cdot X_{cp}$
	12	9,5	1,28	13,5	$0,38 \cdot X_{cp}$	1,65	19,7	$0,55 \cdot X_{cp}$
	28	10,4	0,40	3,8	$0,11 \cdot X_{cp}$	3,97	47,3	$1,31 \cdot X_{cp}$
		8,4						
Золь серы	8	849,1	82,54	9,7	$0,27 \cdot X_{cp}$	83,8	11,1	$0,31 \cdot X_{cp}$
	10	636,2	26,88	4,2	$0,12 \cdot X_{cp}$	80,8	10,7	$0,30 \cdot X_{cp}$
	12	797,9	91,38	11,5	$0,32 \cdot X_{cp}$	67,5	8,9	$0,25 \cdot X_{cp}$
	15	616,3	57,80	9,4	$0,26 \cdot X_{cp}$	129,6	17,2	$0,48 \cdot X_{cp}$
	28	872,0	24,85	2,9	$0,08 \cdot X_{cp}$	170,0	22,5	$0,63 \cdot X_{cp}$
		754,3						

Для наглядности полученные значения радиусов частиц в золях представлены на рис. 5.

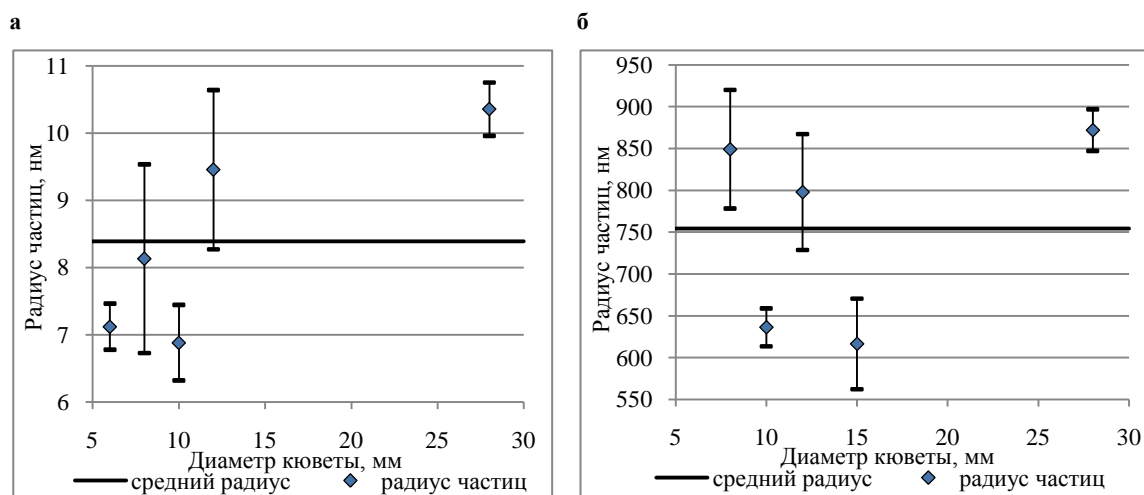


Рис. 5. Радиус частиц:
а – золь гидрата окиси железа, б – золь серы

Для выбора оптимального размера кюветы были объединены данные графика интенсивности рассеянного света (рис. 4) и таблицы 1 со статистическими данными по размерам частиц в золях. Анализируя данные, можно выделить несколько параметров, по которым выбирается оптимальный размер кюветы для конкретного золя:

- максимальная интенсивность рассеяния света среди исследуемых кювет;
- низкие значения среднеквадратичного отклонения (СКО) повторяемости;
- минимальное значения среднеквадратичного отклонения (СКО) внутрिलाбораторной прецизионности.

По совокупности этих критериев, для золя гидрата окиси железа, выбираем оптимальный размер кюветы 6 мм, и радиус частиц железа в дисперсной системе составляет $(7,1 \pm 0,84)$ нм. Для золя серы, оптимальным размером кюветы будет 12 мм, и радиус частиц в золе составляет $(797,9 \pm 182,6)$ нм.

В результате работы были выявлены зависимости интенсивности рассеянного света от размера кювет для модельных дисперсных систем, которые согласуются с теоретическими обоснованиями закона Бугера-Ламберта-Бера.

Также были сформулированы критерии для выбора оптимального размера кюветы.

Для отработки методики определения размеров частиц в модельных системах были проведены контрольные измерения. В итоге работы получили конкретные значения радиусов частиц по всем кюветам с высокой степенью повторяемости и внутрिलाбораторной прецизионности.

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. Практическое руководство по фотоколориметрическим и спектрофотометрическим методам анализа / Учеб. пособие / М.И. Булатов, И.П. Калинин. – Л.: Химия, 1976. – 376 с.
3. Буря Е.Г. Исследование процессов агрегации асфальтенов в углеводородных системах: На правах рукописи. Дис. на соискание ученой степени канд. тех.наук. – Москва, 2001г. – 109 с.
4. Спектроскопия оптического смешения и корреляция фотонов. Пер. с англ. / Под ред. Г. Камминса и Э. Пайка. М.: Мир, 1978. – 574 с.
5. РМГ 61-2003 ГСИ. Показатели точности, правильности прецизионности методик количественного химического анализа. Методы оценки.
6. Программируемый коррелятор Photocor-FC, / Руководство пользования.
7. 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.
8. Курс коллоидной химии / Под ред. Д.А. Фридрихсберга. – Л.: Химия, 1984. – 368 с.

АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ ФОРМУЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.С. Гушинец, А.Е. Борусов

Научный руководитель аспирант И.А. Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

При проектировании и бурении горизонтальных скважин часто встает проблема оценки потенциального дебита скважины. Поскольку компьютерное моделирование в гидродинамических симуляторах требует определенных временных затрат, то для оперативной оценки дебитов часто прибегают к упрощенным расчетным формулам.

Свои формулы для определения дебита горизонтальных скважин предлагали разные исследователи: Борисов Ю.П., Лысенко В.Д., Бердин Т.Г., Алиев З.С., Joshi S.D., Economides M.J., Giger F.M. и другие. Одними из наиболее простых и применимых формул являются решения, полученные для круглой и эллипсовидной зоны дренирования. В данном разделе будут рассмотрены три известные методики:

1) расчет по формуле Борисова [1]

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} \Delta P \frac{1}{\left[\ln \frac{4R_k}{L} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right]}; \quad (1)$$

2) расчет по формуле Giger [2]

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} \cdot \Delta P \frac{1}{\ln \frac{1 + \sqrt{1 - (L/2R_k)}}{L/2R_k} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}}; \quad (2)$$

3) расчет по формуле Joshi [3]

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} \cdot \frac{P_{пл} - P_z}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (3)$$

где

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}. \quad (4)$$

В вышеприведенных формулах:

q – дебит горизонтальной скважины, м³/с;

k – абсолютная проницаемость пласта, м²;

h – толщина пласта, м;

μ_n – вязкость нефти, Па·с;

B – объемный коэффициент, ед.;

$P_{пл}$, P_z – пластовое и забойное давление соответственно, Па;

r_c – радиус скважины, м;

L – длина горизонтального участка ствола, м;

a – большая полуось эллипса контура питания, м;

R_k – радиус контура питания, м.

Рассматривая вышеприведенные формулы более детально можно отметить, что они содержат одни и те

же структурные части. Общей для всех является часть $\frac{2\pi kh}{\mu_n B} \Delta P$, характеризующая фильтрационные свойства пласта. Знаменатель в этих формулах лишь описывает несколько отличающуюся геометрию зоны дренирования. Во всех случаях знаменатель состоит из двух слагаемых, характеризующих радиальный приток, как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскости.

В вертикальной плоскости описывается первоначальный радиальный приток (рисунок а), который возникает в первые минуты работы скважины, пока распределение давления в пласте не достигнет верхней и нижней границ пласта. Он описывается общим для всех видом - $\frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_c}$.

В горизонтальной плоскости рассматривается плоскорадиальный приток к горизонтальной скважине (рисунок б) подобно вертикальной, где вместо радиуса скважины подставляется значение ее длины, а также в этой части вносятся коррективы на геометрию зоны дренирования.

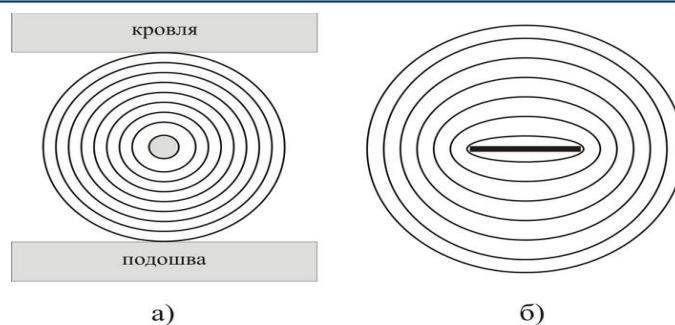


Рис. Линии равного потенциала для основных плоских типов притока к горизонтальной скважине: а – в вертикальной плоскости к точечному стоку. б – в горизонтальной плоскости к линейному стоку

Как видно, основной упор у различных исследователей делается на создание собственного вида зоны дренирования для позднего радиального притока. В связи с этим встает вопрос о том, насколько расчеты по этим формулам будут различаться между собой. Анализируя формулы, можно выявить, что факторами, влияющими на разность теоретических расчетов, будут толщина пласта h , длина горизонтального участка ствола скважины L и радиус контура питания R_k . Чтобы показать насколько будут различаться расчетные дебиты нефти в максимально приближенных к реальным пластовым условиям, зададимся некоторыми параметрами: $k = 10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $h = 10 \text{ м}$, $\mu_n = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $B = 1,2 \text{ ед.}$, $P_{пл} = 30 \text{ МПа}$, $P_z = 20 \text{ МПа}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$; $L = 500 \text{ м}$, $R_k = 1000 \text{ м}$. При заданных условиях наименьший дебит нефти получается согласно формуле Joshi – $211,79 \text{ м}^3/\text{сут}$, будем считать его базовым и сравним расчеты по другим методам с этим значением. Практически идентичен оказался расчет по формуле Борисова – $211,80 \text{ м}^3/\text{сут}$ (+0,01%), чуть больше дебит нефти по формуле Giger – $213,40 \text{ м}^3/\text{сут}$ (+0,76%).

Как видно, разница дебитов нефти по данным зависимостям очень мала, теперь необходимо определить, как влияет вариация трех выявленных нами параметров. С уменьшением толщины пласта h расхождение по формулам увеличивается, однако при любых значениях не превышает 0,8%. С увеличением же нефтенасыщенной толщины h , наоборот, уменьшается. С уменьшением длины горизонтального участка ствола L расчеты по трем формулам приближаются друг к другу, что объясняется тем, что при уменьшении длины задача все в большей степени сводится к решению для вертикальной скважины с плоскорадиальным притоком. С увеличением же длины расхождение начинает расти, однако даже при максимально допустимой длине при заданном контуре питания (1000 м) расхождения по формуле Борисова и Giger составляют 0,14% и 5,29% соответственно, что не так много, учитывая, что все решения предназначены для условий, когда горизонтальный ствол меньше контура питания.

Третьим параметром является радиус контура питания скважины. При его увеличении достоверность формул должна повышаться, при этом увеличивается их сходимость. При максимальном же понижении радиуса контура питания до величины длины горизонтального ствола (500 м), получаем расхождения 0,13% (формула Борисова) и 5,19% (формула Giger). Таким образом, можно сделать вывод о том, что различная геометрия зон дренирования очень незначительно влияет на расчетный дебит нефти, особенно учитывая то, что фактические входные дебиты очень редко сходятся даже с данными компьютерного моделирования. Усложнение расчетных формул не привело к более точным результатам по сравнению с формулой Борисова, предложенной еще в 1964 г.

При этом стоит отметить, что во всех формулах в расчетах практически не учитывается линейный приток к горизонтальному стволу, влияние которого возрастает с увеличением длины горизонтального участка.

Литература

1. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964.
2. Giger F.M. Reduction Du Nombre de Puits Par L'utilisation de Forages Horizontaux// Revue de L'institut Fr. du Petrole. – v.38. – № 3. – 1983.
3. Joshi S.D. Horizontal Well Technology. Oklahoma, 1991.

МЕТОДИКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, КОНТРОЛИРУЕМЫХ ГЕОСОЛИТОННОЙ ДЕГАЗАЦИЕЙ ЗЕМЛИ

В.А. Дегтярев

Научный руководитель профессор Р.М. Бембель

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В конце XX столетия в мире стало накапливаться все больше значительных фактических материалов, противоречащих классическим общепринятым концепциям о происхождении нефти, газа, месторождений углеводородов как в районах Крайнего Севера, где важную роль играет механизм образования мерзлоты, так и в южных регионах, где нефтегазность обусловлена механизмом солеобразования. Предложенная нами геосолитонная концепция [1] позволяет понять и объяснить глубокую генетическую связь между залежами углеводородов, с

одной стороны, и очагами образования газогидратов, соляных штоков и магматических (эффузивных и интрузивных) пород.

Этот новый взгляд на геологические процессы, традиционно считавшиеся далекими друг от друга, позволяет значительно расширить диапазон различных типов ловушек и процессов восстановления залежей углеводородов. По сравнению с общепринятой концепцией биоорганического происхождения нефти и газа, геосолитонная концепция существенно увеличивает ожидаемые запасы.

Вместе с тем, новые представления о механизмах образования и восстановления залежей вносят значительные коррективы в традиционные технологии геологоразведочных работ и разработку месторождений углеводородов. Кроме того, в предлагаемой нами концепции существенную роль играет механизм восстановления извлекаемых запасов за счет неотектонических процессов, при которых геосолитонная дегазация сопровождается образованием новых углеводородов.

Геосолитонный механизм в режиме горячей дегазации Земли порождает формирование как соленосных (эвапоритовых), так и магматических пород; а в режиме холодной дегазации – приводит к образованию газогидратных пробок и мерзлоты. Традиционно происхождение мерзлоты связывается с изменениями климата, тогда как в геосолитонной концепции образование мерзлых пород и газогидратов является, скорее, геологическим процессом, обусловленным дегазацией, в том числе таких газов, которые формируют залежи углеводородов. Формирование огромных по мощности соленосных толщ, накопившихся в течение сравнительно небольших промежутков времени, невозможно объяснить обычными процессами испарения морской воды. Расчеты показывают, что для осаждения пласта соли толщиной 1 м необходимо испарить слой воды толщиной 77 м. В таком случае для формирования соленосной Прикаспийской впадины, мощностью до 5 км, следовало бы выпарить фантастический столб воды высотой около 400 км.

Ископаемые соли совершенно стерильны в отношении фаунистических остатков, что противоречит результатам наблюдений за современным бассейнами соленакопления. Традиционно известные диапировые формы, в осевой части которых действительно преобладают легкие пластичные соли, гипс или глина, по нашему мнению, приурочены в основном к осевым частям геосолитонных диапиров, связанных с геосолитонной дегазацией Земли.

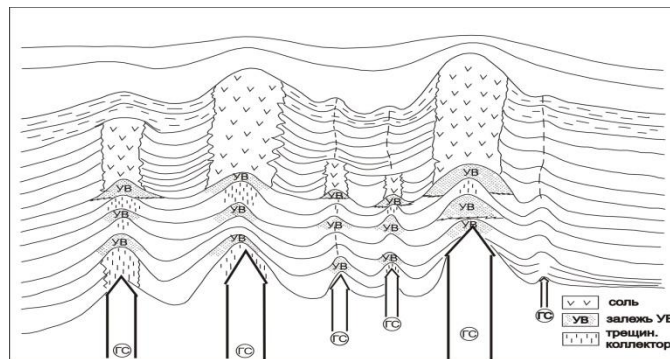


Рис.1. Модель геосолитонного механизма образования соляных штоков и месторождений углеводородов при горячей дегазации

Особенность геологического строения самых богатых в мире нефтяных месторождений на Ближнем Востоке состоит именно в том, что многоэтажные системы залежей углеводородов, нанизанные (как шампур) на общие геосолитонные диапиры, чередуются с очень надежными соляными и гипсовыми покрывками, нанизанными на те же самые геосолитонные трубки. На рис. 1 представлена модель геосолитонного механизма образования соляных штоков и месторождений углеводородов.

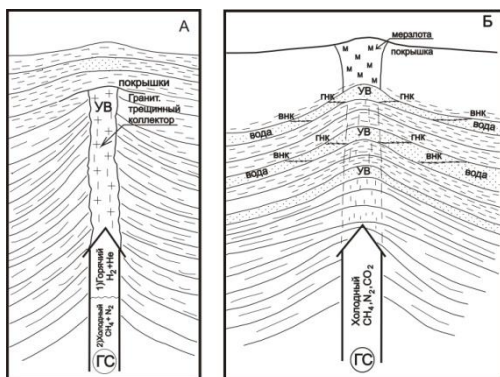


Рис. 2. Модели формирования трапповых и газогидратных отложений. Рис. 2а Образование трапповых отложений при горячей дегазации; Рис. 2б Образование газогидратных отложений при холодной дегазации

На рисунке 2 показаны модели формирования отложений: при горячей дегазации (рис. 2а) – жильных трапповых; и при холодной дегазации (рис. 2б) – газогидратных. В обоих вариантах и трапповые, и газогидратные отложения могут выполнять роль покрышек, перекрывающих жильные месторождения углеводородов. Предлагаемая модель геосолитонного образования эффузивов, солей и углеводородов представляется весьма эффективной и актуальной для коренного пересмотра подходов к поиску, разведке и освоению богатых месторождений углеводородов в Восточной Сибири в районах трапповой тектоники.

О генетической взаимосвязи газовых месторождений и газогидратов в литературе достаточно давно ведется дискуссия. В рамках геосолитонной концепции дегазации Земли обсуждается зависимость характера температурных изменений от геохимического состава газов. В северных территориях России, Канады, США, в районах арктического шельфа, четко фиксируется взаимосвязь очагов холодной дегазации, обусловленной наличием метана, и локальных участков вечной мерзлоты и очагов газогидратных образований [3].

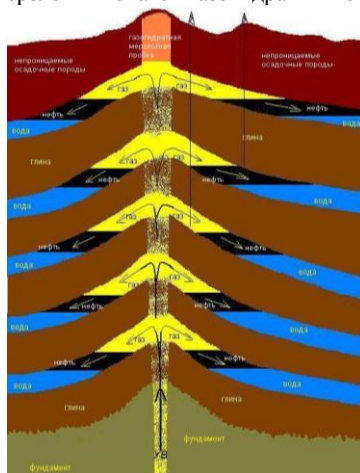


Рис. 3. Модель геосолитонного механизма формирования системы залежей углеводородов

На рис. 3 приведена модель геосолитонного механизма формирования системы залежей углеводородов, в которых, помимо газового насыщения, могут образовываться нефтяные оторочки на границах контакта с водонасыщенной частью водопроницаемых пластов. Источником глубинного газового потока является осевая геосолитонная трубка, через которую под большим давлением глубинный газ оттесняет воду в водоносных пластах, образуя при этом систему газо-нефтяных залежей.

Достаточно высокое пластовое давление в этих залежах поддерживается за счет глубинной дегазации по магистральной геосолитонной трубке. Разработка подобных месторождений должна проводиться с учетом величины восстанавливаемых глубинных углеводородных потоков. Если скорость отбора при разработке будет превышать скорость поступления восстанавливаемых ресурсов, то давление внутри водоносных горизонтов приведет к обводнению эксплуатационных скважин.

Обводнение эксплуатационных скважин на северных месторождениях Западной Сибири является крайне нежелательным, но широко распространенным. Представленная на рисунке 3 модель объясняет обводнение залежей. Таким образом, необходимым условием, обеспечивающим успешную разработку газовых месторождений при минимальном обводнении эксплуатационных скважин, является соблюдение режимов отбора, не превышающий восстанавливающий залежь глубинный дегазационный поток.

Литература

1. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
2. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. М.: ГЕОС, 2001. – 72 с.
3. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Кашин А.Е., Ласковец Е.Б. Связь очагов активного нефтегазоаккумуляции и глубинных криогенных источников // Итоги фундаментальных исследований криосферы Земли в Арктике и Субарктике: Сборник научных трудов. – Новосибирск: Наука, Сиб. предприятие РАН – 1997. С. 193 – 199

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДАМИ СЕДИМЕНТАЦИИ И МИКРОСКОПИИ

Г.А. Еремян, И.С. Сулейманов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходимо создание метода, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапазоне размеров 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 создания комплексной методики анализа гранулометрического состава, включающей параллельное изучение одного и того же образца породы счетной микроскопией и весовой седиментацией.

Изучение гранулометрического состава 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.

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.

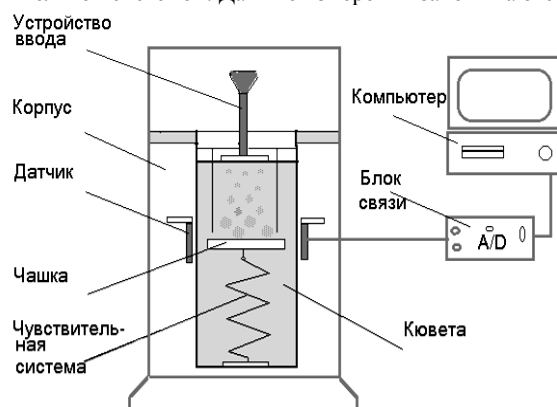


Рис.1 Принципиальная схема седиментометра ВС-4

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.

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

Дополнительно к штатному программному обеспечению «Image Score 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 керна с оценкой относительных погрешностей определения процентного содержания каждой фракции. Результаты анализа представлены на рис.2. Этот же материал анализировался на весовом седиментометре (рис.3).

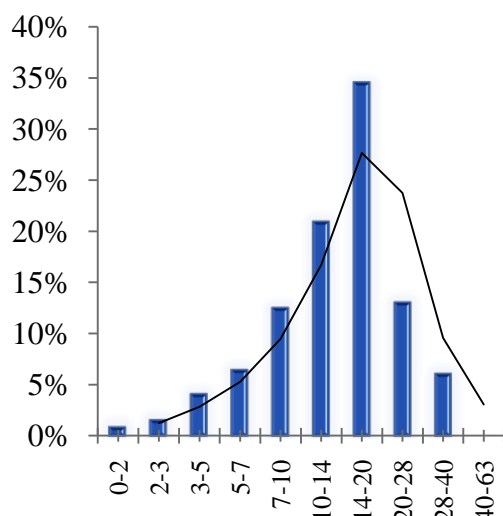


Рис. 2. Микроскопический анализ

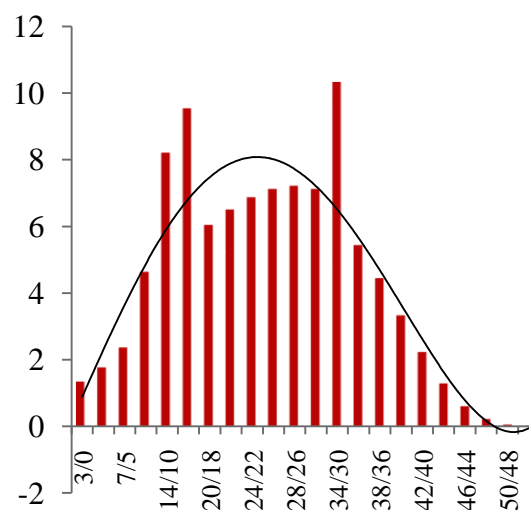


Рис.3. Седиментационный анализ

Как видно из представленных результатов предварительных исследований, данные микроскопического и седиментационного 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 седиментации размер частиц определяется по скорости их осаждения в жидкости из соответствующих законов сопротивления (например, по формуле Стокса для шарообразных 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. 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..

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

А.А. Ерофеев, И.Н. Пономарева

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Определение пластового давления ($P_{пл}$) необходимо при проектировании, осуществлении контроля и регулировании процесса разработки нефтяной залежи. В зонах отбора жидкости $P_{пл}$ определяют при гидродинамических исследованиях (ГДИ) добывающих скважин путем его измерения с помощью глубинных манометров или применения расчетных методов.

Процесс восстановления давления при проведении ГДИ зависит от пьезопроводности пласта в зоне, прилегающей к исследуемой скважине (зона дренирования пласта скважиной). В низкопроницаемых карбонатных коллекторах порового и трещинно-порового типов при повышенной вязкости нефти восстановление давления может продолжаться в течение длительного времени – до 10 – 30 суток и более. При длительном восстановлении давления результаты последующего его измерения мало или практически не отличаются от предыдущих величин и принимаются в качестве восстановленного пластового давления, используемого при обработке данных исследований.

В статье анализируются результаты обработки данных, полученных при гидродинамических исследованиях (ГДИ) добывающих скважин, эксплуатирующих залежь нефти в карбонатных отложениях Рассветного месторождения (Пермское Прикамье). Исследования и обработка данных выполнены ООО «Универсал-Сервис» при пластовых давлениях принятых равными последним измеренным значениям, то есть без оценки степени восстановления пластового давления.

Карбонатный коллектор залежи характеризуется средними значениями пористости 13,4% (пласт Бш₁) и 15,9% (пласт Бш₂), проницаемости 0,078 и 0,095 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях 34,7 мПа·с, газосодержание 18,1 м³/т при давлении насыщения 10,9 МПа. В части скважин пласты Бш₁ и Бш₂ эксплуатируются совместно.

В табл. 1 приведены данные, полученные при снятии кривой восстановления давления (КВД) в скв. 469. Для двух последних измерений получены одинаковые значения забойного давления, которые были приняты в качестве $P_{пл}$ при обработке КВД. Исследования продолжались 57 суток.

Таблица 1

Время измерений, мин	0	2885	10140	18720	24470	33130	38900	47555	57885	69380	77970	80600	82020
Давление на забое, МПа	4,892	6,020	8,475	10,089	10,835	11,603	11,898	12,354	12,854	13,324	13,696	13,726	13,726

Данные, полученные при ГДИ, повторно обработаны нами с учетом степени восстановления пластового давления.

При обработке данных по методу произведения [1] пластовое давление для скв. 469 составило 16,183 МПа, что в 1,18 раза превышает принятое $P_{пл}$ при обработке КВД, то есть пластовое давление восстановилось при проведении исследования на 84,8%.

Пластовое давление при обработке данных исследований можно определить также с применением методов детерминированных моментов давления (ДМД) и Хорнера.

В табл. 2 приведены результаты обработки КВД, по которым кривая восстановления давления вышла на асимптоту. Степень восстановления давления по семи скважинам составила, в среднем, около 99% (по отношению к $P_{пл}$ по методу произведения), среднее отклонение принятого при обработке КВД пластового давления от полученного по методу произведения не превысило 1,5%.

Таблица 2

Обработка данных ГДИ при выходе КВД на асимптоту

№ пп	№ скв	Продолжительность исследования, сут	Давление, МПа				Отклонение $P_{изм}$ от $P_{мп}$, %	Степень восстановления $P_{изм}$ к $P_{мп}$, %	Кэф. прод-ти, м ³ /(сут·МПа)	
			макс. изм., $P_{изм}$	пластовое					$P_{пл}=P_{изм}$ м	$P_{пл}=P_{мп}$ мп
				метод произв., $P_{мп}$	метод ДМД, $P_{дмд}$	методу Хорнера, $P_{мх}$				
1	1	37,8	13,173	13,405	13,415	13,503	1,73	98,27	1,848	1,790
2	196	10,9	15,994	16,323	16,133	16,343	2,02	97,98	4,907	4,545
3	322	15,0	10,378	10,434	10,415	10,518	0,54	99,46	2,119	2,030
4	487	22,8	12,669	12,729	12,674	12,824	0,47	99,53	1,611	1,597
5	518	20,8	13,636	13,82	13,892	13,874	1,33	98,67	1,064	1,041
6	530	6,1	14,026	14,14	14,065	14,747	0,81	99,19	7,829	6,996
7	556	16,9	13,058	13,304	13,301	13,296	1,85	98,15	0,455	0,442
Среднее значение		18,6	13,276	13,451	13,414	13,586	1,30	98,70	2,833	2,634

В табл. 3 приведены результаты обработки КВД, по которым не получено выхода на асимптоту. По 18 скважинам среднее значение степени восстановления $P_{пл}$ составило 91,3% (отклонение около 9%).

Для первой группы скважин расхождение результатов определения $P_{пл}$ по сравнению с полученными по методу произведения составило (средние значения):

метод ДМД – 0,28%;

метод Хорнера – 1,01%.

Для второй группы скважин расхождения более значительны:

метод ДМД – 0,64%;

метод Хорнера – 12,75%,

то есть для КВД, по которым не получено выхода на асимптоту, определение $P_{пл}$ методом Хорнера приводит к существенно завышенным результатам.

При обработке данных ГДИ определяются параметры пласта, коэффициенты продуктивности скважин ($K_{п}$), значения скин-фактора (S) и др. Определение коэффициентов продуктивности при недовосстановленном $P_{пл}$ ведет к их завышению. Для рассматриваемых скважин сервисным предприятием при обработке данных значения $K_{п}$ были завышены, в среднем для первой группы скважин на 7,5% (табл. 2), по второй группе – на 17,3% (табл. 3).

По результатам определения $P_{пл}$ можно сделать вывод о том, что незначительные расхождения (в пределах 1,5 – 2,0%) между значениями давления, полученными с применением разных методов (произведения, ДМД, Хорнера), указывают на выход КВД на асимптоту и в этом случае данные ГДИ могут обрабатываться методом касательной с определением, в том числе, скин-фактора. Прямолинейный участок на КВД при ее обработке необходимо выделять по точкам, которые используются при определении $P_{мп}$. Значительные расхождения при

определении $P_{пл}$ по методу Хорнера и по другим методам следует рассматривать как признак невыхода КВД на асимптоту, что не дает оснований для обработки данных ГДИ с применением метода касательной.

Таблица 3

Обработка данных ГДИ без выхода КВД на асимптоту

№ пп	№ скв	Продолжительность исследования, сут	Давление, МПа				Отклонение $P_{изм}$ от $P_{мп}$, %	Степень восстановления $P_{изм}$ к $P_{мп}$, %	Коэф. прод.-ти, $m^3/(сут \cdot МПа)$	
			макс. изм., $P_{изм}$	пластовое					$P_{пл} = P_{изм}$	$P_{пл} = P_{мп}$
				метод произв., $P_{мп}$	метод ДМД, $P_{дмд}$	методу Хорнера, $P_{мх}$				
1	445	16,9	13,737	15,78	15,775	17,879	12,95	87,05	1,678	1,357
2	449	63,0	10,636	11,691	11,027	17,634	9,02	90,98	0,332	0,286
3	469	57,0	13,726	16,183	16,329	17,485	15,18	84,82	0,860	0,673
4	478	23,2	14,617	15,392	15,768	18,350	5,04	94,96	0,373	0,347
5	493	55,0	9,049	11,377	11,269	13,041	20,46	79,54	0,932	0,620
6	494	41,9	9,801	10,887	10,650	11,274	9,98	90,02	1,434	1,059
7	496	18,0	14,920	15,245	14,921	16,028	2,13	97,87	0,442	0,424
8	511	40,8	12,253	12,475	12,357	13,724	1,78	98,22	0,985	0,960
9	515	23,8	11,787	12,414	12,863	14,647	5,05	94,95	0,600	0,551
10	565	59,1	13,537	15,994	15,413	17,053	15,36	84,64	0,883	0,711
11	620	61,9	11,212	11,916	11,906	12,625	5,91	94,09	0,798	0,724
12	624	27,6	14,168	15,170	15,201	17,331	6,61	93,39	0,287	0,260
13	628	31,8	12,289	13,418	13,289	14,301	8,41	91,59	0,254	0,217
14	630	34,9	13,505	13,917	13,966	15,029	2,96	97,04	0,825	0,785
15	650	21,1	13,269	15,823	15,824	19,985	16,14	83,86	0,276	0,220
16	658	75,9	13,223	14,189	14,387	15,859	6,81	93,19	0,230	0,212
17	660	17,8	14,556	15,339	14,827	16,659	5,10	94,90	1,558	1,443
18	711	90,9	12,855	14,05	13,938	14,472	8,51	91,49	0,418	0,367
Среднее значение		42,3	12,730	13,959	13,873	15,743	8,80	91,20	0,731	0,623

Выводы:

1. Оперативная оценка пластового давления с применением методов произведения и Хорнера непосредственно в процессе проведения ГДИ обеспечит получение качественных КВД, при обработке которых будут получены достоверные данные о свойствах пласта и ПЗП.

2. Применение различных методов оценки пластового давления и обработки данных ГДИ повышает эффективность их проведения при эксплуатации добывающих скважин, особенно в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с повышенной вязкостью пластовой нефти.

Литература

1. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: 1991. – 540 с.
2. Капцанов Б.С. Диагностирование фильтрационных моделей по КВД на основании детерминированных моментов давления. Труды ВНИИ, вып.73, 1980 г. – С 78.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

И.Э. Жидких

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Совершенствование процесса разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в первую очередь связано с перераспределением потоков закачиваемой воды в пласт с целью повышения охвата пласта как по эффективной мощности, так и по площади. Этой цели можно достичь с помощью различных методов выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин [1]. В последние годы для этой цели были разработаны новые технологии. В данной работе будут рассмотрены плазменно-импульсное воздействие, а также метод комплексной обработки скважин полимерными системами.

Плазменно-импульсное воздействие. Основной технологией является электрический разряд в жидкости через калиброванный металлический проводник (провода). При этом образуется плазменный канал, а сам проводник превращается в пар с высокой плотностью, температурой и высоким давлением, представляя собой ударную волну, которая распространяется со сверхзвуковой скоростью (рис.1).

При взрыве проводника в жидкой среде в полости скважины максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне. Ударная волна, выходя через перфорационные отверстия в упругую среду, вызывает ее движение, быстро затухает, превращаясь в ряд последовательных колебаний, распространяющихся со скоростью упругих волн.

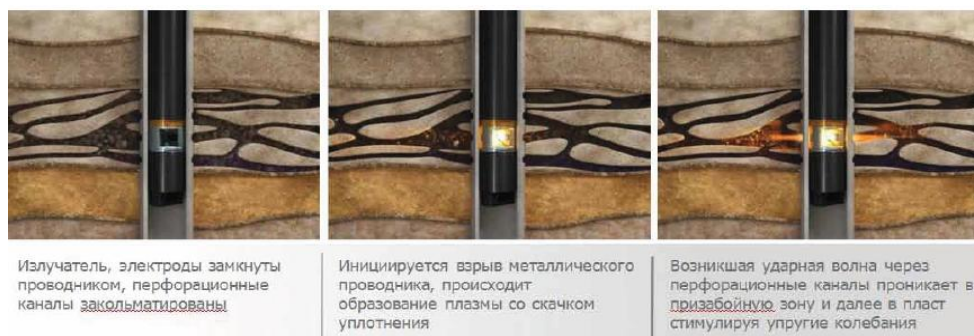


Рис. 14. Плазменно - импульсное воздействие на призабойную зону пласта

Происходит резкое качественное изменение параметров давления, плотности и температуры. По периодическому принципу формируются упругие сдвиговые колебания, которые освобождают от выпавших различных отложений стенки каналов, глубоко проникают в продуктивный пласт, восполняя его энергию. Происходит многократное направленное термическое, акустическое, ударно-волновое и упругое воздействие на продуктивный пласт.

В результате происходит деколматация призабойной зоны, очистка трещин и каналов от солей, твердых частиц, ароматических углеводородов.

Количество импульсов воздействия определяется в зависимости от базовой приемистости скважины, проницаемости и эффективной мощности обрабатываемого интервала.

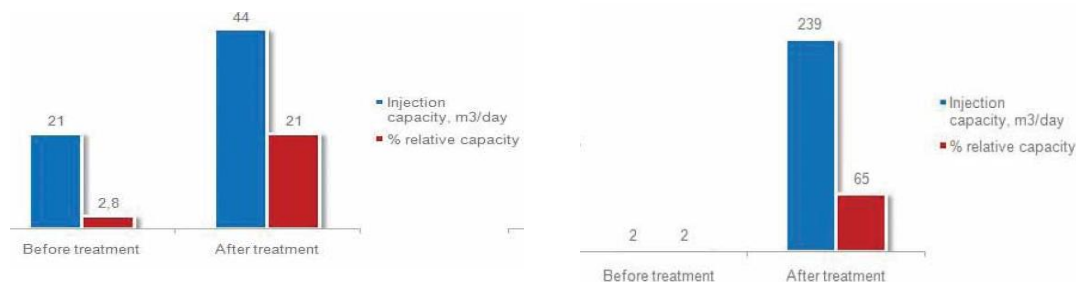


Рис. 15. Результаты использования плазменно-импульсного воздействия на месторождении Вахское (г. Стрежевой)

Технология применяется в нагнетательных скважинах на любой стадии их эксплуатации без добавок химических реагентов, а также при любой степени обводненности.

На рис. 2 показаны примеры использования данной технологии на месторождении Вахское (г. Стрежевой) в августе 2008 г. Для воздействия были отобраны нагнетательные скважины, запланированные на консервацию. Во всех случаях произошло увеличение приемистости и выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин.

Технология отличается высоким энергосбережением, производительной эффективностью, экологической безупречностью, прошла опытно-промышленную апробацию как в России, так и за рубежом [2].

Комплексная обработка полимерными системами. Технология основана на способности реагента при взаимодействии с минерализованной водой образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой и блокировать промытые высокопроницаемые зоны; на снижении водопроницаемости и увеличении нефтепроницаемости коллектора; на очистке призабойной зоны скважины вследствие мощных свойств реагента.

Данный метод разработан для одновременной изоляции притока из промытых интервалов в добывающих скважинах и выравниванию профиля приемистости в нагнетательных скважинах для исключения закачки рабочего агента в выработанные интервалы пласта. Оценка эффективности такого подхода была проведена на основе гидродинамической модели 20 блока Сугмутского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ).

В процессе моделирования были приняты следующие допущения:

- закачиваемый полимер проникает в высокопроницаемый слой;
- гель заполняет весь поровый объем ячеек высокопроницаемого слоя, образуя однородную структуру;
- после закачки полимера проницаемость ячейки снижается до 3мД.

Сравнительный анализ результатов гидродинамического моделирования показал, что наибольший эффект наблюдается при совместной обработке нагнетательной и добывающих скважин с последующим синхронным запуском.

Особенно актуален такой метод воздействия для пластов неоднородных по фильтрационным свойствам. В связи с этим может наблюдаться неравномерное движение фронта вытеснения и ранний прорыв нагнетаемого агента в добывающую скважину, что влечет за собой формирование значительной доли неизвлекаемых запасов и низкого значения коэффициента извлечения нефти.

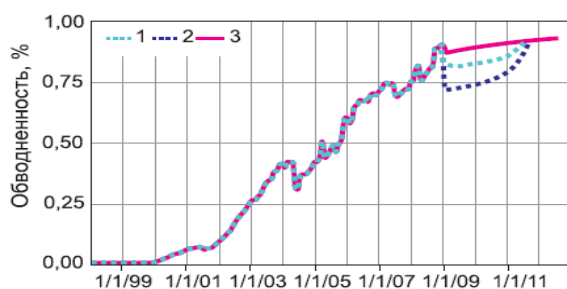


Рис. 16. Динамика обводненности продукции при обработке скважин полимерными системами. 1- закачка в нагнетательную скважины; 2- закачка в нагнетательную и добывающие скважины; 3- закачка при базовом варианте

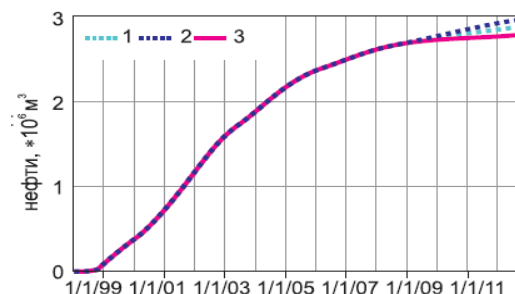


Рис. 17. Накопленная добыча нефти при закачке полимерных систем 1- в нагнетательные скважины; 2- в нагнетательные и добывающие скважины; 3- при базовом варианте разработки

Снижение добычи жидкости объясняется концевым блокированием высокопроницаемых слоев в пласте. В результате чего изменяется обводненность добываемой скважинной продукции с 90% до 70%; в случае обработки только нагнетательных скважин с 90% до 82% (рис. 3). Сравнение проводилось с базовым вариантом разработки месторождения.

Согласно приведенным в работе графикам, для случая совместной обработки нагнетательных и добывающих скважин наблюдается наибольший прирост в добыче нефти – 10%. (рис. 4)

Расчеты гидродинамической модели показали, что применение предлагаемого в работе подхода совместной обработки нагнетательных и добывающих скважин с последующим синхронным запуском в работу позволяет также достичь:

- снижения затрат на специальную подготовку добываемого флюида;
- снижение затрат на подготовку и утилизацию добываемой воды;
- снижение затрат на защиту нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений [3].

Литература

1. Агеев П.Г. Нечаев Применение технологии плазменно-импульсного воздействия для увеличения приемистости скважин // Oil&Gas Journal. – Москва, 2008. – № 25. – С. 54 – 56
2. Вежнин С.А. Нефтяное хозяйство Применение технологии плазменно-импульсного воздействия с целью выравнивания профиля приемистости // – Москва, 2010. – № 5. – С. 94
3. Шилов А.С., Усманов Р.Х., Азаматов М.А., Кудлаева Н.В. Применение современных методов выравнивания профиля приемистости и притока на основе закачки полимерных систем // Георесурсы. – Москва, 2010. – № 33. – С. 27 – 30

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д.А. Задворнов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием технологии бурения и, в особенности с приходом на Российский рынок зарубежных буровых техник и технологий, в настоящее время набирает обороты разработка нефтяных месторождений системами горизонтальных скважин. Современные технологии позволяют в режиме реального времени получать информацию о текущем положении бурового инструмента в скважине во время бурения, делая, таким образом, возможным направленное бурение в продуктивном интервале мощностью порядка 1 – 2 метров [1].



Рис. 1. Приток к наклонно-направленной скважине

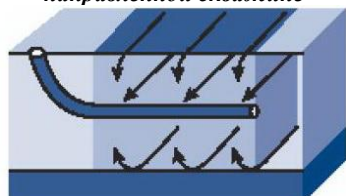


Рис. 2. Приток к горизонтальной скважине

Существенно различается гидродинамика процессов, происходящих при притоке пластового флюида к забоям наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Так, при разработке залежи пластового однородного коллектора системой наклонно-направленных скважин линии тока близки к плоскорадиальному течению (рис. 1). Совсем другая картина наблюдается при разработке такой залежи системой горизонтальных скважин. В этом случае приток к скважинам приближенно можно считать псевдоплоскопараллельным (рис. 2). Различие в самой физике происходящих гидродинамических процессов заставляет переосмыслить сам подход при построении и обосновании той или иной системы разработки месторождения в целом [3]. Существующие классические схемы расположения скважин были разработаны еще в начале прошлого века и использовались преимущественно при разработке месторождений системами наклонно-направленных скважин. Разработка месторождений системами горизонтальных скважин требует качественно нового подхода, а применение горизонтальных скважин в составе классических схем требует предварительного изучения.

В XXI веке проектирование систем разработки месторождений, а также их последующая оптимизация осуществляется в тесной взаимосвязи с компьютерным геолого-гидродинамическим моделированием. При этом основным критерием выбора той или иной системы разработки и оптимизации добычи был и остается критерий – максимальное извлечение углеводородов при минимальных на это расходах. В рыночных условиях окончательную точку ставят расчеты экономической эффективности проекта разработки месторождения в целом, с учетом текущих цен на нефть, банковских ставок, а также законодательства РФ. В данной работе были смоделированы различные системы разработки реального нефтяного месторождения «М» как наклонно-направленными, так и горизонтальными скважинами и проведены расчеты экономической эффективности полученных вариантов. Гидродинамическое моделирование осуществлялось с использованием трехмерной трехфазной модели фильтрации ECLIPSE 100 компании Шлюмберже.

Результатом явилась построенная и экономически обоснованная система разработки данного месторождения. Моделирование производилось по двум вариантам с применением площадной семиточечной системы разработки: вариант 1 только с наклонно-направленными скважинами (рис. 3) и вариант 2 с применением горизонтальных скважин (рис. 4). Эксплуатационные, экономические и иные ставки были взяты по состоянию на июнь 2010 г.

Для оценки инвестиций используются методы расчета показателей эффективности: чистого приведенного эффекта, индекса рентабельности, внутренней нормы прибыли и периода окупаемости [2]. Прогнозные технико-экономические показатели представленных вариантов разработки месторождения «М» приведены в таблице. Они говорят о том, что применение горизонтальных скважин, в конечном счете, приносит дополнительную прибыль в 830 млн. руб. С точки зрения разработки это объясняется форсированным отбором пластового флюида из скважин за счет увеличения зоны дренирования (рис. 2) и уменьшения фильтрационного сопротивления при притоке пластового флюида к забоям горизонтальных скважин.

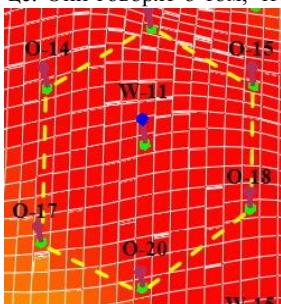


Рис. 3. Элемент системы разработки – 7_700н-напр.

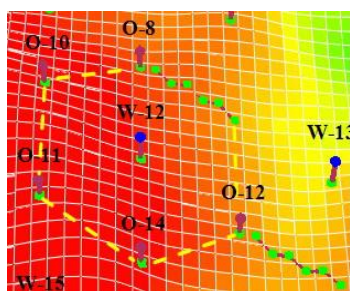


Рис. 4. Элемент системы разработки – 7_700гор.

Технико-экономический анализ показывает, что форсированная добыча сразу же на первых этапах разработки месторождения посредством горизонтальных скважин (рис. 4) уменьшает период окупаемости проекта разработки, увеличивает накопленную добычу нефти за рентабельный период эксплуатации месторождения и, в конечном итоге, приносит дополнительную прибыль.

Технико-экономический анализ показывает, что форсированная добыча сразу же на первых этапах разработки месторождения посредством горизонтальных скважин (рис. 4) уменьшает период окупаемости проекта разработки, увеличивает накопленную добычу нефти за рентабельный период эксплуатации месторождения и, в конечном итоге, приносит дополнительную прибыль.

Таблица 1

Вариант №	Капитальные вложения + эксплуатационные затраты, млрд. руб	Период окупаемости, лет	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Рентабельный период эксплуатации, лет	Накопленная дисконтированная прибыль, млрд. руб	Коэффициент извлечения нефти (КИН), %
1	2,542	4,6	2270	20	2,610	31,0
2	2,818	2,8	2279	18	3,440	31,2

В качестве рентабельного периода эксплуатации месторождения взят промежуток времени с начала привлечения инвестиций до того момента, пока затраты на эксплуатацию не превысят текущую прибыль [2]. Стоит особо отметить, что при увеличении темпа разработки увеличения коэффициента извлечения нефти не наблюдается. Напротив, наблюдается преждевременный прорыв воды к забоям добывающих скважин, быстрая обводненность продукции и, как следствие, сокращение рентабельного периода эксплуатации месторождения в целом.

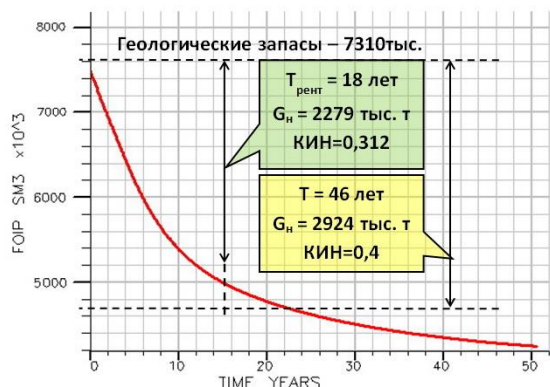


Рис. 5. Накопленная добыча нефти и КИН

На рисунке 5 приведен график прогнозной накопленной добычи нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН) по варианту 2, который показывает, что максимально возможный КИН на основе модели составляет 0,4 д.е. или 40% за период эксплуатации в 46 лет. Таким образом, в современных условиях, диктуемых в основном налоговыми обложениями в нефтегазовом секторе, ценами на углеводородные теплоносители и банковскими процентными ставками, форсирование добычи нефти на первых стадиях разработки месторождений является экономически обоснованным следствием. Возникает вопрос, а что делать с оставшимися извлекаемыми 8,8%, которые в силу сложившихся обстоятельств получаются нерентабельными для извлечения? Ответ – извлекать до достижения запроектированного и утвержденного КИН, согласно принятому

проекту разработки месторождения.

Литература

1. Аметов И.М., Хавкин А.Я., Бученков Л.Н. и др. Повышение нефтеотдачи – новые возможности // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 7. – С. 30 – 32.
2. Антошкина А. В. Оценка показателей финансовой и экономической эффективности инвестиций в энергетике. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008.
3. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2001.

ПРИМЕНЕНИЕ МАРКОВСКИХ ПРОЦЕССОВ К АНАЛИЗУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.И. Захарченко, Д.В. Савчук

Научный руководитель профессор Г.Т. Вартумян

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Известно, что основные проектные решения при разработке нефтегазовых месторождений принимаются в условиях крайне ограниченной информации, а наиболее полная информация о месторождении появляется только к концу разработки. Поэтому разработчики непрерывно строят модели месторождения, а в последние 10 лет появились программные средства и интегрированные системы интерпретации геофизических исследований скважин, позволяющие реализовать постоянно действующие модели нефтегазовых месторождений.

Применяемый математический аппарат гидрогазодинамики и геостатистики разработан для фильтрационных течений грунтовых вод и рудной геологии, где пространственные поля признаков практически не изменяются за весь период разработки. В нефтегазовом же деле имеют место пространственно-временные поля, подвергающиеся мощным локальным возмущениям (обработка призабойной зоны, гидравлический разрыв пласта, закачка воды в пласт и др.). Поэтому точность и достоверность математической модели пласта во многом определяется качеством исходной информации, интуицией и опытом разработчика. Вместе с тем, эти модели, построенные по информации в локальных точках – скважинах, играют первостепенную роль при определении количества извлекаемых запасов в залежи и их распределении по простиранию.

В этой связи интерес представляет и агрегированный подход к модели “продуктивный пласт – скважины” как к единой взаимосвязанной гидродинамической системе. Любые возмущающие воздействия на продуктивный пласт оказывают влияние в большей или меньшей степени на всю систему в целом. Масштабы этих возмущений условно можно разбить на микро, мезо и макровоздействия. Характерные размеры первого типа от 1 м до 10 м, второго типа от 10 м до 1 – 2 км, а третьего – 2 – 10 км. Так как в нефтепромысловой практике не проводятся непрерывных замеров дебитов и устьевых давлений на всех скважинах, то для процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений интерес, в первую очередь, представляют мезо и макромасштабные воздействия, а отравным пунктом для анализа разработки должны являться агрегированные данные по основным показателям и движению фонда скважин. Кроме того, необходимо разработать решающие правила, позволяющие установить эффект от конкретного метода воздействий, выделив его на фоне остальных операций.

Теория Марковских процессов [1, 2] позволяет строить оценки переходных вероятностей, когда вместо информации о “траектории” движения отдельной скважины имеются данные по агрегированным группам скважин в виде относительных частот состояний (где под состоянием может пониматься дебит скважины, способ

эксплуатации, метод воздействия и др. в каждый момент времени). Если под состоянием системы i понимать число скважин X_i , дающих дебит в диапазоне $q_{1i} - q_{2i}$, то все скважины можно разбить на 3÷5 классов в зависимости от дебита. Тогда уменьшение или увеличения дебитов скважин будет означать переход скважины из одного класса в другой. Так как переходы скважин под действием возмущений происходят непрерывно, то всегда можно определить X_i , а, следовательно, найти сколько скважин переходит из одного класса в другой и переходную вероятность P_{ij} из класса i в класс j . При этом не важно какая конкретно скважина перешла в другой класс. Такая процедура по трем группам скважин Южно-Балыкского месторождения (пласт БС 10) позволила построить матрицу переходных вероятностей по проценту обводненности (I группа – 20 – 30%, II группа – 30 – 40%, III группа – более 40%). По данной матрице были рассчитаны финальные вероятности обводнения скважин на следующий квартал. Результаты расчетов позволили установить, что применяемые композиции биополимеров для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин весьма эффективны, так как финальная вероятность появления скважин с обводненностью более 40% оказалась значительно ниже исходной в матрице переходных вероятностей. Имея аналогичные матрицы переходных вероятностей дебитов всего фонда скважин можно прогнозировать состояние фонда и объем добычи на любой промежуток времени до полного истощения месторождения.

Литература

1. Кемени Дж., Снелл Дж. Конечные цепи Маркова. – М.: Наука, 1970. – 210 с.
2. Ли Ц., Джавж Д., Зельнер А. Оценивание параметров марковских моделей по агрегированным временным рядам. – М.: Статистика, 1977. – 243 с.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ

Е.Н. Иванов, Ю.М. Кононов

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многие месторождения Западной Сибири и, в частности, Томской области находятся на поздней стадии разработки и структура остаточных запасов ряда месторождений достаточно сложная для достижения требуемого коэффициента извлечения нефти. Известно, что применение даже таких мощных технологий как гидроразрыв пласта и горизонтальные скважины далеко не всегда приводят к увеличению нефтеотдачи [1]. Для значительного увеличения извлекаемых запасов необходимо использование не только базовых методов получения нефти (таких как использование естественной энергии месторождений, заводнение), но также других вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи. К данным методам можно отнести методы воздействия с использованием газа: водогазовые и термогазовые методы воздействия.

Рассмотрим некоторые предпосылки для применения газовых методов на месторождениях. Водогазовое воздействие представляет собой закачку газа высокого давления в сочетании с закачкой воды, либо закачку водогазовой смеси в пласт. В основном используется принцип смешивающегося вытеснения нефти [3]. Данная операция может рекомендоваться исходя из следующих предпосылок:

- добыча попутных нефтяных газов от 100 до 1000 млн.м³ за 10 летний период разработки [4];
- удаленность месторождений от поселковых территорий, развитой инфраструктуры;
- высокая степень неоднородности пластов;
- низкая проницаемость коллекторов.

В данной работе были проанализированы данные по 24 месторождениям Западной Сибири. По результатам расчета добычи за 10 летний период и вычисления добычи попутных нефтяных газов за этот период по формуле:

$$\text{Добыча попутных нефтяных газов (млн.м}^3\text{)} = Q_n * \Gamma \Phi * 10^{-6}$$

Q_n – годовая добыча нефти, тонны

$\Gamma \Phi$ – газовый фактор (принят как постоянная величина на базе лабораторных исследований), м³ газа/тонн.

Данные месторождения поделились в следующем порядке (таблица 1):

Для малых и средних месторождений как один из возможных вариантов утилизации рекомендуется закачка попутных нефтяных газов в пласт [4]. Характерной особенностью данных малых и средних месторождений является удаленность от развитой инфраструктуры. Пласты на них характеризуется высокой степенью неоднородности. То есть, месторождения подходят под вышеперечисленные условия. Однако, существенным недостатком водогазовых методов служит высокая капиталоемкость и определенные требования к скважинам, предназначенным под закачку газа. Кроме того, существуют проблемы, связанные с технологией и техникой добычи: образование гидратов на оборудовании, прорыв газа по высокопроницаемым пропласткам, проблемы с транспортировкой оборудования. Применение метода должно сопровождаться значительным повышением коэффициента охвата и соответственно увеличением нефтеотдачи для окупаемости затрат. Увеличение характеристик вытеснения и соответственно повышение нефтеотдачи зависит от особенностей пластовых систем и от индивидуальных особенностей нефтегазовых месторождений.

Таблица 1

Классификация месторождений по добыче попутных нефтяных газов за 10 летний период

Мелкие (< 100 млн.м ³ газа)	Малые (100 – 300 млн.м ³ газа)	Средние (300 – 1000 млн.м ³ газа)	Крупные (1000 – 5000 млн.м ³ газа)
10	7	4	3

Термогазовый же метод является более экономичным (метод внутрислоевого трансформации кислорода воздуха в эффективный нефтевытесняющий агент) для извлечения легкой нефти. Сравнительно новый метод основан на закачке в пласт доступных и недорогих агентов – воздуха и воды. Механизм данного метода заключается в следующем: в результате окисления нефти происходит выделение тепла, образование нефтевытесняющего агента – углекислого газа, углеводородных газов, азота и легких жидких углеводородов (Рисунок). Высокая эффективность может быть обеспечена за счет частичной или полной смешиваемости вытесняющей газовой оторочки, нефти и воды. Исследования показывают, что процесс самопроизвольного окисления нефти наблюдается в том случае, если пластовая температура выше 65 – 70 °С [1]. Такие температуры гарантируют безопасное ведение процесса. Пласты исследуемых месторождений залегают в основном на глубине 2 – 2,7 км (20 месторождений из 24). Таким образом, если учесть, что увеличение температурного градиента составляет 3 градуса на 100 м, можно сказать, что пластовая температура достигает 60 градусов и выше, что способствует применению термогазового метода. При более низких температурах рекомендуется прогревать пласт до 70 – 200 °С закачкой теплоносителей, проведением одновременной закачки пара и воздуха, введением активных добавок. Термогазовый метод может быть использован для повышения нефтеотдачи заводненных месторождений [1], какими и являются многие пласты на исследуемых месторождениях.



Рисунок. Схема термогазового воздействия на пласт [4]

В отличие от водогазового метода воздействия термогазовый метод повышения нефтеотдачи сочетает ряд положительных характеристик тепловых и газовых методов и является перспективным для применения в России. В отличие от других методов повышения нефтеотдачи, термогазовый метод не требует для своего применения сложного оборудования, значительных капитальных затрат на осуществление и больших объемов химических реагентов, завоз которых на удалённые промыслы затруднён или невозможен [2].

В любом случае, для каждого из рассмотренных методов имеется ряд предпосылок для возможности применения. Но для эффективного применения газовых методов требуется решение следующих задач:

- детальное изучение проблем сложно-построенных неоднородных коллекторов;
- изучение характеристик фильтрации и вытеснения посредством лабораторных исследований опытных участков месторождений;
- описание физико-химических пластовых процессов;
- изучение основных механизмов вытеснения нефти, определение влияющих факторов;
- обоснование области применения и определение критериев эффективности на базе вычислительных экспериментов.

То есть, необходим “адресный подход” к выбору и проработке объектов для применения газовых воздействий.

Литература

1. Боксерман А.А. Востребованность современных методов увеличения нефтеотдачи – обязательное условие преодоления падения нефтеотдачи в стране // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №10. – С.34 – 38.
2. Боксерман А.А., Ямбаев М.Ф. Метод закачки и внутрислоевого трансформации воздуха на месторождениях легкой нефти // Сб. док. 12 Европейского симпозиума по повышению нефтеотдачи. – Казань, 2003. – С. 64 – 68

3. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / под ред. С.Г. Степановой – М.: Газойлпресс, 2006. – 1 с.
4. Стратегия использования нефтяного попутного газа в Российской Федерации/Под ред. В.А. Язева – М.: ЗАО «Редакция газеты «Кворум»», 2008. – С. 42.

О НОВОМ СПОСОБЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И БИТУМОВ

С.В. Кайгородов

ООО "СИАМ-Инжиниринг", г. Томск, Россия

Запасы тяжелой нефти и битумов в мире превышают остаточные запасы легкой и средней нефти в несколько раз [1], однако доля тяжелой и битуминозной нефти в годовой мировой нефтедобыче составляет менее 5%. Вероятно, это связано с теми трудностями, которые возникают при разработке таких месторождений. Несмотря на это, очевидно, что легкоизвлекаемые запасы заканчиваются и в ближайшие годы на первый план выйдут месторождения тяжелой, высоковязкой нефти и битумов. В промышленно развитых странах тяжелые и высоковязкие нефти (ВВН) рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы ее развития на ближайшие годы.

Ввиду неуклонного роста доли ВВН и битумов в общей структуре российских и мировых запасов нефти, задача их активного освоения приобретает все более актуальный характер. Решение этой задачи возможно лишь на основе широкомасштабного внедрения методов увеличения нефтеотдачи, в частности тепловых. В настоящее время существует множество технологий добычи высоковязкой нефти, и постоянно появляются и испытываются новые технологии. Условно можно разделить все технологии на две категории: холодная добыча ВВН и термические методы добычи.

Современные технологии холодной добычи ВВН включают в себя добычу нефти с использованием вертикальных скважин (технологии импульсного давления и добыча вспененной нефти с выносом песка – CHOPS) и горизонтальных скважин (закачка инертного газа и добыча нефти с помощью паров растворителя –VAPEx), кроме того, закачку химических реагентов, полимеров, газовые и водогазовые методы, а также добычу на естественном режиме пласта с использованием горизонтальных, вертикальных и многозабойных скважин.

Термическая нефтедобыча – метод разработки нефтяных месторождений воздействием на нефтяные пласты теплом. Исходные положения для развития термической нефтедобычи высказаны Д.И. Менделеевым (1888 г.), Д.В. Голубятниковым (1916 г.), И.М. Губкиным (1928 г.), А.Б. Шейнманом и К.К. Дуброваем (1934 г.) [2, 3]. Внедрение термической нефтедобычи в СССР начато в 30-х гг. XX века. Для нагрева пласта при термической нефтедобыче применяют электроэнергию, внутрискважинное горение, пар, нагретую воду. Практическое значение имеют следующие методы термической нефтедобычи: внутрискважинное горение, закачка теплоносителей, электротепловая обработка скважин, термохимическая обработка скважин, паровая обработка скважин.

В данной работе описывается новая технология разработки месторождений высоковязкой и битуминозной нефти, разработанная автором. В настоящее время данная технология проходит процедуру патентования изобретения. Для осуществления шахматно-циклического способа разработки производят бурение рядов наклонно-горизонтальных скважин с параллельными в горизонтальной плоскости стволами, с расположением устьев скважин в шахматном порядке (рис. 1). Оптимальный угол отклонения ствола скважины от вертикали находится в диапазоне 60 – 85 градусов, но должен быть одинаковым для всех скважин ряда. Скважины ряда располагают параллельно, на одинаковом расстоянии друг от друга. Оптимальное расстояние между рядами скважин находится в диапазоне 1 – 2 расстояния между скважинами ряда.

Закачку теплоносителя и добычу нефти производят циклически, по два этапа каждый цикл. На первом этапе цикла теплоноситель нагнетают в нечетные скважины каждого ряда, а добычу нефти производят из четных скважин. Закачку прекращают и ждут в течение времени, необходимого для пропитки коллектора. Оптимальное время пропитки равно 10–30 % времени закачки. На втором этапе цикла теплоноситель нагнетают в четные скважины каждого ряда в течение времени, равного времени закачки теплоносителя на первом этапе. Добычу нефти производят из нечетных скважин. Закачку прекращают и ждут в течение времени, равного времени пропитки коллектора на первом этапе цикла. Цикл повторяют несколько раз, увеличивая либо оставляя неизменным время закачки теплоносителя и добычи нефти от цикла к циклу.

В результате описанной системы закачки теплоносителя и добычи нефти из скважин, а также оптимального размещения скважин на участке разработки месторождения и наклонно-горизонтальной конструкции скважин достигаются следующие технические результаты:

- увеличение горизонтального и вертикального охвата пласта тепловым воздействием;
- снижение вязкости нефти, увеличение коэффициента вытеснения, препятствие выпадению смол, асфальтенов и парафинов в призабойной зоне скважины;
- сокращение времени разработки месторождения.

Наиболее близкими к предлагаемому способу являются зарубежные технологии парогравитационного дренирования (SAGD) и попеременной закачки пара в горизонтальные скважины (HASD), а также разработанный в Советском Союзе метод блочно-циклической закачки пара.

Все эти технологии применялись в разное время и в разных геологических условиях, а некоторые и вообще испытывались лишь в лаборатории. Поэтому для их корректного сравнения необходимо провести компьютерное термогидродинамическое моделирование с одинаковыми для всех методов условиями. В данной работе

моделирование проводилось с помощью программы-симулятора Eclipse™ компании Schlumberger. Модель представляет собой параллелепипед с размерами 600x400x50 м, который разбит на одинаковые ячейки размерами 10x10x1 м. Таким образом, модель имеет 120 000 ячеек: 60 по оси X, 40 по оси Y, 50 по оси Z. Свойства заданы одинаковыми во всех ячейках (однородная модель). Годовой объем добычи жидкости и закачки пара при моделировании всех указанных способов задан равным 182 500 м³/год. В пласт нагнетается пар с температурой 300 °С при давлении 100 бар. Вязкость нефти в пластовых условия около 1000 мПа*с.

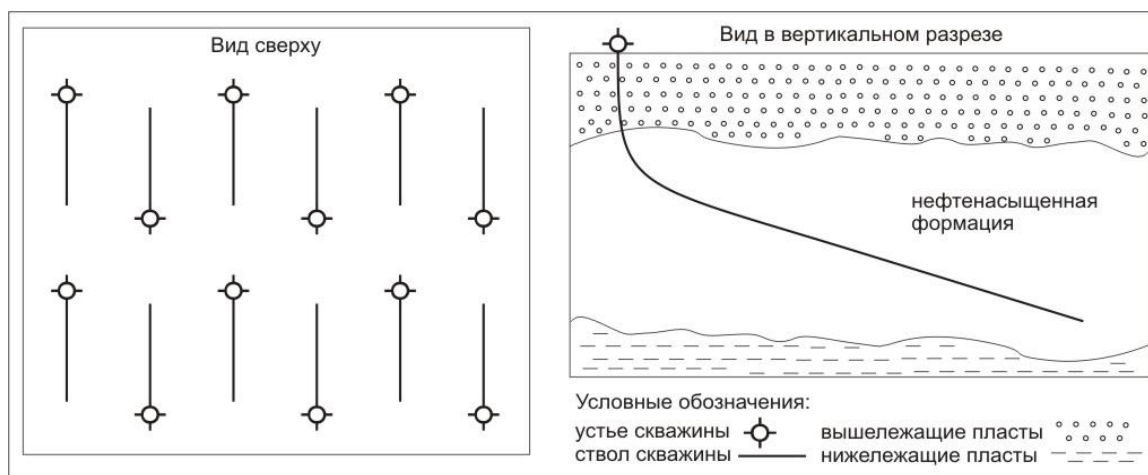


Рис.1. Схема расположения скважин при Шахматно-циклическом способе разработки

Результаты расчетов показали, что эффективность применения шахматно-циклического способа для разработки месторождений ВВН и битумов ниже эффективности парогравитационного дренирования (SAGD), но превосходит другие способы (рис. 2).

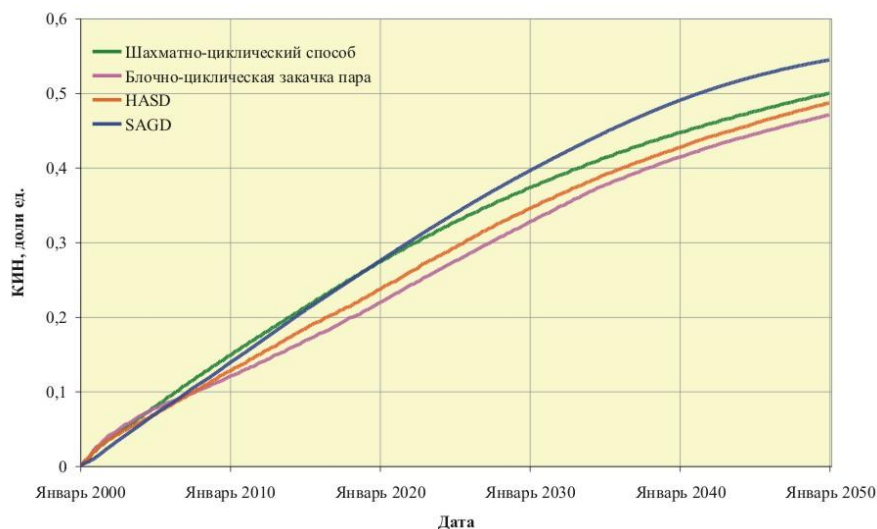


Рис.2. Коэффициент извлечения нефти при различных способах разработки

Однако при этом для реализации предлагаемого способа в отличие от SAGD не требуется сложного бурения пар параллельных горизонтальных скважин, и количество скважин на участке месторождения вдвое меньше нежели при реализации SAGD. Также необходимо отметить, что парогравитационное дренирование неприменимо в случае неоднородных коллекторов, а именно при наличии в пласте глинистых перемычек, в то время как для шахматно-циклического способа это не имеет определяющего значения, поскольку он предполагает использование наклонно-горизонтальных скважин, пронизывающих всю толщину пласта коллектора.

Таким образом, представленный в работе новый способ разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов является перспективной технологией, сопоставимой по эффективности с парогравитационным дренированием, а при наличии в коллекторе различных неоднородностей может оказаться даже более эффективной. В настоящее время проводится выработка критериев применимости Шахматно-циклической закачки пара и оценка оптимальных геолого-технологических условий ее применения.

Литература

1. Максutow P.A., Орлов Г.И., Осипов А.В. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК – М., 2005. – №6. – С. 54 – 60.
2. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Б., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М.: Недра, 1969. – 256 с.
3. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Б., Сергеев А.И. Термоинтенсификация добычи нефти. – М.: Недра, 1971. – 279 с.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАБОТ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**К.В. Карнеев**

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкое качество бурения нефтяных и газовых скважин ведет к снижению продуктивности последних, снижает полноту извлечения запасов нефти из недр. Последующее применение самых современных, самых сильнейших методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи не всегда позволяет компенсировать произошедшие потери. Под качеством буровых работ будем понимать качество и состав используемых при бурении технологических жидкостей (буровых растворов, тампонажных растворов), качественное вскрытие продуктивного пласта. Снижение продуктивности скважин в результате проникновения бурового раствора в продуктивный пласт, а также методы и технологии, позволяющие уменьшить влияние кольматации призабойной зоны на производительность скважин, изучаются отечественными и зарубежными исследователями много лет [5]. Однако очень значимых результатов, которые привели бы к повсеместно введенным технологиям и изобретениям, все еще не получено.

Очевидно, что низкое качество бурения скважин нельзя предусматривать в проектах разработки месторождений, надо добиваться повышения качества бурения, но фактическое качество бурения надо учитывать, особенно, при анализе разработки нефтяных пластов.

Проблема качественного вскрытия продуктивного пласта очень глубока. Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Обычно продуктивные пласты вскрываются при давлениях, значительно превышающие пластовое. Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подачи жидкости, остановке насоса, образовании сальника в затрубном пространстве и на долоте [1].

Повышение качества вскрытия продуктивных пластов следует осуществлять двумя путями:

- выбор параметров бурового раствора для каждого конкретного пласта (с учетом его свойств и степени возможных изменений этих свойств после вскрытия);
- выбор технологических режимов бурения (вскрытие продуктивной зоны, промывки, проработки ствола скважины, спускоподъемные операции), обеспечивающих минимальные размеры зоны проникновения компонентов бурового раствора в пласт.

Все известные буровые растворы и тампонажные жидкости в той или иной степени отрицательно влияют на призабойную зону пласта. Очевидно, что буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов должны оказывать минимальное отрицательное воздействие на продуктивный пласт, иметь высокую взвешивающую и несущую способность для предотвращения накопления шлама в скважине, обладать повышенными смазочными свойствами (поэтому буровые растворы на водной основе, применяемые для проходки основного ствола скважины, не удовлетворяют указанным требованиям). Степень загрязнения призабойной зоны зависит от свойств промывочной жидкости, ее плотности, вязкости и водоотдачи, а также свойств пористой среды, в первую очередь от проницаемости и продолжительности процесса вскрытия продуктивного интервала [4].

Состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим требованиям [6]:

- фильтрат растворов не должен приводить набухания глинистого материала породы;
- гранулометрический состав твердой фазы растворов должен соответствовать структуре порового пространства (для предотвращения глубокого проникновения частиц раствора в пласт содержание частиц диаметром большим на 30% размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5% от общего объема твердой фазы промывочного агента);
- поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат – пластовый флюид должно быть минимальным;
- водоотдача в забойных условиях должна быть минимальной, плотность и реологические параметры должны обеспечить минимальное (близкое к нулю) дифференциальное давление при бурении. [2]

Если исходить из условий максимального сохранения природного состояния коллектора, то продуктивный пласт необходимо вскрывать при условии депрессии или равновесия между пластовым и забойным давлениями. Мировой опыт строительства скважин однозначно указывает направление, при котором возможно достижение максимального успеха – это вскрытие продуктивных пластов на депрессии, то есть при давлении ниже пластового. В зарубежных странах технологии бурения на депрессии распространены широко. Использование

данной технологии не приводит к снижению продуктивности нефтяных пластов. Также бурение на депрессии характеризуется повышенными скоростями проходки, меньшей опасностью прихватообразования и пр.

Однако в настоящее время на большинстве буровых в России отсутствуют технические средства, которые могли бы надежно обеспечить такие условия проводки скважин. Возможность использования данной технологии требует больших материальных вложений для оснащения буровой. Поэтому на практике вынуждены вскрывать пласты в условиях репрессии. Репрессия как фактор имеет превалирующее значение: от нее зависят все остальные процессы взаимодействия пласта с буровым раствором [1].

Необходимо отметить, что сегодня остаются не разработанными рекомендации по определению степени и радиуса загрязнения призабойной зоны для различных емкостных и фильтрационных свойств пористой среды.

Эта проблема становится более сложной при наличии в продуктивном интервале неоднородных по проницаемости пропластков. Такое состояние изученности влияния качества буровых работ (буровых растворов, в частности) на продуктивные характеристики скважин существенно снижает достоверность прогнозируемых показателей разработки нефтяных и газовых месторождений на стадии проектирования [5].

Практически неизученными сегодня остаются вопросы загрязнения призабойной зоны при освоении месторождений горизонтальными скважинами. Именно поэтому тематика исследований по изучению влияния бурения на главный показатель разработки нефтяных и газовых скважин – их продуктивность – очень актуальна.

Какие же факторы сдерживают решение проблемы низкого качества бурения сегодня? Автором статьи проведен анализ текущего положения дел по вопросу заинтересованности подрядных буровых компаний в повышенной продуктивности пробуренных нефтяных и газовых скважин. Некоторые результаты очевидны.

Во-первых, при действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность непосредственно буровых компаний в повышении качества проводимых ими работ, во внедрении новых технологий. Главным показателем для буровиков остается скорость, «погонный метр».

Во-вторых, проблема низкого качества заложена еще на стадии проектирования скважины. Регламенты и технологические проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин (обычной практикой является отсутствие в проектах на скважину какой бы то ни было шкалы качества). Другими словами, уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки к скорее быстрому, чем качественному строительству скважин.

В-третьих, существует вопрос о самой методике оценки качества проведенных буровых работ. Действующие нормативные документы, в которых могли бы быть прописаны моменты оценки качества проведенных буровых работ с позиций их влияния на продуктивность скважины, автором статьи не найдены. Нет методов оценки качества, нет и самого качества. Есть только пресловутый «погонный метр».

И последнее, сегодня в единичных случаях буровые компании оснащены технологическими средствами, программным обеспечением и оборудованием для проведения контроля за качеством работ. Очевидно, что для предотвращения загрязнения продуктивного пласта нужно учитывать как параметры продуктивного пласта (анизотропию проницаемости, размеры пор, трещиноватость, минералогический состав глинистой фракции, давление, температуру и др.), так и свойства жидкостей (нефти, пластовой воды, всех технологических жидкостей). А для глубокого изучения таких параметров пластовой системы нужны соответствующие дорогостоящие высокие технологии.

Самые большие потери продуктивности нефтяных пластов связаны с низким качеством бурения. Данные потери зачастую невосполнимы никакими самыми новейшими методами. Первым шагом к решению проблемы повышения степени извлечения нефти и газа из недр земли является повышение качества вскрытия пласта и заканчивания скважин в целом.

Вследствие этого тщательное изучение характеристики пласта и свойств насыщающих его жидкостей, исследование всех факторов, отрицательно влияющих на фильтрационную характеристику пласта, разработка системы мероприятий по сохранению естественных характеристик пористой среды должны быть начаты на стадии поисковых и разведочных работ.

Проект на сооружение скважин должен включать два самостоятельных раздела: как бурение до кровли продуктивного пласта, так и вскрытие продуктивного пласта (с цементированием эксплуатационной колонны, освоением).

В проекте должны быть максимально полно освещены такие вопросы, как определение типа бурового раствора, позволяющего сохранить естественную проницаемость пласта, изучение свойств коллектора, определение положения водонефтяного, газонефтяного и газонефтяного контактов и прочее [3]. Буровые же компании должны быть заинтересованы в повышенном качестве проводимых ими работ.

Качество проводимых буровых работ действительно оказывает существенное влияние на продуктивность нефтяных и газовых скважин. Однако, очевидно, что решение у данной проблемы есть. Оно состоит в комплексном подходе к работе. Реализация связанных экономических и технических предприятий позволит, с одной стороны, выйти на новый технологический уровень буровым компаниям, и, с другой стороны, повысить продуктивность пробуренных скважин.

Литература

1. Салихов Р.Г. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов совершенствованием технологии заканчивания скважин на депрессии. Автореферат – Уфа, 2004. – 24с.
2. www.miswaco.com

3. www.medirectory.ru
4. www.neftandgaz.ru
5. www.neft-i-gas.ru
6. www.slb.ru

ВЛИЯНИЕ ВИДА БУРОВЫХ РАБОТ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

К.В. Карнеев

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разработка нефтяных и газовых месторождений связана с постоянным истощением запасов, ухудшением показателей добычи. В определенный момент эксплуатация тех или иных скважин становится нерентабельной для нефтегазодобывающего предприятия. Широко используемые технологии разработки месторождений, основанные на бурении вертикальных и наклонно-направленных скважин, позволяют извлечь лишь до 50% нефти. Поэтому в последнее время идет активный поиск метода увеличения нефтеотдачи пласта, повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин [1]. Одним из таких методов является проведение более совершенных видов буровых работ.

Под видами буровых работ будем понимать различные профили скважины: горизонтальные, разветвленно-горизонтальные, многозабойные скважины, боковые стволы из старого фонда скважин. Очевидно, что применение указанных видов буровых работ должно оказывать очень существенное влияние на продуктивность пробуренных скважин.

По сути, существуют два вида бурения: традиционный, вертикальный метод, и горизонтальный, который за два последних десятилетия завоевал популярность. Несмотря на то, что большинство нефтяных месторождений простираются больше в ширину, нежели в глубину, более ста лет предпочтение отдавалось вертикальному методу бурения. Естественно, это объяснялось сначала несовершенством технологий, а затем – высокой стоимостью бурения горизонтальной скважины. Однако, продуктивность горизонтальных скважин оказывается в два-три раза выше продуктивности вертикальных скважин [3]. Когда вертикальная скважина проходит через узкий пласт, приток к ней оказывается ограниченным. Однако если скважина поворачивается и на каком-то отрезке следует в направлении пласта, происходит значительное увеличение ствола скважины относительно поверхности пласта. Такое увеличение обеспечивает более легкую добычу нефти или газа.

Горизонтальное бурение способствовало улучшению и повышению добычи нефти и газа на многих промыслах, а также позволило получить доступ к таким месторождениям, которые ранее считались недоступными. Кроме того, существует возможность для бурения нескольких скважин от одного и того же вертикального ствола. Это так называемый метод разветвленно-горизонтального бурения, когда от одного главного ствола могут пробуриваться две или три горизонтальные скважины [2]. Очевидно, что строительство таких скважин также весьма благоприятно сказывается на их продуктивности.

Нельзя забывать, что значительное влияние на продуктивность скважины могут оказывать полученные при бурении отклонения забоев скважин от их проектного местоположения, намного превосходящие допустимые отклонения. Данные отклонения могут быть как по вертикали, так и по азимуту. Это может привести к значительному снижению природной продуктивности нефтяных пластов (фактический дебит может оказаться ниже запланированного).

Кроме профиля в целом очень существенное влияние на снижение/увеличение дебита скважины косвенно может оказать вид отдельных участков профиля. К примеру, участок установки глубинного насосного оборудования (ГНО). Правильно запланированный и качественно пробуренный интервал ГНО является залогом надежной работы ЭЦН и соответственно хорошей продуктивности скважины.

Очевидно, особенно при проводке горизонтальных скважин, особое внимание компания-нефтедобытчик должна уделить качеству, с которым произведен тот или иной вид работ. Положение в пласте горизонтального участка скважины, качество зоны ГНО непременно должно быть под постоянным контролем.

В последнее десятилетие появились и совершенно новые, высокотехнологичные виды буровых работ, которые позволяют очень существенно повышать продуктивности скважин. Одним из них является скважинные исследования в процессе бурения (и геонавигация в процессе бурения). При использовании в процессе бурения скважинных исследований приборы осуществляют постоянный контроль в стволе скважины таких параметров как инклинометрия, температура, давление и пористость, параметры породы (гамма-каротаж, резистивиметрия, азимутальная гамма и др. в реальном времени) и передают их вместе с другими данными обратно на поверхность с регистрацией перепадов давления бурового раствора. Это обеспечивает непосредственное получение данных о проходимых при бурении горных породах и исключает необходимость извлечения бурильной колонны из ствола скважины для проведения каротажа [3]. Контролируемое прохождение скважин и цифровое представление нефтяных месторождений обеспечивают возможность дистанционного осуществления быстрого и точного анализа получаемых данных, что позволяет инженерам предпринимать незамедлительные действия непосредственно в процессе бурения. По мере поступления данных от забойной телесистемы производится обновление геологической модели с учетом вновь полученных данных с установленной периодичностью, а также выдача текущих графических материалов и рекомендаций по направлению бурения ствола. По мере необходимости производится оперативная корректировка траектории бурящегося ствола [3].

Результатом выполнения работ становится горизонтальный участок ствола, пробуренный в пределах заданного коридора точно по проницаемому продуктивному пропластку.

В качестве другого примера можно привести проект, выполненный для Российской нефтяной компании. В результате успешной реализации этого проекта 4 % фонда скважин (горизонтальные скважины, проведенные по методике Шлюмберже) обеспечивают 26% добычи нефти этой нефтяной компании, а средний дебит нефти горизонтальных скважин в 10 раз превышает средний дебит вертикальных скважин [4].

Предварительное построение объемной секторной геолого-геофизической модели как основы для проектирования боковых стволов скважин позволяет существенно снизить риски при бурении, наиболее достоверно контролировать пространственное положение бурящегося ствола относительно проектной траектории, структуры пластов, детального геологического строения залежей, а также своевременно вводить поправки в направление и режимы бурения.

Основная задача на стадии проектирования нового ствола скважины заключается в создании объемной секторной геолого-геофизической модели залежи как основы для дальнейших расчетов и построений. Траектория проектного ствола скважины прокладывается по участкам коллектора с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами с учетом насыщения, уровня водонефтяного контакта и структурных особенностей целевого пласта [4]. Кроме того, на стадии проекта оценивается перспективная продуктивность скважины.

Оптимальная разработка месторождений определяет размещение скважин в заданных участках пласта-коллектора. Ошибка в несколько метров в высоте над водонефтяным контактом или относительно кровли может в дальнейшем привести к потере значительной части продуктивной залежи. Дебиты опережающей добычи также зависят от размещения скважины и контакта с пластом-коллектором. В связи с этими ключевыми требованиями продолжают возникать новые технологии, которые помогают геологам, буровикам и инженерам по разработке месторождений принимать правильные решения по геонавигации [4].

Лучшие результаты по геонавигации достигаются путем интеграции многочисленных измерений и образцов, получаемых в режиме реального времени, и их совместной интерпретации. Образ ствола скважины близкого радиуса проникновения сигнала помогают узнать, когда траектория скважины вышла из пласта-коллектора и определить точную требующуюся корректировку для быстрого повторного возврата в пласт. Более прогнозирующие методы зависят от более дальних радиусов исследования зондом высокоиндукционного удельного сопротивления и моделирования в режиме реального времени для того, чтобы в итоге избежать выхода из пласта-коллектора.

В последние годы большое признание получили более усовершенствованные методы азимутального высокоиндукционного удельного сопротивления. Имея азимутальную природу и дальний радиус проникновения сигнала, они прогнозируют выходы из пласта-коллектора задолго до того, как это происходит, и дают рекомендации в режиме реального времени по самому благоприятному изменению направления, чтобы остаться в пределах пласта-коллектора. По ходу бурения скважины интерактивное программное обеспечение позволяет геологам обновлять подземную модель по новым данным. В некоторых типах пластов-коллекторов дополнительные данные по вязкости нефти, поровому давлению и свойствам разбуриваемой породы способствуют дальнейшему улучшению принципиальных решений по геонавигации. Результатом такого подхода становится существенное снижение рисков при бурении, наряду с невысокими затратами времени и средств на построение секторных геологических моделей [3,4].

Нефть и газ имеют особое значение в развитии народного хозяйства и наряду с продуктами их переработки являются не только высококалорийным топливом, но и ценнейшим сырьём для химической промышленности. Единственным действенным средством поисков, разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа служит глубокое бурение [2].

Горизонтальное бурение стало очень популярным видом бурения за последние годы. Правильно спланированные и проведенные горизонтальные скважины позволяют увеличить уровни добычи и коэффициент извлечения углеводородов, уменьшить операционные и капитальные затраты за счет уменьшения плотности бурения, а также избежать преждевременного прорыва пластовых вод или газа и пр. Бурение горизонтальных скважин эффективно, если характеристики залежи соответствуют рекомендованным для бурения подобных скважин, местоположение и траектория скважины позволяет вскрыть максимально продуктивную часть пласта, а также, если бурение сопровождается проведением анализа данных каротажа в реальном времени, позволяющего провести ее в области с максимальным добычным потенциалом. И в этом случае использование данного вида буровых работ непременно позволит повысить продуктивность нефтяной или газовой скважины.

Литература

1. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.: ил.
2. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин Справочник. – М.: Недра, 1997.
3. www.drillingservice.ru
4. www.slb.ru

МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ

П.А. Кемерова

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается метод идентификации параметров нефтяных пластов и скважин по кривой восстановления уровня (КВУ) с учетом продолжающего притока жидкости в стволе скважины и априорной информации о фильтрационных параметрах пласта. Проводится сравнение предложенных алгоритмов с классическим методом наилучшего совмещения на основе данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) однородно-пористого нефтяного пласта.

Проблемы идентификации и интерпретации нестационарных ГДИС.

Нестационарные ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации по кривой восстановления давления (КВД), КВУ, КПД являются одним из наиболее информативных методов определения коллекторских и геометрических параметров пластов нефтяных и газовых месторождений [1].

Задача идентификации и интерпретации ГДИС состоит в построении оптимальной, в смысле заданных показателей качества, модели гидродинамических параметров скважины забойного и пластового давлений, дебитов, температуры и оценке неизвестных фильтрационных параметров, энергетического состояния и геометрических параметров нефтяных пластов.

Проблемами существующих методов идентификации и интерпретации ГДИС являются:

1. Неадекватность модели пластовой системы в связи с исключением из обработки начального участка КВД, КВУ характеризующего приток продукции в скважину, погрешностью измерений забойного давления, динамического уровня, дебита скважины, неточность дополнительных априорных сведений и экспертных оценок. Модель КВД выбирается в соответствии с моделью пластовой системы, условиями разработки, строением пласта - коллектора, режимом работы.

2. Неустойчивость, низкая точность и несогласованность решений в системе «пласт-скважина». Неустойчивость и низкая точность решений часто проявляются в условиях малых выборок, когда по ряду технических причин, в том числе и в целях сокращения времени проста скважины, уменьшения потери добычи нефти, требуется прервать исследования. Отметим, что наиболее общим подходом к решению проблем обеспечения устойчивости, повышения точности, согласованности решений является предложенный в [2] метод интегрированных моделей, позволяющий объединить модели гидродинамических параметров исследуемой скважины, модели дополнительных априорных сведений и экспертные оценки о параметрах нефтяного пласта в единую систему моделей. Метод интегрированных моделей дает возможность комплексного решения проблем: обеспечение устойчивости, повышение точности, согласованности и оптимизации решений задач идентификации и интерпретации ГДИС.

3. Планирование исследований и проведение интерпретации результатов ГДИС после их завершения.

Следует отметить, что в настоящее время в связи с возможностью получения информации в режиме реального времени требуется иная технология идентификации и интерпретации ГДИС, позволяющая определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения. Такая технология адаптивной идентификации и интерпретации ГДИС с учетом априорной информации, основанная на методе интегрированных моделей, предложена в [3].

В данной работе на основе [2,3] предлагается и исследуется метод адаптивной идентификации параметров нефтяных пластов и скважин по КВУ, с учетом продолжающего притока жидкости в стволе скважины и априорной информации о фильтрационных параметрах пласта.

Метод идентификации и интерпретации ГДИС по КВУ

В основе метода использована стохастическая интегрированная система моделей КВУ вида:

$$\begin{cases} P_{z,n}^* = f_z(\mathbf{b}_n, q_n^*) + \xi_n, \\ \bar{\mathbf{b}}_n = f_a(\mathbf{b}_n) + v_n, V_n^* = f_v(\mathbf{b}_n, q_n^*) + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{z,n}^*, q_n^*$ – забойные давления и соответственно дебит, рассчитанные в текущий момент времени t_n на основе измеренных значений динамических уровней жидкости в скважине, f_z – модель забойного давления, заданная с точностью до вектора параметров $\mathbf{b}_n = (\alpha_{1n}, \alpha_{2n}, \dots, \alpha_{mn})$, f_a, f_v – модели дополнительных априорных сведений о параметрах $\bar{\mathbf{b}}_n$ и накопленной продукция в стволе скважины после ее остановки V_n^* ; ξ_n, v_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений гидродинамических параметров скважин, ошибки априорных данных, неточности моделей и т. п.

Предлагаемый метод идентификации и интерпретации ГДИС с учетом продолжающегося притока $q(t)$ и дополнительной априорной информации заключается в последовательном, по мере получения информации о забойном давлении $P_{z,n}^*$, дебите притока q_n^* , накопленной продукции в стволе скважины V_n^* , вычислении вектора оценок параметров $\bar{\mathbf{b}}_n$ (1) путем решения оптимизационной задачи

$$\mathbf{b}_n^*(h) = \arg \min_{\mathbf{b}_n \in R_n} \Phi(J_0(\mathbf{b}_n), h_k, J_k(\mathbf{b}_n), k = \overline{1, p}), n = \overline{1, n_k}, \quad (2)$$

анализа точности полученных приближений и принятия решения о прекращении исследований. Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ – векторный показатель качества модели (1), состоящий из частного показателя качества $J_0(\mathbf{b}_n)$ модели забойного давления и взвешенных весами h_k частных показателей качества $J_k(\mathbf{b}_n)$ моделей дополнительных априорных сведений; n_k – объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок $\mathbf{b}_n^*(h)$. Решение о прекращении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок (2) от времени (см. рис.1,2) либо по критерию стабилизации оценок, где, например, за момент их завершения n_k , принимается то значение n , при котором выполняется неравенство $|(\alpha_{n-i}^* - \alpha_n^*) / \alpha_n^*| \leq \text{eps}, i = 1, 2, 3, \dots$ (eps – заданная точность).

В работе рассматривается решение задачи (2) на примере однородного пористого нефтяного пласта с учетом притока продукции в скважину $q(t)$ и дополнительных априорных сведений о гидропроводности пласта σ и приведенного радиуса скважины $r_{c,np}^2$, где интегрированная система моделей КВУ примет вид:

$$\begin{cases} y_n^* = \alpha_{1n} + \alpha_{2n} \ln(n) + \xi_n, \\ \bar{\alpha}_1 = \alpha_{1n} + \eta_1, \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2n} + \eta_2, n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (3)$$

где $y_n^* = (P_{n,3}^* - P_3(t_0)) / (q_0 - \bar{q}_n^*)$; $\alpha_1 = q_0 / 4\pi\sigma \ln(r_{c,np}^2)$, $\alpha_2 = q_0 / 4\pi\sigma$; $q_0, P(t_0)$ – дебит скважины в момент ее остановки и забойное давление, $\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2$ – дополнительные априорные сведения.

На рис.1,2 приведены оценки пластового давления, полученные при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважины нефтяного месторождения. Обработка результатов ГДИС проводилась с использованием метода адаптивной идентификации (АИ) (2) для модели КВД (3) и метода наилучшего совмещения (НС), который следует из (2) при значениях управляющих параметров равных нулю $h_1 = h_2 = 0$.

Из рис.1,2 видно, что предложенный метод идентификации с учетом притока и априорной информации $\bar{\alpha}_1, \bar{\alpha}_2$, заданной с погрешностью порядка 50%, дает более точные оценки пластового давления по сравнению с оценками, полученными методом НС и оценками без учета притока (см. рис. 2), что позволяет значительно сократить простой скважин с 172 ч до 70 ч.

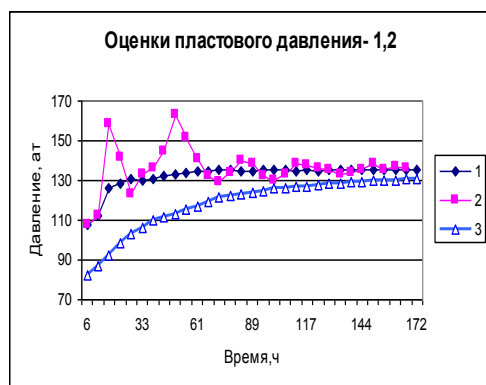


Рис.1. Оценки пластового давления с учетом притока (1- метод АИ, 2- метод НС). Забойные давления -3

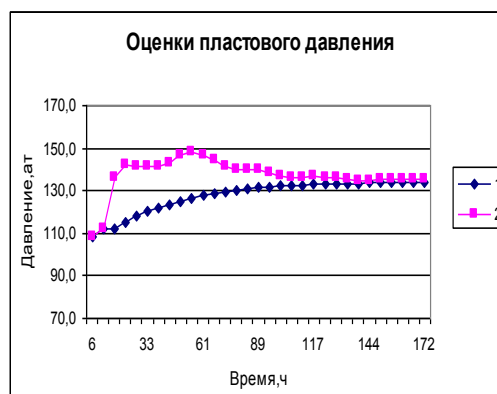


Рис.2. Оценки пластового давления без учета притока (1- метод АИ, 2- метод НС)

Литература

- Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
- 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.
- 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.

ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ НЕЭФФЕКТИВНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ НА ПРИМЕРЕ ИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**Ю.М. Кононов¹, Е.Н. Иванов¹, А.Н. Степанов¹**Научный руководитель начальник департамента Д.С. Михальченко²¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия²ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия**Введение**

Разработка большинства нефтяных месторождений в России осуществляется с поддержанием пластового давления. Заводнение пластов – наиболее часто используемый способ поддержания пластового давления (ППД). Закачиваемая вода должна обеспечивать достаточное поддержание пластового давления и вытеснять нефть по направлению к добывающим скважинам. Последствием неэффективной закачки является падение пластового давления. Теоретически хорошее вытеснение подразумевает, что весь объем нагнетаемой воды участвует в вытеснении нефти. В случае Игольского месторождения проблема состоит в падении пластового давления в отдельных блоках месторождения во время текущей и накопленной перекомпенсации. (текущая компенсация – 117%, накопленная – 119%). Это означает, что объем нагнетаемой воды превышает отборы жидкости и пластовое давление при этом падает. Следовательно, часть нагнетаемой воды используется неэффективно, либо не попадает в интересующий пласт. Возможные причины неэффективной закачки и падения пластового давления могут быть разделены на 2 группы [6] – геологическое строение месторождения и механические и искусственные проблемы. В первую очередь геологическая информация и ее правильная интерпретация играет роль в выборе подходящей системы заводнения [1]. Факторы, относящиеся к геологии, могут быть следующими: присутствие суперколлекторов, трещиноватость и присутствие разломов. Факторы, относящиеся к механическим и искусственным проблемам, могут быть: авто-ГРП происходящее в нагнетательных скважинах, заколонная циркуляция (ЗКЦ), проблемы связанные с негерметичностью эксплуатационных колонн (ЭК) и плохим качеством цементного кольца.

Причины, относящиеся к геологии.

1) В современном понимании суперколлектор – это некий высокопроницаемый прослой в продуктивном разрезе залежи. Вследствие небольшой толщины, затруднительно его идентифицировать по данным ГИС. Традиционное, латеральное заводнение на основе вертикальных скважин может существенно сказаться на процессе разработки месторождения с суперколлектором. А именно, ускоренное продвижение воды по суперколлекторам может стать причиной преждевременного обводнения добывающих скважин и, как следствие, низкой эффективности системы ППД [2].

2) В трещиноватых или трещиновато-поровых коллекторах (ТПК) механизм извлечения нефти при заводнении остается наименее изученным. В отличие от коллекторов порового типа, в трещиновато-поровых коллекторах механизм вытеснения нефти водой из порового объема блоков матрицы представляется гораздо более сложным, поскольку одновременно могут действовать капиллярные, вязкостные и гравитационные силы. Таким образом, ошибочное определение свойств и типа коллектора, а также использование одних и тех же статистических моделей при аппроксимации и экстраполяции характеристик вытеснения, может привести к формированию недостаточно эффективной системы заводнения [4].

3) Присутствие разломов в том числе непроницаемых, т.е. отсутствие хорошей гидродинамической связи между блоками месторождения может привести к неэффективной закачке.

Причины относящиеся к механическим и искусственным проблемам.

4) Явление авто-ГРП в нагнетательных скважинах. Выбор режимов работы нагнетательных скважин, при которых давление закачки превышает давление образования трещин в пласте, ведет к неконтролируемому росту трещин. Данный процесс может привести к преждевременной обводненности добывающих скважин и прорыву воды в ниже- или верхележащие пласты. В результате чего часть закачиваемого агента может уходить в неперспективные водоносные горизонты, что может сделать закачку неэффективной.

5) В результате заколонной циркуляции, негерметичности эксплуатационных колонн и плохого качества цементного кольца образуются перетоки и закачиваемая вода может уходить в ниже- или верхележащие водоносные горизонты [5].

Применительно к Игольской площади.

1) С целью обнаружения суперколлектора были проанализированы промыслово-геофизические исследования (ПГИ). ПГИ по определению профиля приемистости/притока были проведены в 264 нагнетательных и добывающих скважинах, репрезентативный профиль был получен в 208 скважинах. Обнаружено 8 скважин со значительной (более 80%) приемистостью/притоком в один из одного пропластка. В районе данных нагнетательных скважин не наблюдается высокая приемистость и падение пластового давления. Что касается добывающих скважин, характер обводненности по таким пропласткам не отличался от наблюдаемого в целом по месторождению. Остальные же профили характеризуются достаточно плавным изменением свойств притока/приемистости. Можно сделать вывод, что пласты-суперколлекторы на месторождении отсутствуют.

2) Анализ результатов лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁² Игольского месторождения показал, что пласт Ю₁² охарактеризован керном в 71 скважине. На керне был проведен полный комплекс лабораторных исследований. Тип коллектора по результатам исследования, поровый. Трещиноватых и трещиновато-поровых образцов не обнаружено [3].

3) Средняя плотность сейсмических профилей на Игольской площади – 1,6 (юг), 1,3 пог.км/км² (север). По результатам анализа сейсморазведочных работ с учетом эксплуатационного бурения и согласно “Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области” на сейсмических разрезах не обнаружено разломов.

4) В большинстве нагнетательных скважин закачка воды осуществлялась с давлением выше давления образования трещин. Для контроля и выявления характера распространения трещин были проанализированы результаты индикаторных исследований. Индикаторные исследования проведены в 6-ти нагнетательных скважинах. Результаты представлены в таблице. Значительные потери закачиваемого реагента были обнаружены в скважинах 4,5,6. В скважине №6 потери составляют 77%, это объясняется тем, что скважина вскрывает пласт между внутренним и внешним ВНК, и предполагается, что вода уходит в водоносный горизонт. В скважинах №4,5 потери составили более 10%. В результате анализа (ПГИ) в данных скважинах были обнаружены негерметичности и ЗКЦ. В скважинах №1,2,3 потери нагнетаемой воды были минимальными, хотя в период работы под закачкой, давление нагнетания в скважинах превышало давление образования трещин, что гарантирует авто-ГРП. Данные, приведенные выше, показывают, что трещины, образовавшиеся в результате авто-ГРП, распространяются в пределах продуктивного пласта и не влияют на потери нагнетаемой воды.

Таблица

Результаты индикаторных исследований

№ скважины	1	2	3	4	5	6
Кол-во реагента добытого из близлежащих добывающих скважин	93,8	92,3	95,4	88,3	65,6	23
Не эффективная закачка	6,2	7,7	4,6	11,7	34,4	77,0

5) Далее, анализировались результаты ПГИ на предмет присутствия негерметичностей и ЗКЦ в нагнетательных скважинах. Анализ ПГИ показал, что исследования были проведены успешно в 53% скважин. В 30% скважин были обнаружены негерметичности и ЗКЦ. Следующим шагом было нахождение зависимости между скважинами с негерметичностями ЗКЦ и скважинами, работающими с аномально высокими приемистостями (21% от действующего нагнетательного фонда, 21 скважина).

Оказалось, что почти в 70% случаев скважины с негерметичностями и ЗКЦ работают с аномально высокими приемистостями. Следовательно, высокие приемистости в нагнетательных скважинах объясняются негерметичностями и законтурной циркуляцией. Также была найдена зависимость между районами с низким пластовым давлением и скважинами с высокими приемистостями и ЗКЦ. Низкое пластовое давление наблюдается в блоках с концентрацией высокодебитных скважин, в которых обнаружена негерметичность и ЗКЦ. Из этого можно сделать вывод, что негерметичности и ЗКЦ в нагнетательных скважинах являются главной причиной неэффективной закачки и падения пластового давления. В результате подсчета объема неэффективно закачиваемой воды, который осуществлялся с помощью гидродинамической модели, было выделено 15 скважин, работающих со значительной перекачкой. Для повышения эффективности закачки воды и системы ППД в целом, были выработаны следующие рекомендации: провести ремонтно-изоляционные работы (РИР) в 15-ти скважинах со значительной перекачкой и негерметичностью ЗКЦЖ; провести ПГИ в 6-ти скважинах с аномальной приемистостью, в которых исследования были проведены неуспешно.

Выводы

Анализ истории разработки месторождения, индикаторных исследований, ПГИ и особенностей геологического строения месторождения показал, что неэффективная закачка воды связана с негерметичностью эксплуатационной (ЭК), плохим качеством цементного камня и ЗКЦ в нагнетательных скважинах. Негерметичность ЭК и ЗКЦ обнаружены в 30% нагнетательных скважин. В 70% скважин с аномально высокими приемистостями обнаружены не герметичность ЭК. В результате было выбрано 15 скважин кандидатов на РИР – это скважины со значительной потерей воды, в которых была обнаружена не герметичность. И 6 скважин кандидатов на проведение ПГИ - скважины с аномально высокими приемистостями, в которых ПГИ были проведены неудачно.

Литература

1. Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д., Боксерман А.А., Курчиков А.Р., Бодрягин А.В., Титов А.П., Учёт особенностей геологического строения и стадии разработки объектов при определении оптимального комплекса интегрированных методов нефтяной и газовой геологии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2009. – № 3. – С. 56 – 64
2. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа Часть 2 / Под ред. С.Н. Закирова – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.
3. Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений западной Сибири/ Под ред.В.Н. Сергиенко – С.Петербург.: Недр, 2005. – 206 с.
4. Тузовский М.А. Эффективный мониторинг работы нагнетательных скважин при заводнении // Интенсификация добычи нефти: Труды II Международной научно-практической конференции – Томск, 2006. – Т.1. – С. 28 – 35.
5. Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications/ Schlumberger ,1997. – 257 p.
6. Essen G.M., SPE, Zandvliet M.J., SPE, Van den Hof P.M.J., Bosgra O.H., Jansen J.D., SPE, Delft, Robust Waterflooding Optimization of Multiple Geological Scenarios// SPE Journal – 2009. – №1 – pp. 202 – 210

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

С.С. Королев

Научный руководитель доцент М.С. Королев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Первым и наиболее универсальным параметром является к.п.д. сети, отражающий эффективность работы ТГС и не учитывающий потери гидравлической мощности в призабойных зонах и насосных агрегатах в аварийных режимах.

$$\eta_c = \frac{N_{\text{ц}}}{N_{\text{г.н.}} + N_{\text{г.ео}} + N_{\text{вх}}} \quad (1.1)$$

В знаменателе данного отношения суммируются все источники гидравлической энергии ТГС. Так как к.п.д. насосов здесь не учитывается, то данный показатель характеризует структуру и свойства сети трубопроводов, скважин, запорной арматуры и узловых соединений. Коэффициент полезного действия системы.

Коэффициентом, характеризующим эффективность ТГС ППД, является к.п.д. гидросистемы

$$\eta_{\text{гс}} = \frac{N_{\text{вых}}}{N_{\text{г.н.}} + N_{\text{г.ео}} + N_{\text{вх}}}, \quad (1.2)$$

который учитывает потери гидравлической энергии в ЗВС.

Полным к.п.д. системы ППД, учитывающим к.п.д. насосов и к.п.д. сети будет коэффициент

$$\eta_{\text{ф}} = \frac{N_{\text{вых}}}{N_{\text{н}} + N_{\text{г.ео}} + N_{\text{вх}}} \quad (1.3)$$

Коэффициент технологического соответствия и эффективности системы ППД. В связи с тем, что оптимальное состояние систем ППД определяется не только технической эффективностью эксплуатации ТГС, т.е. минимизацией энергопотребления, но и технологическим соответствием: соблюдением режимов заводнения пластов, следует ввести показатель соответствия технологии заводнения. Таким показателем будет коэффициент среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин

$$S_{\text{г}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^{\text{н}} - q_i|}{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^{\text{н}}|} \quad (1.4)$$

где $Q_i^{\text{н}}$ – номинальная приемистость скважины – звена i необходимая для оптимального воздействия на пласт (например для компенсации отбора или равномерного вытеснения);

q_i – фактический или расчетный расход в стволе скважины;

$n_{\text{скв}}$ – количество нагнетательных скважин.

Так как величина коэффициента среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин – $S_{\text{г}}$ не имеет четких пределов (см. формулу 1.4) ее необходимо некоторым образом привести к нормированному виду. Для этого будем использовать следующую зависимость

$$\bar{S}_{\text{г}} = \theta(S_{\text{г}}) = 0.64057 \left[\frac{\sin(A \cdot \pi \cdot \chi) + 3A}{2} \right], \quad (1.5)$$

где $\theta(S_{\text{г}})$ – нормирующая функция $\theta(S_{\text{г}}) \in [0, 1]$, где χ – безразмерный аппроксимационный коэффициент равный 0.961; ε – коэффициент чувствительности к отклонению от технологии заводнения $\in [0, 0.05, 1]$; $S_{\text{г}}$ – коэффициент среднего относительного отклонения от требуемых по технологии приемистостей скважин, %; $A = e^{-\varepsilon \cdot S_{\text{г}}}$.

На рис. отображены два варианта нормирующей функции $\theta(S_{\text{г}})$. График на рис. 1–б отражает наиболее простую нормирующую функцию:

$$\bar{S}_{\text{г}} = \theta(S_{\text{г}}) = e^{-\varepsilon \cdot S_{\text{г}}}. \quad (1.6)$$

Согласно нормирующей функции (1.5) коэффициент эффективности предлагается рассчитывать по формуле

$$\bar{K}_{\text{эфф}} = \eta_{\text{ф}} \cdot \bar{S}_{\text{г}} = \eta_{\text{ф}} \cdot \theta(S_{\text{г}}), \quad (1.7)$$

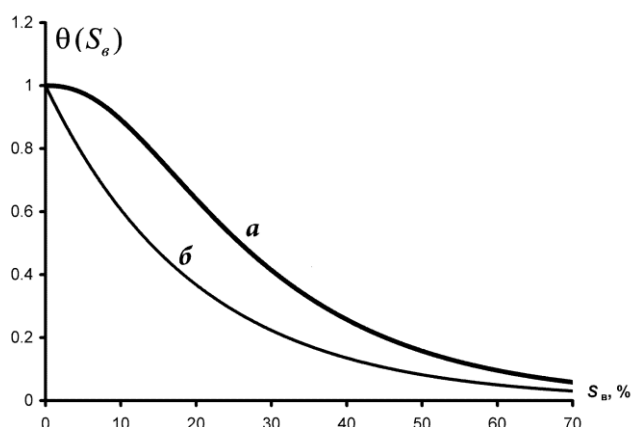


Рис. 1. Зависимости функций нормирования от коэффициента S_g : а – для функции нормирования (1.5); б – для функции (1.6)

Литература

1. Стрекалов А.В. Системный анализ и моделирование гидросистем поддержания пластового давления. Тюмень, ИФ «Слово», 2002.
2. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень // ОАО Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СПОСОБОВ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НА КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.И. Краснова

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Важным фактором, влияющим на коэффициент извлечения углеводородов, является очередность выработки нефтяной или газоконденсатной залежи. Практически возможно осуществление опережающей выработки нефтяной оторочки, опережающей выработки газоконденсатной залежи или одновременной разработки нефтяной и газоконденсатной залежи. Выработка запасов углеводородов обуславливается возможностью проявления ретроградной изотермической конденсации в газоконденсатной залежи из-за снижения пластового давления, предопределяющего потери конденсата в залежи. Разработка газоконденсатных месторождений осуществляется либо с поддержанием пластового давления с помощью закачки «сухого» газа в залежь, либо эксплуатируется на истощение.

Экспериментальное моделирование выработки запасов углеводородов без поддержания пластового давления производится способом дифференциальной конденсации пластовой системы. При эксплуатации нефтегазоконденсатных залежей, когда первоначально разрабатывается нефтяная оторочка, моделирование осуществляется способом контактной конденсации до давления, при котором становится нерентабельным добыча нефти. При неравномерной разработке месторождения проявляется эффект контактно-дифференциальной конденсации. С целью оценки влияния неравномерности выработки запасов углеводородов на коэффициент извлечения проводилась серия экспериментальных исследований по определению пластовых потерь методом контактно-дифференциальной конденсации. Исследования фазового поведения газоконденсатных проб скважин 831, 1112 Ханчейского месторождения проводили при следующих термобарических условиях, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1

Термобарические условия газоконденсатных залежей Ханчейского месторождения

Номер скважины	Текущее пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	кгф, см ³ /м ³	Плотность конденсата, г/см ³	Молекулярная масса конденсата
831	24,84	66,18	332,9	0,7435	115
1112	24,82	72,60	1047,6	0,7368	114

Исследование влияния различных способов выработки запасов углеводородов осуществляли на представительных пластовых пробах. Конденсатогазовый фактор анализируемых проб в интервале от 332,9 до 1047,6 см³/м³, плотность стабильного конденсата составляет 0,7435 – 0,7368 г/см³, молекулярная масса конденсата находится в пределах от 114 до 115, пластовая температура от 66,18 до 72,60 °С.

Термодинамические исследования газоконденсатной смеси скважины № 831 показали, что давление начала конденсации равно текущему пластовому давлению при различных методах конденсации и составило 24,84 МПа. Давление максимальной конденсации при контактном способе составило 10,0 МПа, при дифференциальном – 12,2 МПа, при контактнo-дифференциальном 12,0 МПа. Пластовые потери при дифференциальном способе конденсации составили 98,8 см³/м³, при контактнo-дифференциальном способе пластовые потери увеличились на 20,6 см³/м³. По результатам исследований при дифференциальной конденсации КИК составил 0,590, при контактнo-дифференциальной КИК равен 0,505. Таким образом, КИК снизился на 14,5%, а пластовые потери конденсата увеличились на 21%. Полученные данные и кривые пластовых потерь в результате экспериментальных исследований приведены в таблице 2 и на рис. 1.

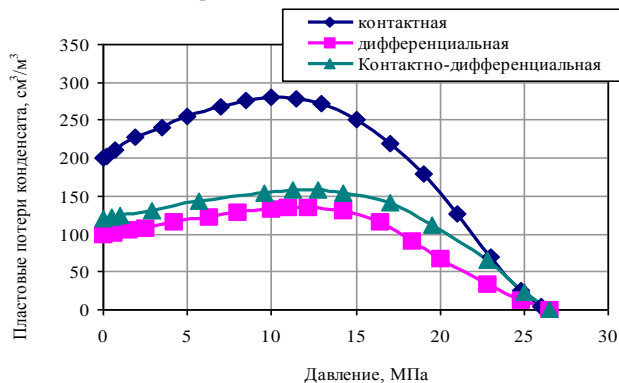


Рис. 1. Кривые изотермической конденсации Ханчейского месторождения скважины № 831

Исследование скважины №1112 Ханчейского месторождения показали, что давление начала конденсации при различных методах конденсации равно пластовому давлению 24,82 МПа (рис. 2). При контактном способе давление максимальной конденсации составило 14,35 МПа, при дифференциальном – 15,13 МПа, при контактнo-дифференциальном 14,82 МПа. Пластовые потери при дифференциальном способе конденсации составили 375,09 см³/м³, при контактнo-дифференциальном способе пластовые потери увеличились на 84,04 см³/м³. Полученные кривые пластовых потерь в результате экспериментальных исследований приведены на рис. 2.

Таблица 2

Результаты исследований фазового поведения пластовой системы скважины № 831 Ханчейского месторождения

Способы конденсации					
Контактный		Дифференциальный		Контактнo-дифференциальный 10%	
Текущее давление, МПа	Пластовые потери, см ³ /м ³	Текущее давление, МПа	Пластовые потери, см ³ /м ³	Текущее давление, МПа	Пластовые потери, см ³ /м ³
26.40	0.0	26.50	0.0	26.50	0.0
26.00	4.1	24.84	12.3	25.00	23.2
24.82	26.2	22.87	34.7	22.87	65.6
23.00	70.2	20.00	67.3	19.58	111.9
21.00	127.3	18.30	91.6	17.00	140.8
19.00	178.9	16.40	116.0	14.30	154.3
17.00	219.0	14.30	131.6	12.80	158.2
15.00	251.2	12.20	135.4	11.30	158.2
13.00	271.3	11.00	134.1	9.54	154.3
11.50	278.6	10.00	132.4	5.70	142.8
10.00	279.9	8.00	129.3	2.86	131.2
8.50	275.3	6.23	122.3	1.00	123.5
7.00	267.2	4.18	115.2	0.50	121.5
5.00	254.7	2.54	108.4	0.00	119.4
3.52	241.2	1.52	105.0	-	-
1.87	226.7	0.60	100.9	-	-
0.71	211.8	0.00	98.8	-	-
0.20	202.6	-	-	-	-
0.00	200.7	-	-	-	-

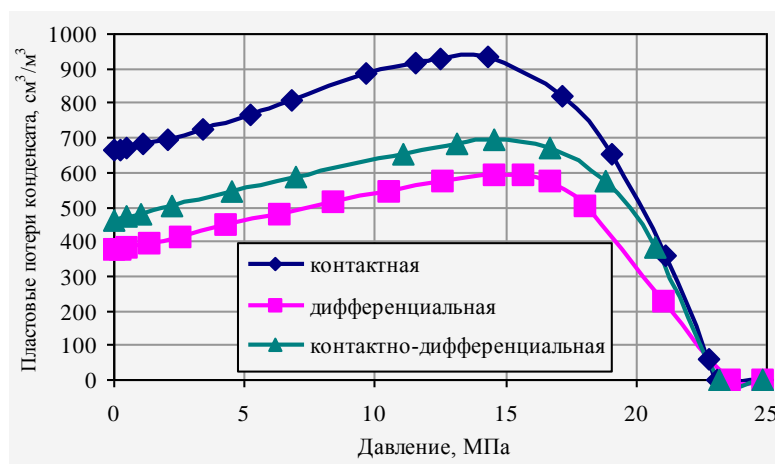


Рис. 2. Кривые изотермической конденсации Ханчейского месторождения скважины № 1112

Так, при проведении дифференциальной конденсации КИК=0,499, при контактно-дифференциальной КИК равен 0,387, коэффициент извлечения конденсата снизился на 22%, пластовые потери конденсата увеличились на 22,4%.

При разработке газоконденсатных месторождения на истощение пластовое давление непрерывно снижается, в результате происходит ретроградная изотермическая конденсация. Количество выпавшего конденсата в залежи зависит от характера конденсации. Таким образом, при неравномерности ввода залежи в эксплуатацию коэффициент извлечения углеводородов снижается до 20%.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕТОДОМ ГИДРОРАЗРЫВА

Ф.Ю. Кривошеев

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

ОАО «Востокгазпром» интенсивно наращивает объем добычи углеводородов как за счет разработки действующих месторождений, так и за счет ввода в эксплуатацию новых объектов недр. Эти участки отличает сложная геологическая структура, что требует от специалистов компании особого подхода к проведению геологоразведочных работ, выбору оптимальных режимов эксплуатации.

20 мая 2009 года «Востокгазпром» ввел в эксплуатацию Казанское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), которое геологи назвали «эталонном» сложного месторождения.

Несмотря на то, что месторождение находится в эксплуатации чуть больше года, за 2010 г. было проведено 3 операции гидравлического разрыва пласта (ГРП). Необходимость проведения гидравлического разрыва пласта на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении объясняется тем, что в разработку вовлечены трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренуемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

За период эксплуатации на месторождении проводились различные геолого-технологические мероприятия по воздействию, как на призабойную зону, так и на сам пласт с целью интенсификации добычи нефти и разработки запасов.

Одним из наиболее эффективных методов по интенсификации добычи нефти стал гидравлический разрыв пласта. В «Томскгазпроме» операции по гидроразрыву пласта на Казанском НГК месторождении были проведены впервые за всю историю компании.

Всего в результате проведения ГРП в 2010 г. дополнительно добыто 44,3 тыс. т нефти или 14,8 тыс. т на одну скважино-операцию, что составило 9,8% от общей добычи нефти за год по месторождению (590 тыс. т). Эффект от всех трех проведенных ГРП на скважинах №№ 109, 110, 111 в 2010 г. продолжается. Коэффициент успешности мероприятия составил 100%.

Все три операции в 2010 г. по гидроразрыву пласта выполнялись фирмой «CatobNeft». 17 февраля 2010 г. был выполнен гидравлический разрыв пласта на скважине № 109, введенной из бурения. По этой скважине дополнительная добыча рассчитывалась как разница фактического дебита нефти после ГРП и среднего дебита нефти по окружающим скважинам, на которых ГРП не проводили. В результате на скважине № 109 дополнительно добыто за 2010 г. 15,4 тыс. т. Средний прирост дебита нефти составил 47,3 т/сут (41,25 – 71 т/сут).

12 марта 2010 года на Казанском месторождении была выполнена операция ГРП на скважине № 110. Дополнительная добыча по данной скважине за 2010 г. составила 16,2 тыс. т, средний прирост нефти 55,8 т/сут. При проведении ГРП было закачено 40 тонн проппанта (в пласт 39,4 тонн). В том числе 30 тонн проппанта фракции 16/20 и 10 тонн проппанта фракции 16/30. Подача химических реагентов (деструктора и сшивателя) проведена без отклонений от программы, наблюдали начальное разложение гелия через 60 мин, полное через 120 мин.

Общий объем закачанной жидкости составил 163,1 м³, среднее давление разрыва – 32 МПа. Скин фактор после ГРП – минус 5,4. Ширина трещины составила 5,21 мм, длина – 84,4 м, закрепленная высота – 30,4 м. Ниже представлен рисунок, характеризующий трещину после проведения ГРП.

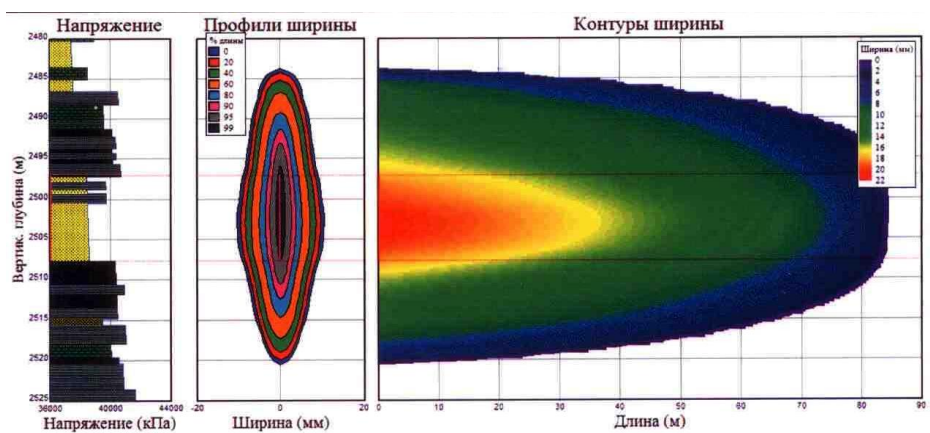


Рис. 1. Фактический профиль трещины

15 февраля 2010 г. на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении была проведена операция по гидроразрыву пласта на скважине № 111. Дополнительная добыча нефти за 2010 г. составила 12,7 тыс. т.

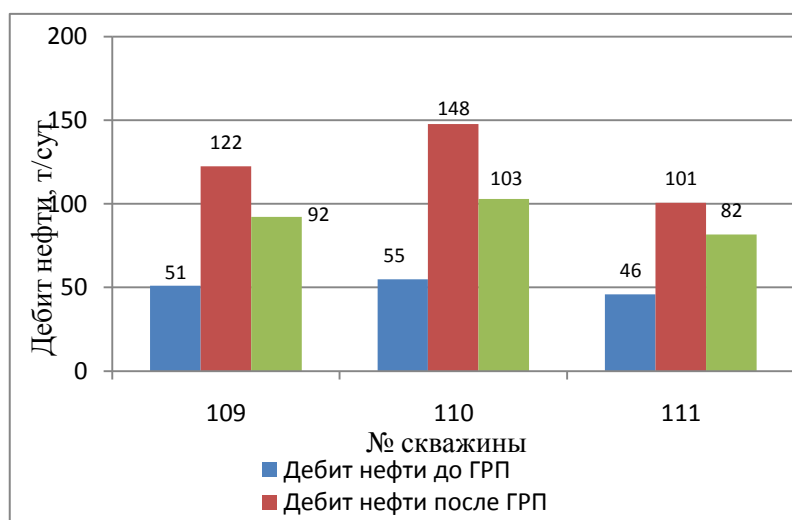


Рис. 2. Изменение дебитов нефти в процессе эксплуатации до и после ГРП за 2010 г.

Как видно из диаграммы наибольшая эффективность от процесса ГРП наблюдается в скважине №110, где дебит нефти после ГРП увеличился в 2,7 раза. А установившийся дебит нефти превышает первоначальный почти в 2 раза.

В целом гидроразрыв пласта зарекомендовал себя как высокоэффективное мероприятие по интенсификации притока нефти. По итогам проведения гидроразрывов пласта были определены перспективы дальнейшего использования данного метода на Казанском НГКМ, в результате которых планируется осуществление нескольких операций ГРП в 2011 г. [1].

На основании опыта проведения ГРП можно судить о характере поведения скважин после процесса и выявить причины отклонения режимов работы скважин от ожидаемых. В первые два - три месяца происходит увеличение притока в скважину. В дальнейшем происходит постепенный спад продуктивности скважины. Не все скважины ведут себя в процессе эксплуатации как ожидалось, и в большинстве случаев это не зависит от успешности проведения ГРП, а связано с работами, проведенными на скважинах после ГРП: глушение скважин соевым раствором, срыв и извлечение пакера из скважины, спуск пера-воронки на колонне НКТ и промывка скважины от пропанта, освоение скважины компрессированием, спуск в скважину подземного оборудования [2].

Эффективность проведения ГРП зависит от близости значения давления нагнетания к расчетному. Превышение значения давления нагнетания над расчетным может иметь место по следующим причинам: низкая вязкость закачиваемой жидкости, высокая степень загрязнения призабойной зоны пласта, сопротивление притоку

в зоне интервала перфорации. Также эффективность зависит от вязкости геля (жидкости – песконосителя), некачественной перфорации. На основе проведенного анализа эффективность также связана с неоднородностью продуктивного пласта, расчлененностью, т.е. наличием глинистых либо карбонатных прослоев в различных частях разреза скважины [3].

Для данной площади месторождения можно сделать следующие выводы:

Проведение ГРП позволило улучшить технологические показатели разработки. Коэффициент увеличения дебита нефти после ГРП в среднем составил 1,94 раза.

В среднем дополнительно накопленная добыча нефти после ГРП составила 14,8 тыс. т на одну операцию.

Коэффициент успешности проведения ГРП составил 100%.

Количество проппанта, закачанного при ГРП в пласт, варьирует от 36 до 41 тонны, при среднем значении 39 т. Давление гидроразрыва находится в диапазоне от 26,4 до 32 МПа, среднее значение составляет 28,5 МПа.

Литература

1. Фондовые источники ОАО «Томскгазпром»
2. Курамшин Р.М. «Оценка влияния применения гидроразрыва пласта на объем вовлекаемых в разработку запасов нефти» – Нефтепромысловое дело, – №4, 1999
3. Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин» – М.: Недра, 1989
4. Ссылки электронных сайтов: <http://www.ogbus.ru/>

СИСТЕМА СБОРА ПРОДУКЦИИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН И УТИЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

С.В. Кудашев

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета, г. Нефтеюганск, Россия

Сброс пластовых вод непосредственно на кустовых площадках – это наиболее эффективная мера по обеспечению надежности и экономичности всей системы промышленного сбора [1]. При этом решается задача наиболее полной выработки нефтяных месторождений. Продукция скважин, имеющих высокую обводненность 80% и более, высокую естественную температуру 30 – 40 °С и невысокое содержание механических примесей до 20 мг/л, может непосредственно закачиваться в пласт через бездействующие обводнившиеся скважины для поддержания пластового давления. Это позволяет осуществлять эффективное разделение с высокой степенью на фазы без дополнительного нагрева продукции и с уже имеющимся объёмом (бездействующие обводнившиеся скважины) отстойного оборудования.

В работе рассматриваются вопросы, связанные с сокращением материальных затрат на добычу воды для системы поддержания пластового давления, на сбор и подготовку продукции высокообводнённых скважин при одновременном увеличении нефтеотдачи пласта.

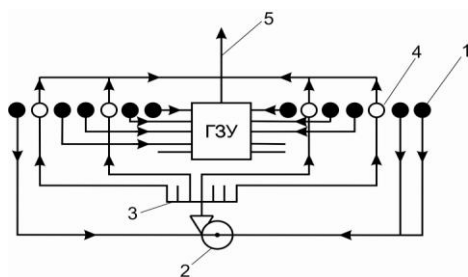


Рис. 1. Принципиальная схема кустовой системы сбора продукции высокообводнённых скважин и закачки её в пласт.

Кустовая система (рис. 1) включает куст нефтяных добывающих скважин 1, часть которых подключена непосредственно к ГЗУ, а другая часть добывающих скважин с высокой обводненностью соединена выкидными линиями ГЗУ со входом насоса-компрессора 2. Выход насоса-компрессора 2 соединён с распределительной гребёнкой 3, которая соединена выкидными линиями ГЗУ с бездействующими обводнившимися скважинами 4. Отбор нефти и газа из межтрубного пространства нагнетательных скважин производится в нефтесборный коллектор 5.

Сущность технического решения заключается в том, что продукция скважин, имеющая высокую обводненность, закачивается по лифтовым трубам через насадок. Насадок формирует плоский тангенциальный пристеночный нисходящий поток закачиваемой жидкости. В центральной части ствола скважины скорость тангенциального нисходящего потока равна нулю. В результате создаются условия для формирования двух встречно направленных потоков: тангенциального нисходящего пристеночного потока продукции высокообводнённых скважин и восходящего осевого потока глобул нефти и газа, выделяющихся из продукции обводнённых скважин. Это приводит к непрерывному накоплению в верхней части ствола скважины нефти и природного газа. Отбор нефти и природного газа производится из межтрубного пространства нагнетательных скважин фонтанным способом в нефтесборный коллектор, а вода нагнетается в пласт.

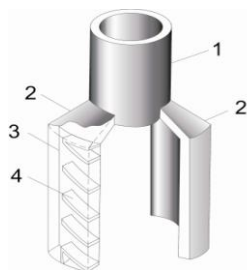


Рис. 2. Устройство насадки для формирования тангенциального пристеночного нисходящего потока.

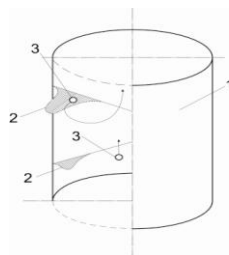


Рис. 3. Развитие тангенциального пристеночного нисходящего потока закачиваемой жидкости.

Насадок (рис. 2) для формирования тангенциального пристеночного нисходящего потока закачиваемой жидкости представляет собой головку 1 с присоединительной резьбой, необходимой для присоединения его к колонне лифтовых труб, и двух отводов 2. Внутри отводов 2 расположены вертикальный канал 3, обеспечивающий равномерное распределение потока вдоль отводов, и решётка направляющих пластин 4. Профиль направляющих пластин 4 формирует плоский тангенциальный пристеночный нисходящий под углом 45° к поперечному сечению ствола скважины поток закачиваемой жидкости.

Развитие тангенциального пристеночного нисходящего потока закачиваемой жидкости (рис. 3) связано с взаимодействием, истекающей из насадка жидкости, с жидкостью, заполняющей цилиндрическое пространство ствола скважины 1. На пристеночные закрученные струи, развивающиеся внутри цилиндрического канала 1, сильное влияние оказывает взаимодействие струи со стенкой. Поэтому в пристеночной части струи происходит резкое изменение скорости потока. В результате формируется тангенциальный нисходящий поток с максимальным значением скорости вблизи стенки цилиндрического канала (эпюры скорости 2). В центральной части цилиндрического канала скорость тангенциального нисходящего потока равна нулю. Глобулы нефти и газа 3, содержащиеся в продукции высокообводненных скважин, вытесняются более тяжёлой дисперсной средой (водой) в область течения с меньшими скоростями, т.е. к осевой области ствола скважины. Это приводит к формированию двух встречно направленных потоков: тангенциального нисходящего пристеночного потока закачиваемой жидкости и восходящего осевого потока глобул нефти и газа.

Для доказательства существования области течения, в которой одновременно реализуются два встречно направленных потока, проводилось физическое моделирование. Модель нагнетательной скважины представляла собой стеклянную трубку внутренним диаметром 10,6 мм и длиной 0,7 м. Внутри этой трубки размещался насадок, конструкция которого приведена на рис. 2. Эта трубка размещалась внутри стеклянного цилиндрического стакана, длина которого превышала длину трубки. Насадок был соединён полиэтиленовой трубкой с ёмкостью, изменение высоты расположения которой позволяло изменять расход воды через насадок, т.е. изменять приёмистость скважины.

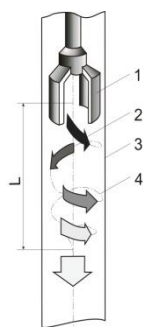


Рис. 4. Принципиальная схема экспериментальной установки.

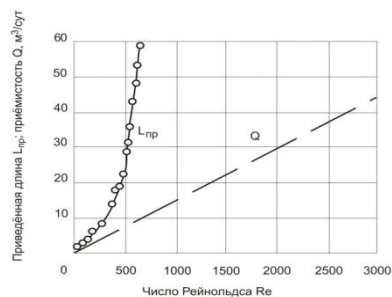


Рис. 5. Зависимость приведённой длины и приёмистости скважины от числа Рейнольдса.

Обычная питьевая вода (рис. 4) подавалась в трубку через насадок 1. Стенки отводов насадка находились на расстоянии 1 мм от стенки трубки. Выходное сечение щелей каждого из отводов составляло 11×1 мм. С помощью шприца внутрь одного из отводов через капилляр внутренним диаметром 0,49 мм вводилась небольшая порция подкрашенной тушью воды – «метка» 2. Наблюдение за «меткой» в процессе её движения внутри трубки 3 позволяло установить траекторию 4 движения тангенциального нисходящего потока воды. На некотором расстоянии L «метка» достигала оси трубки. Расстояние L характеризует геометрические размеры области течения, в которой происходит перестройка структуры течения от плоского тангенциального пристеночного нисходящего потока к обычному движению жидкости в цилиндрическом канале.

Основным безразмерным критерием подобия течения жидкости в цилиндрических каналах является число Рейнольдса

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu} = \frac{4 \cdot \rho \cdot Q}{\pi \cdot d \cdot \mu},$$

где $\rho = 10^3 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды; v – средняя по сечению потока скорость, м/с; d – диаметр цилиндрического канала, м; Q – объемный расход воды, м³/с; $\mu = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ – коэффициент динамической вязкости. Число Рейнольдса определялось по параметрам течения за областью переходного участка. В качестве второго безразмерного критерия подобия течения использовалась приведенная длина переходного участка $L_{np} = \frac{L}{d}$, где L – измеряемая длина переходного участка; d – диаметр цилиндрического канала. Экспериментально изучалась зависимость приведенной длины от числа Рейнольдса $L_{np} = f(Re)$, область исследования которой определялась возможностями экспериментальной установки и была ограничена значениями $Re < 650$. Зависимость $Q = f(Re)$ определялась из формулы для определения числа Рейнольдса через приемистость скважины. Из рис. 5 следует, например, для скважины с диаметром ствола 216 мм при приемистости 10 м³/сут длина переходной области, в которой происходит интенсивное разделение фаз, составляет

$$L = L_{np} \cdot d = 50 \cdot 0,216 \text{ м} = 10,8 \text{ м}.$$

Время нахождения τ глобул нефти и газа в центробежном поле обратно пропорционально квадрату диаметра d глобул и квадрату угловой скорости ω потока [2]

$$\tau = \frac{18 \cdot \mu}{d^2 \cdot \omega^2 \cdot \rho} \cdot \ln \frac{R}{r_0},$$

где R – радиус цилиндрического канала; r_0 – расстояние от оси цилиндрического канала до до границы плоского тангенциального потока. С увеличением d и ω время нахождения глобул нефти и газа в центробежном поле резко сокращается, т.е. наиболее эффективная область разделения фаз соответствует начальному участку переходной области.

Предлагаемое техническое решение обеспечивает по сравнению с существующими системами:

- исключение материальных затрат для системы ППД за счет существующей системы кустового оборудования;
- сокращение затрат на обустройство кустовых площадок самостоятельными системами сепарации;
- повышение нефтеотдачи пластов за счёт их локального заводнения.

Литература

1. Стратегическое развитие систем сбора и транспорта высокообводнённой продукции скважин ОАО «АНК «Башнефть» / Д.Ю. Гизбрехт и др. // Нефтяное хозяйство. 2010. – № 2. – С. 102 – 105.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 319 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ С КОМПЛЕКСНЫМИ СВОЙСТВАМИ ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

А.Р. Мавлиев, Д.В. Мардашов

Научный руководитель профессор М.К.Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В нефтегазовой отрасли происходит непрерывное совершенствование техники и технологии в процессах добычи нефти, направленное на повышение эффективности эксплуатации скважин и увеличение нефтеотдачи залежи и, тем не менее, актуальность данной проблемы со временем только возрастает. Основной причиной данного противоречия является вступление большинства нефтяных месторождений в завершающую стадию разработки, и связанное с этим увеличение доли трудноизвлекаемых запасов.

Важнейшим способом повышения эффективности эксплуатации скважин, несомненно, является улучшение качества выполнения ремонтных работ на скважине. Одним из вариантов достижения данной цели можно считать использование высокоэффективных технологических жидкостей (ТЖ) комплексного действия в процессе проведения ремонтных работ. Таким образом, ТЖ должны обладать набором свойств, одновременно удовлетворяющих экономическим, технологическим, геологическим и экологическим требованиям. Поэтому с большой уверенностью можно утверждать, что разработка эффективных технологических жидкостей, обладающих комплексными свойствами, является весьма актуальной задачей для нефтяной отрасли.

Анализ отечественного и зарубежного опыта применения жидкостей глушения и стимуляции скважин подтверждает необходимость наличия следующих свойств:

- высокая агрегативная стабильность при повышенных температурах (до 80 °С);
- технологичность (быстротой приготовления и простотой регулирования основных свойств ТЖ: плотности и реологических свойств);
- гидрофобизация поверхности порового пространства породы - коллектора призабойной зоны пласта (ПЗП);
- улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти;

- замедление коррозии внутрискважинного оборудования;
- снижение редукции сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ);
- поглощение сероводорода.

Многочисленные лабораторные исследования и промысловый опыт показывают, что описанными свойствами в большей степени обладают ТЖ на углеводородной основе, в состав которых входят поверхностно-активные вещества (ПАВ), такие как: эмульгатор, гидрофобизатор, ингибитор коррозии, бактерицид, нейтрализатор сероводорода [1,3].

Несколькими коллективами при активном содействии профессора Рогачева М.К. были разработаны технологические жидкости для ремонта скважин, наиболее эффективными и известными из которых являются:

- «Состав УНИ-1», основными компонентами которого (до 90 – 95%) являются отходы и полупродукты производства высокомолекулярных углеводородных спиртов (полиглицеринов);
- «Состав УНИ-3» готовящийся путем перемешивания двух компонентов: триэтаноламина технического, полученного оксигидратацией аммиака (30% об.) и пластовой или сточной воды хлоркальциевого типа (70% об.);
- «Состав УНИ-4», представляющий однопроцентную водную дисперсию композиции трех химических реагентов: гидрофобизатора, ингибитора коррозии и бактерицида;
- «Состав ОВНЭ», представляющий обратную водонефтяную эмульсию с эмульгатором на основе продукта реакции полиэтиленполиамина и легкой фракции талового масла;
- «Состав ОКНЭ», являющийся обратной кислотонефтяной эмульсией (в качестве кислоты используется соляная), с эмульгатором на основе продукта реакции полиэтиленполиамина и легкой фракции талового масла;
- «Состав ВГС», представляющий собой водный гидрофобизирующий состав-дисперсию продукта реакции триэтаноламина с жирными кислотами талового масла.

Опыт применения описанных составов подтвердил правильность выделения данных составов в две группы по их назначению:

Гидрофобная эмульсия на углеводородной основе (дизельное топливо или нефть выступают в качестве дисперсионной среды, а вода является дисперсной фазой), при этом добавка определенных ПАВ, придает ей специальные свойства;

Водная дисперсия ПАВ небольшой концентрации.

В данной работе в результате анализа лабораторных исследований представлены прикладные свойства некоторых составов, приведенных выше. Совмещение данных свойств позволит получить высокоэффективный состав, обладающий комплексными свойствами.

При разработке эффективного гидрофобного эмульсионного состава (ГЭС) первоочередной задачей является повышение его агрегативной стабильности при применении в условиях повышенных пластовых температур, в частности, на месторождениях Западной Сибири. В результате лабораторных экспериментов была получена оптимальная концентрация эмульгатора на основе полиэтиленполиамина и легкой фракцией талового масла для достижения 100% агрегативной устойчивости при 80 °С (табл. 1).

Таблица 1

Состав и технологические параметры обратных эмульсий

Состав обратной эмульсии, % об.			Содержание растворенных в водной фазе солей		Плотность, г/см ³	Термостабильность при 80 °С, сут.
эмульгатор	дизельное топливо	водная фаза	концентрация, %	химическая формула		
3	47	50	10	CaCl ₂	0,954	6
3	37	60	40	CaCl ₂	1,165	10
3	27	70	40	CaCl ₂	1,223	10
3	17	80	40	CaCl ₂	1,278	10
3	17	80	50	ZnCl ₂	1,420	10

Плотность ГЭС регулируется в широких пределах изменением соотношения водной фазы, а также варьированием концентрации растворимого в воде хлорида кальция или хлорида цинка. Реологические свойства ГЭС легко задаются содержанием водной фазы в составе (рис.), к примеру, при варьировании водной фазы от 30 % до 90 % эффективная вязкость изменяется соответственно от 1,2 мПа*с до 9400 мПа*с).

Данные ГЭС относятся к неньютоновским жидкостям. Динамическая вязкость в таких составах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига, что позволяет регулировать степень проникновения эмульсии в пласт. Лабораторными фильтрационными исследованиями установлено, что коэффициент восстановления проницаемости пород-коллекторов при контакте с обратными эмульсиями составляет 0,80 – 0,95, а при контакте с системами на водной основе – 0,05 – 0,35. В последнем случае проницаемость по нефти снижается в 2 – 6 раз. Глушение скважин обратными эмульсиями сопровождается сохранением дебитов по нефти после ремонтных работ, а также легкостью их освоения.

Ранее проведенными исследованиями установлено, что неионогенные ПАВ типа оксигидратированных алкилфенолов (ОП-4, ОП-10), блоксополимеров окисей этилена и пропилена (сепароли), оксигидратированных и оксипропилированных оксиспиртов (ноналы), непосредственно введенные или перешедшие в нефть путем диф-

фузии из водных растворов, подавляют аномалии ее вязкости, в результате чего реологические свойства нефти приближаются к свойствам ньютоновской нефти, улучшаются условия ее фильтрации в пористой среде, увеличивается коэффициент вытеснения нефти из образцов горной породы (табл. 2) [1].



Рис. Зависимость эффективной вязкости ГЭС от содержания водной фазы при скорости сдвига 25 с^{-1} при $80 \text{ }^\circ\text{C}$

Таблица 2
Влияние водных растворов ПАВ на реологические параметры стабилизированной нефти Сергеевского месторождения

Параметр	Нефть после контакта с водным раствором ПАВ массовой концентрации			
	0	0,05% неонла АФ9-12	0,05% неонла ДАР-18	0,05% неонла ДАР-18 плюс 0,02% неонла АФ9-12
ПДНС, Па	0,00896	0,00688	0,00784	0,00649
Эффективная вязкость нефти с неразрушенной структурой, мПа*с	302	277	260	205
ИАВ	6,4	5,5	5,2	4,0

Под условным сокращением ПДНС понимается предельное динамическое напряжение сдвига, т.е. граничное напряжение сдвига, соответствующее началу интенсивного разрушения структуры и снижения эффективной вязкости нефти, а ИАВ – индекс аномалий вязкости, определяемый как отношение вязкости нефти с неразрушенной структурой к вязкости нефти с предельно разрушенной структурой.

Исследования коррозионной активности составов УНИ (УНИ-1 и УНИ-3) с добавлением к ним ингибитора коррозии «Нефтехим» в количестве 100 мг/л показали их защитное действие к металлу по сравнению с моделью пресной воды в пределах 95%. Так, если в пресной воде скорость коррозии металлической пластинки $0,0039 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$, то в исследуемых составах $0,0002 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$. Кроме того, составы УНИ с добавлением к ним ингибитора коррозии «Нефтехим-3» в количестве 100 мг/л были испытаны на способность подавлять СВБ. Результаты испытаний показали наличие у них бактерицидных свойств. Так, концентрация этих составов в воде для 100% подавления СВБ составила 700 мг/л [1].

Состав УНИ-3 представляет собой водный раствор триэтаноламина технического, а этот реагент, как известно, является хорошим поглотителем сероводорода посредством реакции хемосорбции. По результатам взаимодействия сероводорода и состава УНИ-3 с добавлением к нему ингибитора коррозии «Нефтехим-3» в количестве 100 мг/л была выявлена поглощающая способность данного состава к сероводороду равная 3,8 [1].

Наличие описанных выше свойств в комплексе в одном составе позволяет решить задачу по улучшению реологических и фильтрационных свойств нефти, ингибированию коррозии металлов, подавлению СВБ и нейтрализации сероводорода. Данный эффект предлагается получить за счет рационального смешения химических реагентов, включающих ПАВ, нового поколения.

Технологическая жидкость с комплексными свойствами имеет широкую область применения и может быть рекомендована для использования в качестве:

- жидкости глушения скважин при подземном ремонте;
- потокоотклоняющей жидкости при обработках призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин;
- надпакерной жидкости нагнетательных скважин;
- консервационной жидкости в добывающих и нагнетательных скважинах.

Литература

1. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с.

2. Рогачев М.К. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте / М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов, К.В. Стрижнев, Ю.В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т.5. – № 2. – С.55 – 58.
3. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДВУХ ПЛАСТОВ В ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

В.В. Макарин, Д.И. Плотников

Научный руководитель доцент С.Ю. Борхович

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск, Россия

Одним из перспективных направлений в области совершенствования технологии разработки, является применение систем совместной эксплуатации нескольких объектов (пластов) на многопластовых месторождениях, с использованием многопакерносекционных компоновок. Начиная с 2008 г., на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» внедряется технология одновременно-раздельной эксплуатации (далее ОРЭ). Установлено, и работает 25 комплектов оборудования.

На Гремихинском, Ельниковском, Киенгопском, Лиственском и Мишкинском месторождениях общества ведутся испытания и внедрение трёх различных типов компоновок оборудования: ЭЦН-ШГН, ЭВН-ШГН и АПК «Спрут». Данные компоновки дают возможность реализации раздельного учета добываемой продукции, производить исследования, а так же контролировать давление в пластах и проводить ремонт промышленного оборудования, то есть они полностью отвечают требованиям Госгортехнадзора об эксплуатации нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной.

При подборе скважин для внедрения ОРЭ руководствуются следующими требованиями: герметичная обсадная колонна; высокое качество цементирования, то есть отсутствие перетоков пластовых флюидов; глубина скважины – не более 3500 м.; расстояние между разобщаемыми пластами – не менее 10 м.; температура пластов – не более 373 К.; вязкость продукции – не более 100 мПа*с.; дебит жидкости по каждому пласту при ОРЭ – от 10 до 200 м³/сут.; газосодержащие – от 0 до 400 м³/м³.; обводненность – от 0 до 99%; устьевое давление – от 1 до 4 МПа [2].

Для возможности внедрения технологии, прежде всего, рассматриваются скважины, уже эксплуатирующие совместно несколько пластов с различными геолого-техническими условиями, особенно когда каждый из пластов имеет свое, отличное от другого, значение. Иначе, в момент остановки скважины или при её эксплуатации на низких депрессиях, разница пластового давления может привести к перетокам из пласта с высоким давлением в пласт с низким давлением. Кроме того, возможен недобор нефти вследствие разницы оптимального забойного давления в пластах [5].

Хорошо зарекомендовала себя схема оборудования для ОРЭ ЭЦН-ШГН, которая внедрена на 22 скважинах. Получен прирост по дебиту нефти до 6 т/сут [3]. Схема ЭЦН-ШГН-ПЭД в кожухе (рис. 1), где 1 – насос ШГН, 2 – насос ЭЦН, 3 – установка ОРЭ (ТМС + ПЭД + гидрозащита + входной модуль + удлинитель в высокогерметичном кожухе), 4 пакер якорь трубодержатель. Эта схема давно внедряется на различных добывающих предприятиях по всей России, она обладает высокой надежностью по сравнению с более новыми технологиями и позволяет легко регулировать темпы отбора жидкости по каждому горизонту в отдельности. Наряду с этим, схема, которая внедряется в «Удмуртнефти» имеет несколько конструктивных особенностей, в частности в узлах смешивания скважиной жидкости применяют входной модуль ЭЦН в высокогерметичном кожухе с кабельным удлинителем, а смешение жидкости происходит выше насоса ШГН [1]. Но суть технологии остается неизменной – верхний пласт разрабатывается с применением вставного насоса ШГН, а нижний разрабатывается с применением ЭЦН. На скважинах Ельниковского месторождения проводились испытания не совсем стандартной компоновки, когда ЭЦН спускается под нижний гидромеханический пакер с кабельным вводом (П-ЭГМ), но в силу трудности проведения КРС при такой схеме, пока внедрено лишь 5 комплектов оборудования.

На месторождениях предприятия планируется провести испытания компоновки ЭВН-ШГН, данный выбор обусловлен частыми случаями заклинивания и отсутствия подачи при работе ЭЦН. Схема ЭВН-ШГН позволит более эффективно вести откачку высоковязкой эмульсионной жидкости. В данной компоновке будет использован пакер П-ЭГМ и насос ЭВН будет спущен непосредственно под пакер.

На предприятии используется еще одна схема ОРЭ – аппаратно-программный комплекс «Спрут» с ЭЦН. 3 единицы введены в производство в этом году, еще 3 планируется ввести в 2011 г. АПК «Спрут» (совместная разработка ОАО НПФ «Геофизика» и ДООО «ИРЗ ТЭЖ») включает в себя скважинные геофизические модули, погружной модуль телеметрии с датчиками контроля работы электронасоса, наземный блок (питание, прием, хранение и передача информации) и программное обеспечение.

Модуль телеметрии обеспечивает передачу геофизической информации на поверхность и позволяет контролировать технологические параметры электронасоса: температуру и давление масла и окружающей среды,

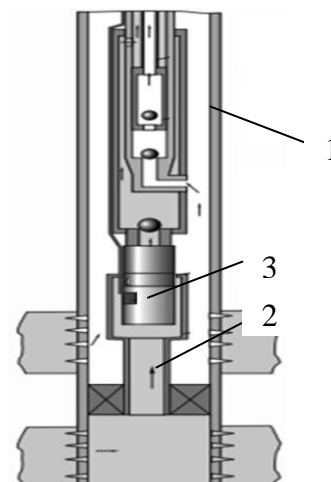


Рис. 18. Схема ЭЦН-ШГН ПЭД с кожухом.

вибрацию корпуса ПЭД и сопротивление изоляции жил кабеля ЭЦН. Наземный блок обеспечивает прием и архивацию информации о работе пластов и УЭЦН.

Легко интегрируется в существующие диспетчерские системы промысла. Может комплектоваться системами передачи данных. Геофизический модуль обеспечивает измерение давления, температуры, расхода жидкости, влагосодержания скважинного флюида. Программное обеспечение АПК «Спрут» обеспечивает предварительную обработку, визуализацию и интерпретацию скважинной информации. Возможен дистанционный контроль УЭЦН. Неоспоримым преимуществом данной технологии является возможность мониторинга разработки многопластовых объектов в режиме реального времени, а также производить оперативный контроль и управление работы электронасоса.

При площадном применении технологии АПК «Спрут» дает возможность управления разработкой месторождения с помощью дистанционного контроля и управления оборудованием, установленным на нефтяном месторождении.

Данная технология наиболее перспективна, но на сегодняшний день геофизический модуль, применяемый в АПК «Спрут», не дает возможность проведения полного исследования пластового флюида. Все оборудование, испытываемое на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» смешивает жидкости еще до подъема на поверхность, это не только конструктивная особенность компоновок, но и особенность месторождений на которых оборудование внедряется.

Во-первых, скважины имеют малый диаметр обсадной колонны, что не дает возможность спускать параллельные колонны НКТ, а во-вторых, физико-химические свойства пластов и нефтей на данных горизонтах не сильно различаются и внедрение технологии ОРЭ обусловлено лишь условиями лицензирования данных месторождений. Оборудование для ОРЭ внедряемое на данном предприятии показывает высокую технологическую и экономическую эффективность (рис.2).

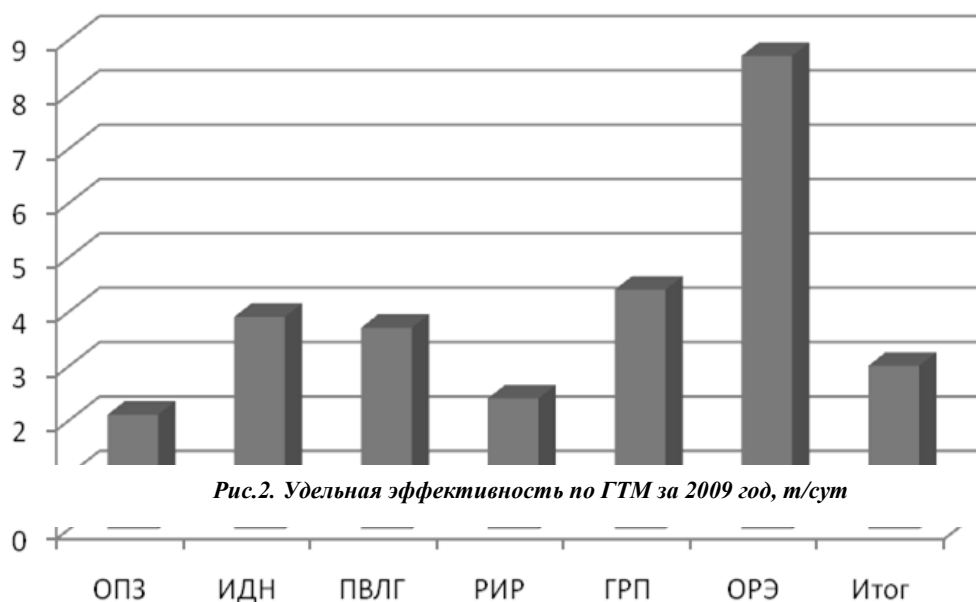


Рис.2. Удельная эффективность по ГТМ за 2009 год, т/сут

Со временем планируется довести фонд скважин, работающих по технологии ОРЭ, до 500 штук с планируемым плановым приростом по скважинам не менее 3 т/сут. Кроме того, необходим поиск и испытание альтернативных схем оборудования для ОРЭ для охвата всех групп скважин-кандидатов, отличающихся геолого-технологическими особенностями, а также совершенствование существующих схем для снижения брака и увеличения МРП. Необходимо решать проблему борьбы с АСПО при применении технологии ОРЭ, так как вследствие конструктивных особенностей оборудования, промывка ГНО нижнего объекта невозможна [4]. Основными причинами отказов ГНО, как видно на диаграмме, стали заводской брак (9 отказов) и АСПО (7 отказов), что составило 47%, кроме того высокую долю отказов происходит по причине заводского брака 19%. Для снижения брака необходима более тесная работа с поставщиками оборудования, направленная на повышение качества.

Литература

1. Одновременно-раздельная добыча и одновременно-раздельная закачка // Инженерная практика. – 2010. – №4. – С. 76 – 81.
2. Максutow Р.А., Доброскок Н.Е., Зайцев Ю.В. Одновременно раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974.
3. Доклад об оценке работоспособности внедренных комплексов оборудования для ОРЭ // отдел по работе с механизированным фондом скважин УДНГ ОАО «Удмуртнефть».
4. Отчет об отказах насосного оборудования за 2009 – 2010 год // управление повышения производительности резервов ОАО «Удмуртнефть».

5. Одновременно раздельная эксплуатация скважин (подборка материалов), 2007.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.

В.И. Марьянчик

Научный руководитель профессор А.В. Минеев
Сибирский федеральный университет, г Красноярск, Россия

Технология интенсификации притоков углеводородов гидравлическими импульсами обеспечивает приложении гидравлических сил переменного направления на частицы кольматанта в условиях депрессии с преобладанием величины депрессии над репрессией, то есть с преимущественным направлением давления из пласта в скважину. При этом важным фактором, приводящим к росту фильтрационных характеристик пород коллектора при использовании гидродинамического пульсатора, является импульсный возвратно-поступательный характер воздействия на пласт перекачиваемой жидкости. Импульс давления на первом этапе направляет рабочую жидкость в пористую среду, а на втором этапе жидкость движется обратно. Таким образом, на кольматант воздействуют высокой энергией, что способствует движению твердых частиц по фильтрационным каналам в скважину, очистке от них ПЗП, увеличению проницаемости ПЗП и производительности скважин.

Рассмотрим физический процесс движения частицы в направлении пласта, для определения скорости течения жидкости на расстоянии R от центра скважины необходимо установить зависимость распределения давления от центра скважины в направлении пласта создаваемым гидравлическим импульсом.

Для определения давления распределения давления вокруг скважины на расстоянии R во время распространения импульса используем дифференциальную форму уравнения фильтрации:

$$Q = 2\pi R \cdot h \cdot v_{жс} = -2\pi R \cdot h \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dR}; \quad (1)$$

Где: $2\pi R h$ - площадь сечения цилиндрического порового пространства произвольного радиуса R , проведенного из центра скважины;

h - действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация;

k - проницаемость пласта;

μ - динамическая вязкость жидкости;

$v_{жс}$ - скорость течения жидкости (фильтрации) на расстоянии R ;

$\frac{dp}{dR}$ - градиент давления;

$$\frac{dR}{R} \frac{\mu}{kh} = -\frac{2\pi}{Q} \cdot dp; \quad (2)$$

Проинтегрируем вышеуказанное уравнение в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_0 с пластовым давлением P_0 до внешней окружности R , на котором существует давление P_2 в произвольной точке 2. Таким образом,

$$\int_{r_0}^R \frac{dR}{R} \frac{\mu}{kh} = -\frac{2\pi}{Q} \cdot \int_{P_0}^{P_2} dp; \quad (3)$$

Так как $\mu/kh = \text{const}$, получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\frac{\mu}{kh} \cdot (\ln R - \ln r_0) = \frac{2\pi}{Q} \cdot (P_2 - P_0); \quad (4)$$

Подставив уравнения Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi hk(P_K - P_0)}{\mu \ln \left(\frac{r_K}{r_0} \right)}; \quad (5)$$

Где r_K = радиус внешней окружности называемой контуром питания, на котором существует постоянное пластовое давление P_K .

Получим выражение:

$$\ln \frac{R}{r_0} = \frac{(P_2 - P_0)}{P_K - P_0} \cdot \ln \frac{r_K}{r_0}; \quad (6)$$

Формула распределения давления вокруг скважины имеет вид:

$$P_2 = P_0 + (P_K - P_0) \frac{\ln \frac{R}{r_0}}{\ln \frac{r_K}{r_0}}; \quad (7)$$

Формула распределения скорости вокруг скважины имеет вид:

$$v_{ж} = - \frac{k(P_K - P_0)}{\mu \ln \left(\ln \frac{r_K}{r_0} \right) R}; \quad (8)$$

Для построения функций распределения давления и скорости, принимаем следующие значения:

$P_0 = 11,5$ МПа;
 $P_K = 11$ МПа;
 $r_K = 50$ м;
 $r_0 = 0,12$ м;
 $k = 40 \cdot 10^{-12}$ м²;
 $\mu = 2,8 \cdot 10^{-3}$ Па·с;

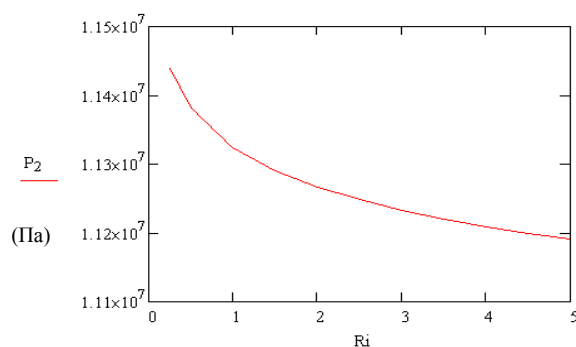


Рис.1. График распределения давления при прямом импульсе

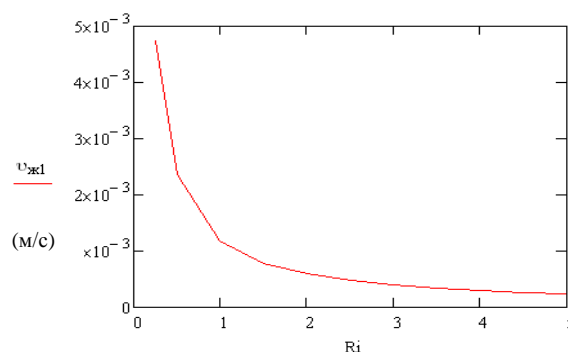


Рис.2. График распределения скорости движения жидкости при прямом импульсе

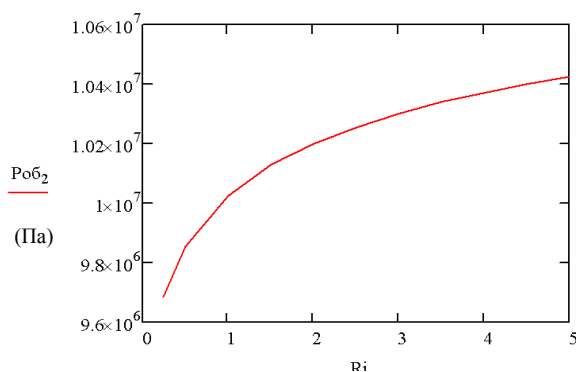


Рис.3. График распределения давления при обратном импульсе

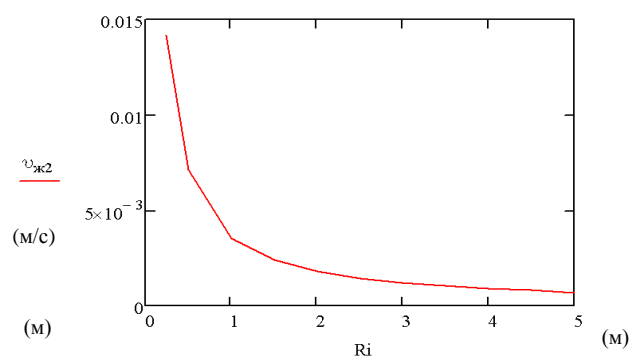


Рис.4. График распределения скорости движения жидкости при обратном импульсе

Заключение: вышенайденные значение скорости движения жидкости из пласта в скважину (таблица №4) при обратном импульсе превышает скорость движения жидкости из скважины в направлении пласта (таблица №2) при прямом импульсе и подтверждает, что движение частиц направлено к центру скважины.

Литература

1. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. Учебное пособие – М.: «Недра», 1972, – С. – 360.
2. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Т. VI. Гидродинамика. – 3-е изд., перераб. – М.: Наука. гл. ред. физ-мат. Лит., 1987. – 736 с.

ОБУЧЕНИЕ СТУДЕНТОВ ОСНОВАМ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Е.Л. Мещерякова¹, Е.Р. Иванов²

Научный руководитель доцент И.А. Иванова¹

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

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

Актуальность преподавания в университете курса по геолого-гидродинамическому моделированию залежей нефти и газа обусловлена в первую очередь высокой потребностью нефтяных компаний в высококвалифицированных специалистах, владеющих основными программными продуктами в области компьютерного моделирования геологии и разработки месторождений. Таким образом, обучение студентов навыкам работы с современными программными комплексами должно обеспечивать подготовку конкурентоспособных специалистов для работы на нефтегазодобывающих предприятиях, а также в научно-исследовательских и проектных институтах [1], [2].

Оснащение компьютерных классов кафедры геологии и разработки нефтяных месторождений современными средствами вычислительной техники и академическим лицензионным программным обеспечением позволило установить и использовать в учебном процессе отечественные (DV-GEO) и зарубежные (комплекс PETREL-ECLIPSE) программные продукты. Это дает возможность проводить практические занятия для всей учебной группы.

Программный комплекс DV-GEO (ОАО «Центральная геофизическая экспедиция») является инструментом многомерного динамического визуального анализа больших объемов геолого-геофизических и промысловых данных и обеспечивает высокую точность, надежность и эффективность интерпретации геолого-геофизической информации. Эта компьютерная технология предназначена для создания и поддержки трехмерной геолого-технологической модели залежей углеводородов.

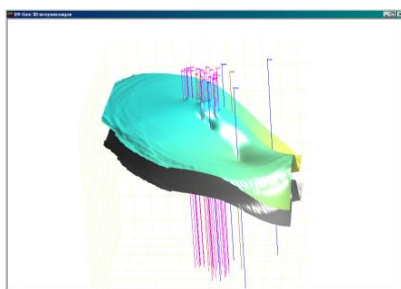


Рис. 1. Трехмерная геологическая модель

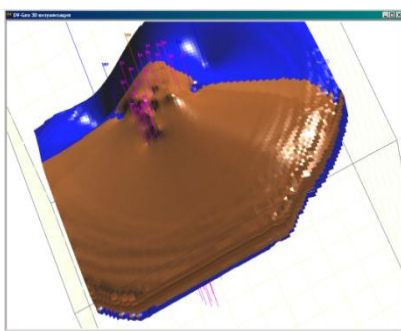


Рис. 2. 3D-визуализация куба нефте-

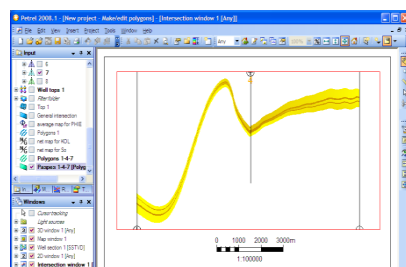


Рис. 3. Геологический разрез по линии скважин

В качестве примера на рис. 1 приведен результат создания геологической модели нефтяного месторождения. Одним из этапов моделирования в DV-GEO является построение кубов петрофизических параметров, участвующих в подсчете запасов и гидродинамическом моделировании (рис. 2).

Программный комплекс PETREL (компания Schlumberger) предназначен для проведения целого спектра работ: от интерпретации данных сейсморазведки, построения 3D геологических моделей до гидродинамического моделирования.

Создание геологических моделей является основой для проектирования разработки месторождений. На рис. 3, 4 приведены геологический разрез по линии скважин и подсчетный план, полученные в результате трехмерного геологического моделирования в PETREL.

Модуль разработки в современной версии PETREL является отправной точкой для детального гидродинамического моделирования, позволяя без потерь перейти от создания геологической модели к подготовке и расчету гидродинамической модели в выбранном симуляторе семейства ECLIPSE. Также PETREL может быть использован для предварительной и завершающей обработки данных, таких как свойства флюидов, способ заканчивания скважин, история добычи и планирование геолого-технологических мероприятий (ГТМ).

В состав семейства ECLIPSE входят симуляторы:

- Black-Oil (нелетучая нефть);
- Compositional (композиционная модель);
- Thermal (термальная модель);
- Streamline (симулятор линий тока);

Преподаваемый курс знакомит студентов с основами гидродинамического моделирования с использованием ECLIPSE Black-Oil (модель черной (нелетучей) нефти). В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, растворенного газа и воды. Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании систем разработки залежей с их последующей оптимизацией, в частности, системы заводнения для поддержания пластового давления. Курс лекций включает в себя изучение основных этапов построения фильтрационной модели месторождения, а именно: определение структуры и типа геометрии сетки модели; задание свойств пласта и насыщающих его флюидов; инициализацию модели (задание начальных условий моделирования); моделирование водонасыщенных пластов, оказывающих воздействие на разработку месторождения и т.д.

Также в рамках теоретического курса студенты знакомятся с форматами ключевых слов и записей, используемыми при создании и работе с фильтрационными моделями в симуляторе ECLIPSE 100. Выполнение практических заданий формирует у студентов навыки построения моделей месторождений. Студенты в ходе практических занятий неоднократно создают гидродинамические модели залежей углеводородов с нуля. В задачи, поставленные перед студентами, входит подбор оптимального режима разработки каждого конкретного месторождения, учитывая особенности его геологического строения и свойства насыщающих пласт флюидов. Обучающиеся моделируют процессы поддержания пластового давления, бурение скважин, проведение гидравлического разрыва пласта. При этом в моделях закладываются определенные ограничения на процесс разработки, например, отключение скважин при высокой обводненности скважинной продукции и/или максимальный дебит скважины.

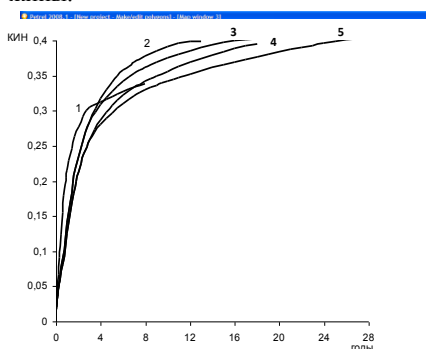


Рис. 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти от времени

При выполнении таких самостоятельных заданий студенты учатся работать в программном продукте и анализировать полученные результаты (рис. 5). В процессе выполнения задания при поиске значений ключевых слов используется мануал Eclipse [3].

Возможность быстро оценить различные сценарии разработки помогает преодолеть несоответствие между необходимостью осваивать все более сложные месторождения и недостаточным опытом молодых специалистов.

Таким образом, использование новых компьютерных технологий в учебном процессе позволяет формировать у студентов необходимые знания и готовить будущих специалистов, способных объединять свои усилия в процессе выполнения заданий с целью выработки оптимального решения и быстрого достижения результатов. Умение обращаться с программными продуктами вызывает у студентов живой интерес и желание работать в качестве инженеров-разработчиков.

Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть I. Геологические модели). – М: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2003. – 164 с.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели). – М: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2003. – 225 с.
3. ECLIPSE Reference Manual 2009.2. – Schlumberger, 2009. – 2624 p.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ БОРИСОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ЕГО РАЗРАБОТКИ

К.В. Мироненко

Научный руководитель старший преподаватель, Ф.Ш.Шаяхметов

Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г.Гомель, Беларусь

Борисовское нефтяное месторождение в административном отношении расположено на юге Беларуси, а в тектоническом – в северной зоне ступеней Припятского прогиба и приурочено к западной части Речицко-Вишанской зон нефтегазоаккумуляции. Геологический разрез Припятского прогиба при максимальной глубине залегания кристаллического фундамента около 6 км на 70 % представлен девонскими отложениями. Характерной особенностью отложений является то, что в их разрезе присутствуют два мощных соленосных комплекса, посредством которых они расчленяются на пять толщ: подсолевую, нижнесоленосную, межсолевую, верхнесоленосную и надсолевую. На территории Припятского прогиба регионально нефтеносными являются подсолевые и межсолевые отложения, для которых характерно преимущественно блоковое строение. Борисовская подсолевая и межсолевая структура выявлена сейсмическими работами МОВ и КМПВ в 1968 г. Глубокое бурение на структуре начато в 1969г. Месторождение открыто в 1975 г. скважиной №4. При испытании семилукских и саргаевских отложений в эксплуатационной колонне из интервалов 2726-2734 и 277н6-2760 м. были получены притоки фонтанной нефти дебитами 10 и 15 м³/сут. соответственно. В связи с тем, что тектоника семилукского горизонта аналогична таковой саргаевского горизонта, здесь ограничимся кратким изложением особенностей строения первого.

По кровле семилукского горизонта Борисовская структура представляет собой блок треугольной формы площадью 7,477 тыс.м², который примыкает к Речицко-Вишанскому региональному разлому и ограничен с востока и с севера разрывными нарушениями амплитудой до 100 м. Размер блока 5*3*5,6 км, амплитуда около 300 м. Породы семилукского горизонта залегают моноклинально с подъемом в юго-восточном направлении под углом около 10 – 12°.

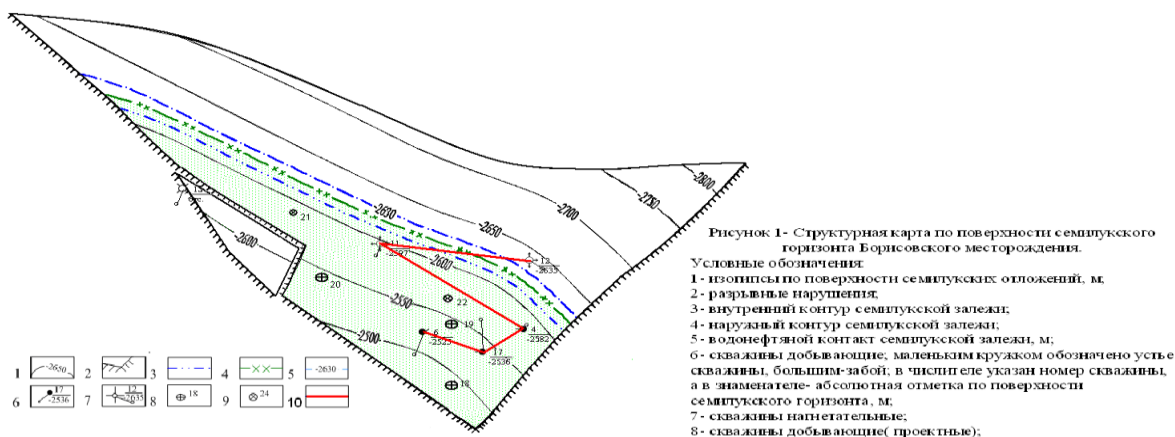


Рис. 1. Структурная карта по поверхности семилукского горизонта Борисовского месторождения

Наиболее приподнятый участок блока залегает на абсолютной отметке минус 2450 м. Площадь нефтеносности семилукского горизонта при водонефтяном контакте (ВНК) минус 2630 м. составляет 2,845 тыс.м², а в саргаевского горизонта, при том же значении ВНК, - равна 2,314 тыс.м² (рис. 1).

По условиям залегания выявленные саргаевская и семилукская залежи нефти относятся к пластовым, тектонически-экранированным.

Поскольку саргаевская и семилукская залежи имеют единый ВНК, то они разрабатываются одним эксплуатационным объектом.

В семилукском горизонте, являющемся регионально нефтеносным на территории Припятского прогиба, толщина нефтенасыщенного коллектора изменяется от 3,3 до 4,9 м. Открытая пористость составляет 5,8%, а нефтенасыщенность и проницаемость равняются 72% и 0,008 мкм² соответственно. Тип коллектора карбонатный, каверново-порово-трещинный.

Близкими значениями коллекторских свойств характеризуются продуктивные толщи семилукского и саргаевского горизонтов. Однако диапазон изменения нефтенасыщенной толщины в саргаевском горизонте заметно выше, чем в семилукском горизонте и составляет 6,7-9,1 м. В то же время, открытая пористость и нефтегазонасыщенность значительно ниже, чем в семилукском горизонте, составляя 4,4 и 66 % соответственно. Коэффициент проницаемости в продуктивных толщах обоих горизонтов характеризуется весьма низкими величинами и не превышает 0,01 мкм².

Известно, что коллекторские свойства подсолевых и межсолевых отложений в пределах Припятского прогиба в западном направлении по всем зонам нефтегазонакопления заметно ухудшаются. Поэтому ожидать здесь открытия крупных месторождений углеводородов нет оснований. Они по всем параметрам уступают своим аналогам, открытым в восточной части прогиба.

В 1989г. Борисовское месторождение введено в опытную эксплуатацию. На первом этапе разработки в эксплуатации участвуют скважины №№ 4, 6 и 11. В 2000г. в эксплуатацию вводятся добывающая скважина № 17 и нагнетательная скважина № 12. В 2003г. для совершенствования системы поддержания пластового давления (ППД) скважина № 11 переведена под закачку семилукско-саргаевского горизонта, разрабатываемого единым эксплуатационным фильтром.

По состоянию на 01.01.2010г. в эксплуатации находятся три скважины (№№ 4, 6 и 17), работающие механизированным способом (ШНГ) и две нагнетательные скважины (№№ 11 и 12). При этом важно отметить, что все добывающие скважины месторождения работают в периодическом режиме эксплуатации. К началу закачки жидкости в продуктивный пласт, из залежи отобрано 27 у.е. нефти, а пластовое давление снизилось с 31,2 МПа до 15 МПа.

По данным сейсмических материалов балансовые запасы нефти категории С₁ составили 705 у.е., извлекаемые - 282 у.е. Все расчеты при проектировании разработки производились исходя из пересчитанных запасов. Накопленная добыча нефти на 01.01.2010 г составила 42 у.е.

Учитывая низкие коллекторские свойства разрабатываемых пластов, все продуктивные интервалы вскрыты гидropескоструйной перфорацией (ГПП). Проведены так же геолого-технические мероприятия по увеличению приемистости нагнетательных скважин №№ 11 и 12.

Общая тенденция снижения уровней и пластового давления свидетельствует о дефиците пластовой энергии и весьма низких значениях коллекторских свойств продуктивных пластов.

Учитывая это крайне тревожное обстоятельство, начиная с 2008 г добывающие скважины №№ 4, 6 и 17 были переведены на режим периодической эксплуатации, хотя для улучшения энергетического уровня разрабатываемых пластов он ничего не дал.

В результате этого было высказано два предположения, объясняющие причину отсутствия влияния закачки жидкости на энергетическое состояние добывающих скважин.

Согласно первого предположения в результате более чем десятилетнего запаздывания с закачкой жидкости в разрабатываемый пласт, давление в нем снизилось с 31 МПа до 15 МПа. Закачка жидкости через нагнета-

тельные скважины №№ 11 и 12, организованная положительных результатов не дала, так как под действием геостатической нагрузки вышележащих горных пород могла произойти деформация скелета пород в продуктивном пласте, которая существенно уменьшила его и без того низкие емкостные свойства.

Деформация скелета пород в продуктивном пласте могла быть причиной смыкания трещин и каверн – основных путей фильтрации – что явилось причиной потери гидродинамической связи между зонами закачки жидкости в пласт и добычи углеводородов.

Все попытки изменить ситуацию путем увеличения закачиваемой жидкости в пласт и применения периодической эксплуатации добывающих скважин положения не выправили. Дальнейшее снижение пластового давления ниже давления насыщения, которое составляет 7,6 МПа, чревато серьезными последствиями для продуктивного пласта, ибо впоследствии в нагнетательные скважины вместо нефти пойдёт газ.

Была высказана и вторая версия, согласно которой по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в нагнетательной скважине жидкость от закачки поступает в большой степени в верхний пропласток залежи нефти семилукского горизонта. В добывающих скважинах №№ 4, 6 и 17 данный пропласток по схеме корреляции (рис. 2) не обнаруживается. Жидкость от закачки, поступающая в данный пропласток влияния на добывающие скважины не оказывает. Это подтверждается тем, что давление в скважине № 11 растёт, значит мы закачиваем воду в замкнутую область, не имеющей гидродинамической связи с зоной отбора нефти.

Для достижения проектной величины коэффициента извлечения нефти, повышения нефтеотдачи пласта и улучшения состояния на Борисовском нефтяном месторождении я предлагаю следующее:

Добывающую скважину № 4 перевести в категорию нагнетательных с последующим проведением гидроразрыва продуктивного пласта в комплексе с соляно-кислотной обработкой;

В добывающих скважинах №№ 6 и 17 с целью увеличения добычи нефти провести гидроразрыв продуктивной части коллектора в комплексе с соляно-кислотной обработкой, так как эти операции хорошо зарекомендовали себя в условиях карбонатных коллекторов Припятского прогиба;

К имеющимся двум нагнетательным скважинам №№ 11 и 12 пробурить ещё 2 скважины (№№ 21 и 22) для нагнетания жидкости в продуктивные пласты (рис. 1);

Увеличить фонд добывающих скважин до 5, пробурив дополнительно 3 добывающие скважины (№ 18, №19 и №20)(рис. 1);

В связи с тем, что коллекторы семилукского и саргаевского продуктивных пластов характеризуются литологической неоднородностью, что особенно хорошо прослеживается на примере скважины № 6 (рис. 2), то нагнетание жидкости через скважины № 4, 11, 12, 21, 22 с целью стабилизации пластового давления в добывающих скважинах может не дать желаемого результата, однако бурение дополнительного фонда нагнетательных скважин в районе добывающих экономически нерентабельно.

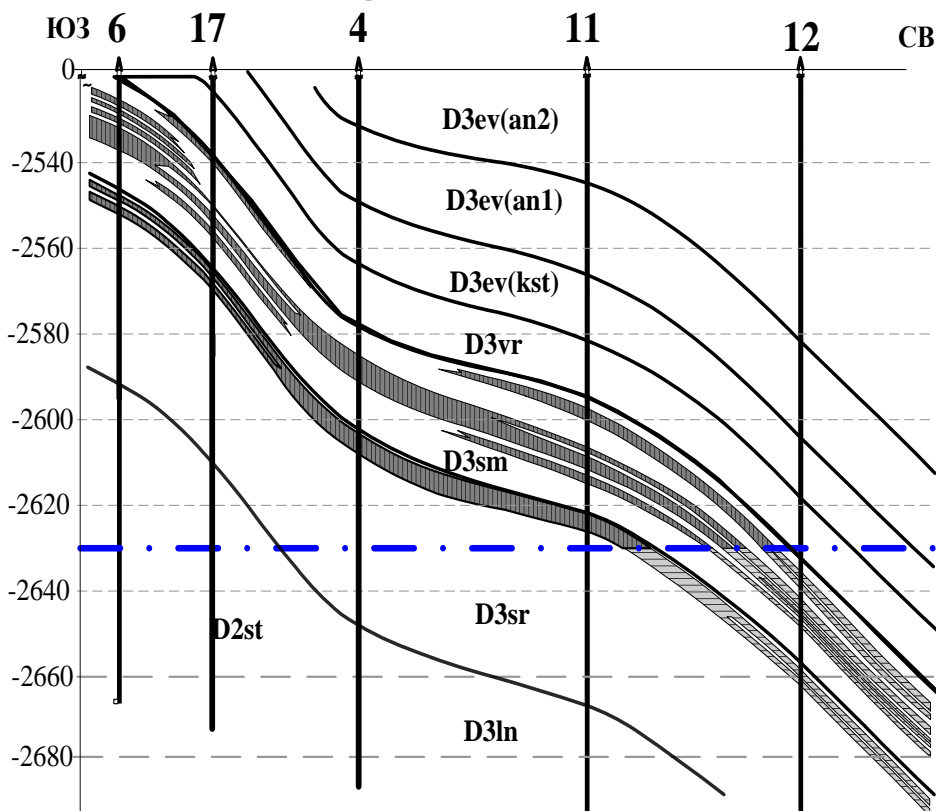


Рис. 2. Схематический профиль по линии скважин №№ 6, 17, 4, 11, 12

Условные обозначения: 1-продуктивные пласты; 2-водоносная часть разреза; 3-линия водонефтяного контакта (ВНК)

В заключение следует отметить, что разработка нефтяных месторождений западной части Припятского прогиба, характеризующихся очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами нецелесообразно без надлежащей организации ПДЦ из-за быстрого его снижения до уровня давления насыщения, что приводит к негативным последствиям.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ «ГЕОЛОГИЧЕСКИХ» РИСКОВ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Д.Г. Наймушин

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки очень важной задачей является экономическая оценка проведения геолого-технических мероприятий, выявление факторов отрицательно влияющих на успешность, а также разработка мероприятий по снижению влияния отрицательных факторов.

В данной статье предложена методика оценки «геологических» рисков при бурении горизонтальных скважин на месторождениях, разработка которых находится на III, IV стадиях, которые характеризуются большой выработкой запасов и высокой обводненностью добываемой продукции.

«Геологические» риски связаны с параметрами пласта такими как проницаемость, анизотропия, мощность, начальная нефтенасыщенность и с факторами связанными с добычей нефти и закачкой воды в пласт, например текущая нефте-(водо-) насыщенность, текущее пластовое давление в зоне бурения скважины.

Цель расчета – определение экономической эффективности на год по трем сценариям доказанных вероятных возможностей: P90, P50 и P10.

Описание методики

Алгоритм оценки состоит из следующих стадий:

Определение факторов увеличивающих риски бурения БГС и построение вероятностных распределений;

Расчет дебита нефти;

Ранжирование факторов по степени влияния;

Определение «доказанных вероятных возможностей» P10, P50 и P90;

Расчет экономической эффективности для трех сценариев (P10, P50 и P90).

Основными факторами, увеличивающими риски при бурении новых скважин, горизонтальных стволов в частности, являются: проницаемость, обводненность, эффективная нефтенасыщенная толщина, пластовое давление. Для их оценки используем статистические распределения наиболее отвечающие реальным.

Расчет дебита нефти

Для расчета дебита жидкости горизонтальной скважины Q_ж используется уравнение Joshi (1).

$$Q_{ж} = \frac{k_h h \rho_o (P_{пл} - P_{заб})}{18.4 B_o \mu \left[\ln \left\{ \frac{L}{2} \left[1 + \sqrt{a^2 - (L/2)^2} \right] \right\} + \left(\frac{I_{ani} h}{L} \right) \ln \frac{I_{ani} h}{\mu_w \rho_o (P_{ani} + 1)} \right]} \quad (1)$$

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0.5 + \left[0.25 + \left(\frac{r_{eh}}{L/2} \right)^4 \right]^{0.5} \right\} \quad (2)$$

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3)$$

Дебит нефти Q_н рассчитывается по формуле (4):

$$Q_n = Q_{ж} \left(1 - \frac{w}{100} \right) \rho_o \quad (4)$$

Где:

k_h – горизонтальная проницаемость, мД.

h – мощность, м.

P_{пл} – пластовое давление, атм.

P_{заб} – забойное давление, атм.

μ – вязкость, сПз.

B_о – объемный коэффициент.

L – длина ствола, м.

a – большая полуось эллипсоида дренирования формируемого горизонтальной скважиной, с длиной горизонтального участка ствола – L.

I_{ani} – выражение анизотропии горизонтальной и вертикальной проницаемости.

r_{eh} – радиус контура питания.

k_v – вертикальная проницаемость, мД.

w – обводненность продукции, %.

ρ_0 – плотность, кг/м³.

Ранжирование «неопределенностей» по воздействию.

Далее определяем степень влияния каждого параметра «неопределенности» на дебит нефти. Графически можно отобразить на графике «Парето» (рис. 1).

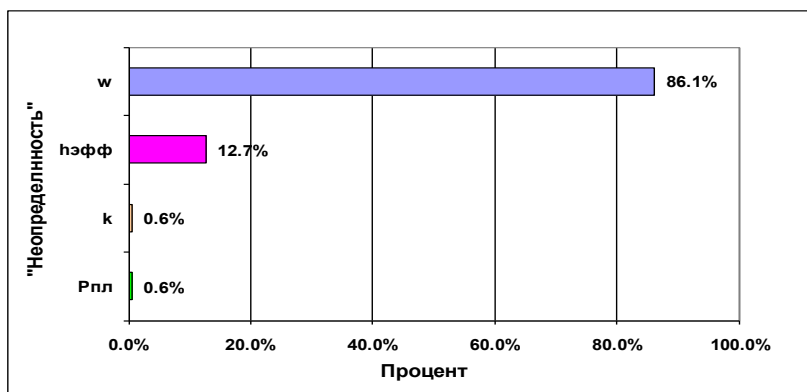


Рис. 1. График оценки степени влияния «неопределенностей» – график «Парето»

Определение «доказанных вероятных возможностей» P10, P50 и P90

Вероятностное распределение значений дебитов представлено на графике накопленной вероятности и в таблице значений «доказанных вероятных возможностей» P10, P50 и P90 рис. 2.

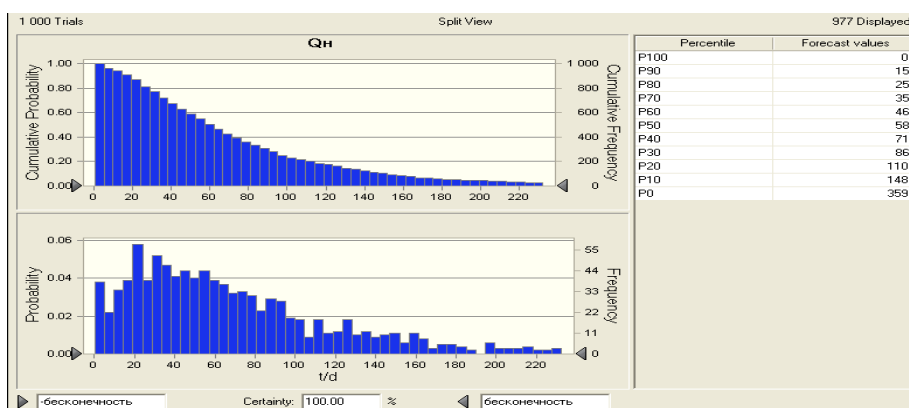


Рис. 2. График накопленной вероятности

Расчет экономической эффективности

Расчет экономической эффективности проводим для дебитов нефти по трем сценариям P10, P50 и P90, по формулам 5 – 8, в нашем случае срок оценки один год, следовательно, оцениваем чистую не дисконтированную прибыль.

$$\Pi = B - Z_O - Z_{ПР} \tag{5}$$

$$Z_{ПР} = Z_{KPC} + Z_{ГИС} + Z_{Бурение} \tag{6}$$

$$Z_O = Z_{ОПЖ} * \Sigma Q_{ж} \tag{7}$$

$$\Pi_{чн} = \Pi * \frac{100 - H}{100} \tag{8}$$

Где:

Π – прибыль, руб.

B – выручка, руб.

Z_O – затраты операционные, руб.

$Z_{ПР}$ – затраты на проведение работ, руб.

Z_{KPC} – затраты на проведение подготовительных работ, руб.

$Z_{ГИС}$ – затраты на проведение геофизических работ, руб.

$Z_{Бурение}$ – затраты на бурение горизонтального ствола, руб.

$Z_{ОПЖ}$ – Операционные затраты на подъем и подготовку жидкости, руб.

П_{чн} – чистая не дисконтированная прибыль, руб.

Н – налог, %.

В качестве примера рассмотрен один из объектов разработки Комсомольского месторождения нефти и газа ЯНАО. По объекту сложилась следующая ситуация: при текущем коэффициенте извлечения нефти – 0,05, содержание воды в добываемой жидкости – 75 % (рис. 3).

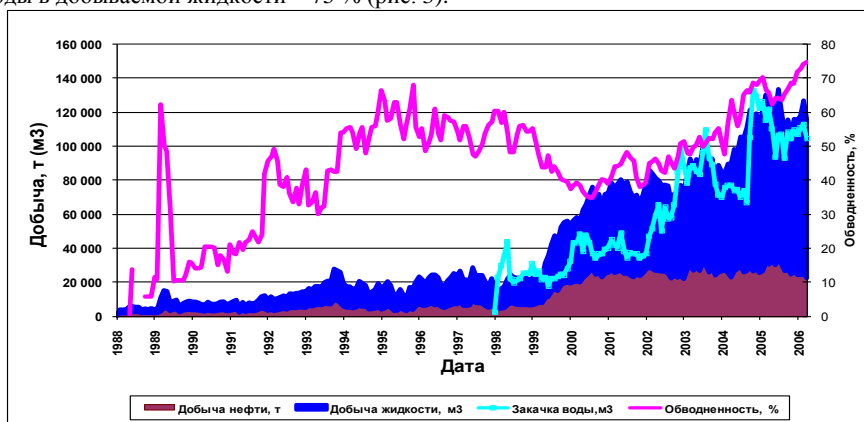


Рис. 3. График основных показателей разработки пласта

Одной из причин данной ситуации является наличие на ряде скважин заколонных перетоков закачиваемой воды в водоносный пропласток, в результате получается избыточное пластовое давление в водоносном горизонте, при недостаточном Рпл в нефтеносном. Учитывая плохое качество цементирования, получаем заколонную циркуляцию в добывающих скважинах и рост процента воды. Как следствие 46 скважин было выведено в бездействие и переведены на вышележащие объекты разработки, основная причина остановки – обводнение (рис. 5).

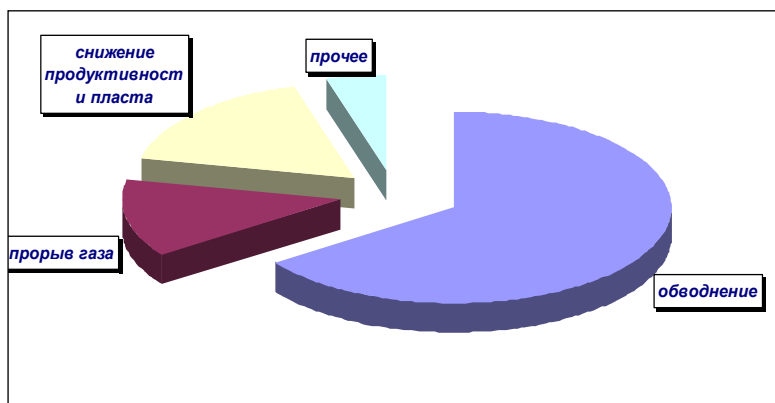


Рис. 4. График диаграмма основных причин выхода в бездействие скважин

Следствием такого фактора как остановки скважин явилось то, что на данный момент отсутствует регулярная схема разработки пласта. Нагнетательные скважины размещены хаотично.

При недостаточных текущей и накопленной компенсации пласта, 82 % и 70 % соответственно, по ряду нагнетательных скважин (табл. 1) наблюдается «перекомпенсация», из-за отсутствия зоны отбора. Т.е. скважины с малоэффективной закачкой.

Таблица 1

Показатели компенсации отборов закачкой по ряду скважин

Скважина	Компенсация	
	Текущая, %	Накопленная, %
82	140	201
54	252	176
146	854	236
131	1042	500
97	1237	168
36	346	218

Мировой опыт разработки показывает, что наиболее эффективная разработка коллекторов в водонефтяных и газонефтяных зонах осуществляется горизонтальными скважинами. Т.к. в вертикальных скважинах происходят быстрые прорывы воды (газа) из-за конусообразования воды (газа), и они более подвержены заколонным циркуляциям. На скважинах было произведено 12 «зарезок» боковых горизонтальных стволов. В настоящее время по большинству скважин наблюдается высокая обводненность (рис. 5).

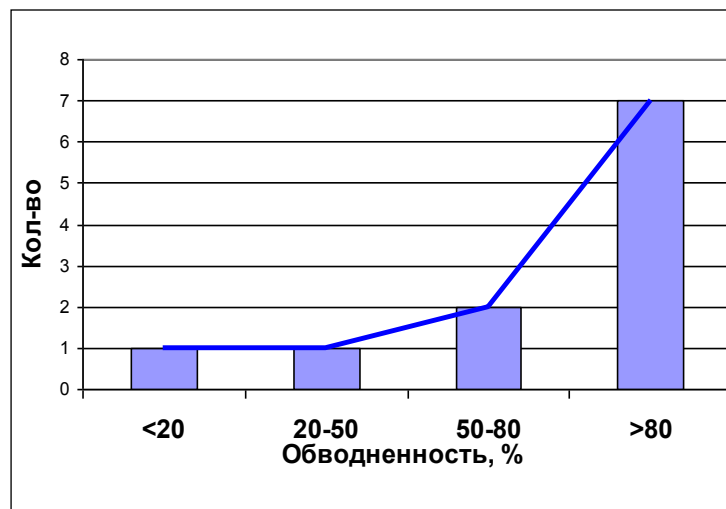


Рис. 5. График распределения обводненности скважин с горизонтальными стволами

По данным шестикомпонентного анализа большинство скважин обводняются закачиваемой (пресной) водой.

По представленной методике проводим анализ рисков бурения скважин с горизонтальными стволами, на данный объект разработки в текущей ситуации и после проведения мероприятий по оптимизации заводнения.

Основными факторами, увеличивающими риск бурения горизонтальных скважин на данном пласте, являются:

- обводненность;
- проницаемость;
- нефтенасыщенная толщина;
- пластовое давление.

Обводненность

Как было сказано, по большинству скважин с горизонтальными стволами наблюдается высокая обводненность, распределение, которой представлено на рис. 5.

Распределение принято при средней обводненности $w_{cp}=85\% \pm 15\%$.

Проницаемость

Для всех вариантов проницаемость по объекту изменяется в пределах 17 – 23 мД. Принято нормальное распределение при $k_h=20$ мД.

Пластовое давление

Пластовое давление по объекту изменяется в пределах 190 – 230 атм. При $P_{пл.нач} = 234$ атм. Принято нормальное распределение при $P_{пл.ср} = 210$ атм.

Эффективная нефтенасыщенная толщина.

Для эффективной нефтенасыщенной толщины принято нормальное распределение при $h_{cp}=11,2$ м.

Дебит жидкости горизонтальной скважины вычисляли по уравнению (1) дебит нефти по уравнению (4) принятые параметры для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2

Основные параметры для расчета дебита нефти

Проницаемость горизонтальная, мД	k_h	20
Проницаемость вертикальная, мД	k_v	2
Вязкость нефти, сПз	μ	1,74
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_o	0,842
Длина ствола, м	L	400
Забойное давление, атм	$P_{заб}$	88,2
Радиус контура питания, м	r_{eh}	200
Радиус скважины, м	r_w	0,07
Радиус контура питания, м	r_{eh}	700

Графически эффект влияния выявленных «неопределенностей» показан на рисунке 1. Как видно на графике наибольшим влиянием обладает обводненность – 86,1%, изменение в принятых диапазонах нефтенасыщенной мощности менее значительно, а пластового давления существенного влияния не оказывает.

Вероятностное распределение значений дебитов представлено на рисунке 2. Как видно на графике накопленной вероятности и в таблице значениям «доказанных вероятных возможностей» P10, P50 и P90 соответствуют значения дебитов 148, 58 и 15 т/сут.

Расчет экономической эффективности производим для дебитов нефти горизонтальных скважин по трем сценариям P10, P50 и P90, по формулам 5 – 8. Расчеты представлены в таблице 3 и на рисунке 6. Срок расчета эффективности один год.

Таблица 3

Результаты расчетов экономической эффективности по вариантам

Варианты	Эффект от ЗБС				Прибыль	Чистая прибыль	Срок окупаемости
	ΔQ_n	$\Sigma \Delta Q_n$	Выручка	Операц-е затраты			
	т/сут	тыс.т	тыс.руб	тыс.руб	тыс.руб	тыс.руб	мес
P90	15	4.4	14 701	3 385	-22 384	-17 012	28.9
P50	58	17.1	56 845	13 088	10 057	7 643	7.1
P10	148	43.8	145 052	33 397	77 955	59 246	2.4

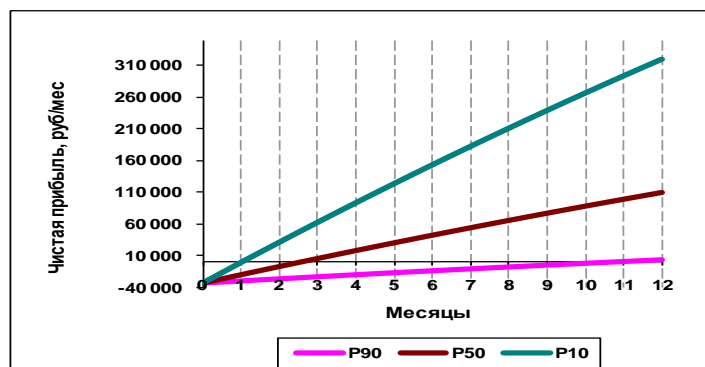


Рис. 6. График распределения чистой прибыли по вариантам вероятных возможностей.

Выводы

Как показывают расчеты, вероятность окупаемости проекта в течение года довольно низкая. Суммарная «чистая прибыль» на конец года по сценариям P50 и P10 составит 7 643 и 59 246 тыс. рублей соответственно. Наиболее вероятным является неблагоприятный вариант (P90), убыток на конец года составит – 17 012 рублей и проект окупится за 29 месяцев. То есть продолжать бурение горизонтальных стволов без проведения мероприятий по оптимизации заводнения месторождений малоэффективно. В статье представлена методика оценки рисков при бурении боковых горизонтальных стволов. На примере показана ее применимость. Данная методика позволяет производить оценку эффективности бурения горизонтальных стволов на скважинах, имея минимум данных по пласту и данные распределения обводненности.

**ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЗАЛЕЖИ
D_{ЗФМ(ZD)} В УСЛОВИЯХ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Л.А. Нафикова

Научный руководитель ассистент Р.Ф. Вафин

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Залежь находится в пробной эксплуатации одной скважиной с 2009 г. За это время удалось отобрать не более 2,5% извлекаемых запасов при обводненности продукции 1%. Небольшой процент воды в продукции, не смотря на наличие подошвенной воды и приуроченности залежи к трещиноватым известнякам, позволяет судить о крайне низкой связи с законтурной областью. Невысокая активность законтурной водоносной области является причиной более интенсивного снижения пластового давления с начала пробной эксплуатации, что подтверждается результатами гидродинамических исследований. Как демонстрирует представленный рисунок при отборе 47,5 тыс.т нефти пластовое давление снизилось на 15 атм, то есть темп падения составил 3164 т/атм.).

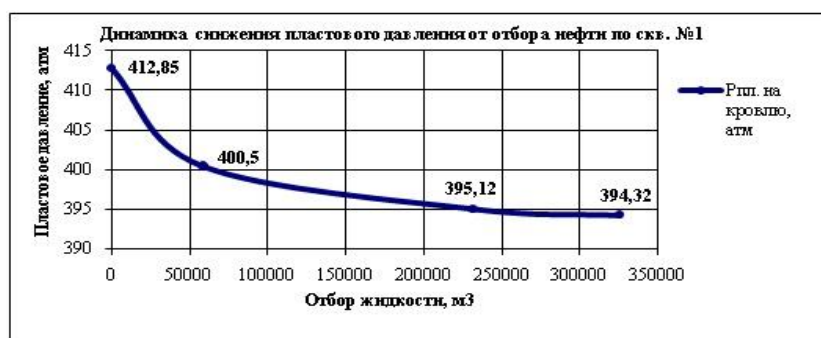


Рис. Динамика снижения пластового давления от отбора нефти по скв. №1

При опробовании в скв.1 интервала 3947 – 3956 м был получен приток пластовой воды, результаты обработки материалов проведенного КИИ показали, что проницаемость водонасыщенного интервала составляет $2,5 \times 10^{-3}$ мкм², удельный коэффициент продуктивности – 0,007 м³/(сут×МПа×м). Полученные параметры характеризуют водонасыщенный коллектор как низкопроницаемый и низкопродуктивный.

Учитывая все вышесказанное, становится очевидной необходимость разработки залежи с применением системы поддержания пластового давления. Наиболее подходящим методом поддержания пластового давления с учетом всех особенностей месторождения является применение приконтурного заводнения.

В качестве источников водоснабжения системы поддержания пластового давления автором предлагается применение вод из водозаборных скважин ниже- среднеюрских отложений и пластовой воды после ее подготовки на УПСВ, которые отвечают требованиям при организации ППД.

При организации системы ППД на месторождении необходимо учесть ряд требований.

1. Для охвата закачкой всего вскрытого продуктивного разреза конструкция забоя нагнетательной скважины должна быть такой, чтобы фильтрующая поверхность пласта была максимально открытой.

2. Нагнетательные скважины, независимо от физико-химических свойств закачиваемого агента, должны оборудоваться колонной насосно-компрессорных труб и, при необходимости, пакерующим устройством, обеспечивающим защиту и изоляцию эксплуатационной колонны от воздействия на нее закачиваемого агента.

3. По ОСТ 39-225-88 значение рН должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5. Предлагаемая вода для закачки (рН=7,3) и пластовая (рН=6,35) удовлетворяют данному требованию.

4. Исходя из уменьшения скорости коррозии, содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/дм³. В воде из ниже-среднеюрских отложений кислород отсутствует. В процессе подготовки и транспорта воды для закачки в пласт необходимо исключить поступление кислорода в систему.

5. В соответствии с требованиями ОСТ в закачиваемой воде не допускается присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. При появлении в закачиваемой воде сульфатвосстанавливающих бактерий необходима обработка ее бактерицидами.

6. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения. Для данного месторождения предлагаются воды этого же месторождения, в связи, с чем превышения набухаемости не будет.

Также необходимо учесть совместимость пластовой и закачиваемой воды.

Для расчета совместимости в качестве закачиваемых вод рассмотрена пластовая вода ниже-среднеюрских отложений. В качестве пластовой воды взяты средние результаты определения физико-химического состава пластовых вод $D_3 fm_1(zd)$.

$$\frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} = 0,77; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} = 9,24 \quad \frac{r(Na^+ + K^+)}{rCl^-} = 0,89; \frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}} = 3,0$$

Закачиваемая вода – солоноватая, по классификации вод по Сулину, относится к хлоркальциевому типу.

Пластовая вода – рассольная. По классификации вод по Сулину относится к хлоркальциевому типу.

При смешении вод разной минерализации и состава происходит изменение состава и индекса стабильности вновь образованной воды.

Склонность исследуемой воды к выделению гипса рассчитана по степени насыщения:

$$SCaSO_4 = \frac{ПА}{ПП} = \frac{[Ca^{2+}] \cdot [SO_4^{2-}] \cdot fCa^{2+} \cdot fSO_4^{2-}}{3,05 \cdot 10^{-5}}$$

где:

ПА – произведение активности ионов Ca^{2+} и SO_4^{2-} ;

ПП – произведение растворимости сульфата кальция, равное $3,05 \times 10^{-5}$;

$[Ca^{2+}]$, $[SO_4^{2-}]$ – концентрация ионов, г-ион/л;

fCa^{2+} , fSO_4^{2-} – коэффициенты активностей соответствующих ионов.

При степени насыщения $SCaSO_4 > 1$ вода склонна к выделению гипса в виде твёрдой взвеси.

Склонность исследуемой воды к выделению кальцита рассчитывали по степени насыщения:

$$SCaCO_3 = \frac{ПА}{PP} = \frac{[Ca^{2+}][HCO_3^-]K_2 - fCa^{2+}fHCO_3^-}{PP_{CaH^+}}$$

где:

K_2 – константа второй степени диссоциации H_2CO_3 ;

PP – произведение растворимости карбоната кальция;

a_{H^+} – активность ионов водорода, определяемая из значения рН.

При степени насыщения $SCaCO_3 > 1$ вода склонна к выделению кальцита.

При всех соотношениях закачиваемой и пластовой воды при заданной начальной пластовой температуре $t = 91,7^\circ C$ начинается выпадение кальцита в твердую фазу до $396,9 \text{ мг/дм}^3$.

В этом случае рекомендуется применение ингибиторов солеотложений с дозировкой $20 - 40 \text{ мг/дм}^3$, которые ингибируют отложения карбоната кальция.

Таким образом, на месторождении рекомендуется организовать систему приконтурного заводнения. В качестве источников водоснабжения системы ППД применять воды из водозаборных скважин ниже-среднеюрских отложений и пластовые воды после подготовки на УПСВ. Предлагаемая вода для закачки удовлетворяет всем требованиям при организации системы поддержания пластового давления, а также способствует более эффективной выработке запасов нефти.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТПП «ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ»

М.В. Никонов

Научный руководитель ассистент В.А Дегтярев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Повышение Нефтеотдачи Пластов (ПНП) с применением потокоотлоняющих технологий – **закачка сшитых полимерных систем**, в т.ч. большеобъемных гелеобразующих систем, поверхностно-активных полимер-дисперсных составов, осадкообразующих составов. Терригенные и карбонатные, поровые и трещинно-поровые нефтегазонасыщенные пласты-коллекторы с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, наличием высоко и низкопроницаемых, а также среднепроницаемых интервалов. Обязательное наличие системы заводнения (площадная, рядная, очагово-избирательная, приконтурная) и начальной приемистости не менее $200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Стадия разработки месторождения не регламентируется. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов реализуются путем закачек в призабойную зону пласта нагнетательных скважин медленно сшивающихся составов (сшитые полимерные и/или термотропные гелеобразующие системы), способных проникать вглубь пласта на значительные расстояния и перераспределять фильтрационные потоки в пластах в т.ч. при наличии гидродинамической связи между пропластками.

Объем закачки составляет от 200 до 5000 м^3 в зависимости от назначения технологии, мощности и проницаемости пропластка (интервала) и мн. др. В 2008 году на нагнетательном фонде месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз» проведено 114 обработок нагнетательных скважин с целью повышения нефтеотдачи пласта: 80 – на Урьевском, 28 – на Южно-Покачевском, 3 – на Нивагальском, 3 – на Поточном месторождениях. На рисунке 1 представлено распределение количества скважино-операций, дополнительной добычи нефти и удельной эффективности по месторождениям ТПП «Лангепаснефтегаз». Применялись следующие технологии физико-химического воздействия: СПС – сшитые полимерные системы и комплексная технология СГДС+НСПС – сшитые геле-дисперсные системы. Технологии направлены на выравнивание профиля приемистости, перераспределение фильтрационных потоков.

На рисунке 1. представлено распределение количества скважино-обработок, дополнительной добычи и удельной эффективности.

На рисунке 2 представлены распределения обработок по месторождениям

Для анализа эффективности технологий ПНП рассмотрены 27 участков, включающих 114 обработанных нагнетательных и реагирующие добывающие скважины. Дополнительная добыча нефти по месторождениям ТПП «Лангепаснефтегаз», рассчитанная на 01.01.2009 г., составила 36083 т , удельный эффект – 317 т/скв-опер .

По участкам оценена динамика изменения основных технологических показателей скважин после проведения обработок, проведен расчет дополнительной добычи нефти по характеристикам вытеснения с использованием программных продуктов OilGrand, History+, Delta и универсального закона падения дебита Р.И. Медведского.

Для обработанных нагнетательных скважин рассчитано изменение приемистости в результате ФХВ, а также, при наличии данных промыслово-геофизических исследований скважин до и после обработок, оценена качественная реакция скважин на проведенные мероприятия по изменению профилей приемистости и перераспределению фильтрационных потоков в пласте.

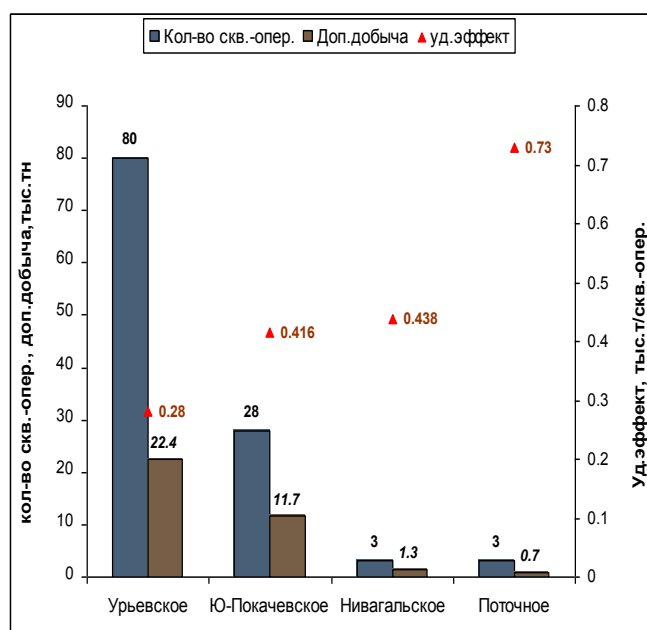


Рис. 1. Распределение количества обработок, дополнительной добычи и удельной эффективности по месторождениям

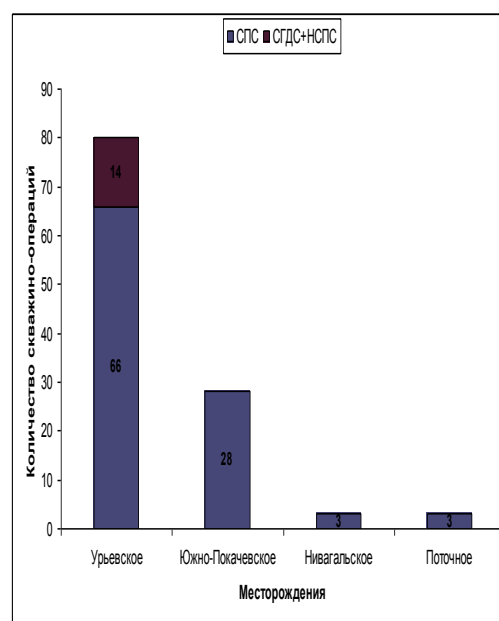


Рис. 2. Распределение количества обработок и технологий по месторождениям

Урьевское месторождение

На Урьевском месторождении рассмотрено 16 участков с 80 обработанными нагнетательными скважинами на объекте АВ_{1,2}. Обработки проведены в январе-октябре 2008 г., 6 скв.-опер. выполнено в 1 квартале на объекте АВ_{1,2}, 35 скв.-опер. - во 2 квартале, 25 скв.-опер. – в 3 квартале и 14 скв.-опер.

Южно-Покачевское месторождение

На Южно-Покачевском месторождении рассмотрено 7 участков с 28 обработанными нагнетательными скважинами. Обработки проведены в феврале-ноябре 2008 г. В результате всех операций в пласт было закачено 11930 м³ реагентов ПНП. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная за 6 месяцев после ФХВ, составила 11654 т., удельный эффект – 416 т/скв.-опер.

Нивагальское месторождение

На Нивагальском месторождении рассмотрено 3 участка с тремя обработанными нагнетательными скважинами. Обработки проведены в августе 2008 г. Дополнительная добыча нефти составила 1314 т., удельный эффект – 438 т/скв.-опер. Технология воздействия – СПС. Наибольший удельный эффект получен на участке 3 – 943 т/скв.-опер..

Поточное месторождение

На Поточном месторождении рассмотрен 1 участок с тремя обработанными нагнетательными скважинами. Обработки проведены в августе 2008 года. Дополнительная добыча нефти в целом по месторождению составила 730 т, удельный эффект – 243 т/скв.-опер. Технологии воздействия – СПС. На Поточном месторождении исследования по приемистости нагнетательных скважин после проведения обработки не проводились.

Таблица 1

Среднее изменение приемистости нагнетательных скважин в результате физико-химического воздействия

Средняя приемистость до обработки, м ³ /сут	Средняя приемистость после обработки, м ³ /сут	Среднее изменение приемистости в результате обработки, м ³ /сут
Урьевское, АВ ₁ ³	192.1	186.9
Южно-Покачевское, АВ ₂	175.8	171.4
Нивагальское, АВ ₁ ³	267.5	213.3

Выводы

Для всех месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз», на которых проведены мероприятия по ПНП в 2008 году, приведено среднее изменение приемистости скважин после обработок (табл. 1). По состоянию до обработок наибольшее значение приемистости отмечалось на скважинах Нивагальского месторождения – 267.5 м³/сут (АВ₁³). Как видно из таблицы, для всех объектов приемистость после применения потокоотклоняющих составов уменьшилась. Максимальное снижение приемистости получено на Нивагальском месторождении – 54.2 м³/сут. За 2009 год на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» проведено 114 обработки нагнетательных скважин ФХ МУН: 80 скв-опер. на Урьевском месторождении (АВ₁³), 28 скв-опер. – на Южно-Покачевском (АВ₂), 3 скв-опер. на Нивагальском (АВ₁³) и 3 скв-опер. на Поточном месторождениях

Суммарный эффект по состоянию на 01.01.2009 г. составил 36083 т дополнительной нефти с удельной эффективностью 317 т/скв-опер. Операции декабря 2008 г. в расчете технологического эффекта не участвовали.

Наибольший прирост добычи нефти получен на объекте АВ_{1,2} Урьевского месторождения. В результате применения СПС удельная эффективность составила 280 т/скв-опер. На Урьевском месторождении проведено максимальное количество обработок – 80 скв-опер.

Следует отметить, что технологическая эффективность работ от применения технологии СПС оказалась довольно низкой. В ходе анализа отмечена низкая обеспеченность обработок данными промыслово-геофизических исследований, что не позволяет провести качественную оценку эффективности проведенных мероприятий.

В дальнейшем рекомендуется проведение мероприятий по ликвидации заколонной циркуляции и устранению негерметичности эксплуатационной колонны до физико-химического воздействия на скважину.

Литература

1. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара: Российское Представительство Акционерной Компании "Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед", 2000. – 336 с
2. Хисамов Р.С., Газизов А.А., Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. – М Открытое Акционерное Общество, Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности. 2003. – 568 с

ТЕХНОЛОГИЯ КОНТРОЛЯ СРЕДНЕЗОНАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ ПО ДАННЫМ ДИНАМИКИ СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ**Р.В. Распопов**

Научный руководитель доцент И.Г. Соловьев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Современные средства глубинной телеметрии, применяемые при эксплуатации нефтяных скважин, позволяют получать измерения забойного давления с высокой точностью и большой частотой обновления. Это создает предпосылки для оптимального управления нефтедобычей, что уже реализуется в виде технологии «интеллектуальных» скважин (Smart Well, Intelligent Well) [6]. Измерения, получаемые в забое и на устье скважины, позволяют накапливать информацию о процессах, происходящих в пласте, в течение длительного времени и использовать их для построения модели месторождения и последующей оценки ее параметров [5]. Таким образом обеспечивается аппаратная основа для создания и сопровождения ПДГТМ (постоянно действующих геолого-технологических моделей), которые являются обязательными при разработке и эксплуатации месторождений [2].

Однако современные подходы к настройке моделей нефтяных месторождений на историю разработки (History Matching) осложняются высокой детализацией модели (представлением пласта в виде трехмерного набора ячеек со стороной от 1 м до 100 м), вследствие чего большая размерность приводит к обусловленности задачи и невозможности надежной оценки большинства параметров модели. В то же время современные тенденции в развитии технологий нефтедобычи предполагают использование наравне со стратегическими более оперативных принципов управления и принятия решений, которые основаны на методах реального времени [3].

В этих условиях целесообразным видится максимальное огрубление пространственной модели пласта и приведение ее размерности в соответствие с информативностью имеющихся промысловых данных [1]. Такой подход заключается в выделении околоскважинных зон с осредненными переменными состояния (давления и расхода) и дает минимальный уровень сложности описания динамики пласта, когда одной ячейке модели соответствует зона вокруг одной скважины (рис. 1).

Вследствие недоступности измерения среднезональных давлений, необходимо восстанавливать их значения на основе имеющегося набора измерений

$$I = \langle p_1(k), q(k), k = 1, \overline{N} \rangle,$$

где $p_1(k)$ – давление в забое скважины, $q(k)$ – объемный расход жидкости ($q > 0$ для добычи, $q < 0$ для нагнетания) [4].

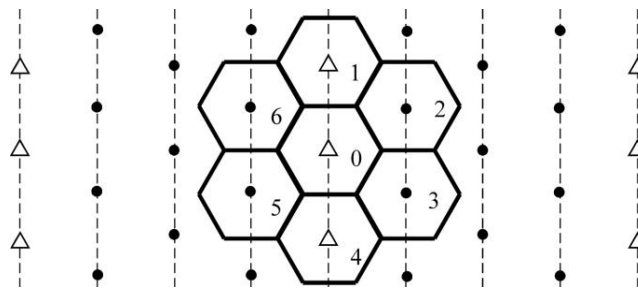


Рис. 1. Трехрядная сетка скважин с выделенным локальным участком
Скважины: Δ – нагнетательные, \bullet – добывающие

Для решения этой задачи вводится модель «скважина-пласт» (рис. 2, а), которая содержит динамики скважины, призабойной зоны пласта (ПЗП) и удаленной зоны

$$\begin{aligned} p_1(k) &= p_2(k) - r_1 q(k) - T_1 \dot{p}_1(k) \\ p_2(k) &= p_3(k) - r_2 q_1(k) - T_2 \dot{p}_2(k) \\ p_3(k) &= p_k(k) - r_3 q_2(k) - T_3 \dot{p}_3(k) \end{aligned} \quad (1)$$

где $p_2(k)$, $p_3(k)$, $p_k(k)$ – давление в ПЗП, удаленной зоне и краевое соответственно, r_i – гидросопротивление переходов между соседними зонами, T_i – постоянные времени, обусловленные гидроупругими свойствами зон, $q_1(k) = \frac{1}{r_1} (p_2(k) - p_1(k))$, $q_2(k) = \frac{1}{r_2} (p_3(k) - p_2(k))$ – перетоки между зонами. Данная модель порождает типичные графики переходных процессов в зонах (рис. 2, б).

Учитывая то, что изначально доступными для измерения в (1) являются только переменные $p_1(k)$ и $q(k)$, приведение модели к одному уравнению и одновременная оценка всех параметров r_i и T_i потребует вычисления $\ddot{p}_1(k)$ и $\ddot{p}_2(k)$ и сделает решение обратной задачи неустойчивым. Поэтому ставится задача о пошаговом разделении динамик трех зон, вложенных в $p_1(k)$, и раздельная идентификация фильтрационно-емкостных свойств каждой зоны. Алгоритм решения можно представить следующим образом: 1) Выделение первого интервала, захватывающего самую быструю динамику переходного процесса в $p_1(k)$, и идентификация параметров регрессионной модели $p_1(k) = \begin{bmatrix} p_2 & r_1 & T_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -q(k) & -\dot{p}_1(k) \end{bmatrix}^T$ методом МНК в предположении, что на данном интервале давление $p_2(k)$ квазистатично; 2) Восстановление на полном периоде измерений переменной $p_2(k) = p_1(k) + r_1 q(k) + T_1 \dot{p}_1(k)$; 3) Выделение второго интервала и идентификация параметров регрессионной модели $p_2(k) = \begin{bmatrix} p_3 & r_2 & T_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -q_1(k) & -\dot{p}_2(k) \end{bmatrix}^T$ в предположении, что $p_3(k)$ квазистатично; 4) Восстановление на полном периоде измерений переменной $p_3(k) = p_2(k) + r_2 q_1(k) + T_2 \dot{p}_2(k)$. Идентификация параметров r_3 и T_3 не является обязательной в поставленной задаче.

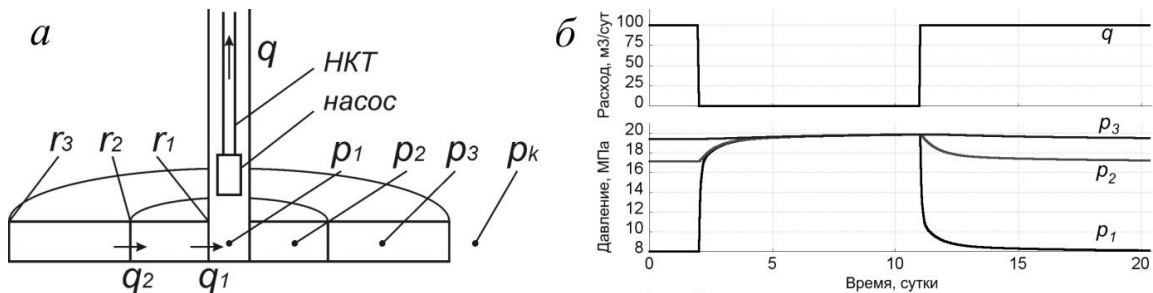


Рис. 2. Схема модели «скважина-пласт» (а) и типичные графики переходных процессов (б)

Эксперименты на модели показали, что предложенная технология контроля среднезонального давления $p_3(k)$ по данным динамики состояния скважины дает удовлетворительные по точности и устойчивости результаты. Например, идентификация зашумленной выборки с предварительной фильтрацией дала относительную ошибку в определении параметров модели около 10%.

Необходимо отметить, что наилучшая точность достигается оптимальным выбором интервалов оценивания на шагах 1 и 3, т.к. при выделении слишком короткого интервала информативность выборки не позволяет устойчиво оценить параметры, а при выделении слишком длинного интервала результат идентификации смещается вследствие наложения динамик переходных процессов соседних зон (когда соответствующие переменные

$p_i(k)$ нельзя считать квазистатическими). Уровень разнотемповости переходных процессов в зонах является важным фактором при решении задачи, т.к. в случае их плохой разделимости по времени необходимо объединять соответствующие уравнения с неразличимыми динамиками и идентифицировать параметры регрессионной модели второго порядка.

Выводы:

1) точность и устойчивость оценивания параметров во многом зависят от различимости динамик скважины, ПЗП и удаленной зоны, т.е. от соотношения постоянных времени T_i , разница которых должна достигать 10 и более раз;

2) при плохой различимости динамик не удается выделить интервалы, в которых соответствующие переменные $p_i(k)$ можно считать квазистатическими, в этом случае необходимо объединять уравнения с неразличимыми динамиками и идентифицировать параметры модели второго порядка;

3) выбор оптимальных интервалов оценивания основан на компромиссе между достаточной информативностью выборки и присутствием в выборке динамики лишь одной зоны.

Литература

1. Ведерникова Ю.А., Соловьев И.Г. Оценивание локальных гидродинамических характеристик нефтяных коллекторов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – №12. – С. 16 – 20.
2. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений. – М: МинТопЭнерго, 2000.
3. Соловьев И.Г. Иерархия адаптивных технологий нефтедобычи реального времени // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 20 – 28.
4. Соловьев И.Г., Распопов Р.В. Регуляризация оценок параметров нефтяных коллекторов по условиям симметрии // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – №11. – С. 28 – 33.
5. Guyaguler B., Papadopoulos A.T., Philpot J.A. Feedback Controllers for the Simulation of Field Processes // SPE 118969. – 2009.
6. Saputelli L., Nikolaou M. and Economides M.J. Real-time reservoir management: A multiscale adaptive optimization and control approach // Computational Geosciences. – 2006. – №10. – P. 61 – 96.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ОРГАНИЧЕСКИМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ТРУБАХ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МАЙСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

П.А. Сазонов

Научный руководитель ассистент кафедры Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В процессе нефтедобычи возникают осложнения, связанные с выпадением асфальтосмолопарафиновых веществ в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях (рис.). Это приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Рассмотрим данную проблему на примере Майского нефтяного месторождения.

На Майском месторождении основной объем добычи нефти осуществляется установками электроцентробежных насосов, а в условиях быстрой скорости выпадения парафинов происходит снижение объемов добываемой продукции вследствие уменьшения диаметра проходного сечения. В связи с этим происходит, как правило, отказ глубинно-насосного оборудования, на ремонт которого требуются большие финансовые вложения. Поэтому необходимо применять комплекс мероприятий по решению этой проблемы. Данная проблема является актуальной и для штанговых насосов.

Под асфальтосмолопарафиновыми отложениями, выделяющимися из нефти в скважинах в процессе добычи нефти, понимают сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20 – 70 %), асфальтосмолистых веществ (20 – 40 %), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей. Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$.

Физические свойства парафина следующие: плотность в твердом состоянии составляет от 865 до 940 $кг/м^3$, а в расплавленном – от 777 до 790 $кг/м^3$, температура плавления в пределах 42 – 55°C. Парафин, выделяющийся из нефти, загрязнен тяжелыми углеводородами и смолами, изменяющими цвет от желтого до черного. Не все нефти, содержащие парафин, вызывают затруднения при добыче. Все зависит от температуры, давления и состояния нефти в пласте [3].

Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии. Нефти одного и того же района содержат тем меньше парафина, чем больше в них смолистых веществ. Содержание парафина в нефтях одного и того же месторождения возрастает с глубиной залегания. Температура плавления твердых парафиновых углеводородов тем выше, чем больше их молекулярная масса. Растворимость парафина в органических жидкостях уменьшается с увеличением молярной массы и растет с повышением температуры.

В химическом отношении парафины различаются стойкостью по отношению к разным химическим реагентам. Серная кислота не действует на парафин не только при низких температурах, но и при высоких. Обыч-

ные азотная и соляная кислоты, а также щелочи инертны в отношении парафина. Парафин легко окисляется воздухом.

В состав смолистых веществ входят: азот, сера и кислород. Данные вещества обладают высокой молярной массой, не летучи, имеют большую неоднородность. По классификации некоторых ученых к группе смолистых соединений отнесены асфальтены.

Содержание смолистых веществ и парафина связано обратным соотношением. В нефти содержится небольшое количество асфальтенов (2 – 5%). Плотность их колеблется в пределах 1000 кг/м^3 , они хорошо растворяются в бензоле, но нерастворимы в спирте и бензине.

Выпадение **асфальтосмолистых** и **парафиновых отложений** является основной причиной снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны добывающих скважин. Известны две стадии образования и роста асфальтосмолопарафиновых отложений. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование асфальтосмолопарафиновых отложений оказывают существенное влияние:

снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

интенсивное газовыделение;

уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;

состав углеводородов в каждой фазе смеси;

соотношение объема фаз;

состояние поверхности труб.

Интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными [2].



Рисунок. Выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-компрессорных трубах

Содержание асфальтосмолопарафиновых отложений в пластовой нефти Майского месторождения достаточно высоко и колеблется от 14,07 % до 21,08 % (табл. 1).

Таблица

Содержание асфальтосмолопарафиновых отложений в нефти Майского месторождения

Пласт	Парафины, массовая доля, %	Асфальтены, массовая доля, %	Смолы, массовая доля, %	Температура плавления парафинов, °С
Ю ₁ ³⁻⁴	3,17	3,35	7,55	53,4
Ю ₁₄₋₁₆	17,78	1,58	1,72	-

Существует два принципиальных подхода (оба применяются на Майском месторождении) к борьбе с этим нежелательным явлением:

Предотвращение отложений парафина.

Различные методы удаления отлагающегося парафина.

Первый подход является предпочтительным и базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их срыв с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Данный подход включает следующие методы: снижение шероховатости внутренней поверхности насосно-компрессорных труб путем нанесения на нее стекла, эмали, специальных лаков или изготовление из композиционных материалов; вибрационные методы (позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб), химические методы (базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений), использование физических полей (наиболее перспективный физический метод).

Второй подход является широко распространенным и делится на несколько методов:

1. Механические
2. Тепловые
3. Химические

Из механических способов самым распространенным является применение механического скребка. Для фонтанной скважины скребок движется с помощью лебедки и скребковой проволоки.

Из тепловых методов удаления отложений асфальтосмолопарафиновых отложений самыми распространенными способами в промысловой практике являются прогрев паром и промывка скважины горячей нефтью. В последнем случае в нефть рекомендуется также добавлять растворенные ингибиторы парафиноотложений. Известно, что закачка теплоносителя в затрубное пространство является малоэффективным методом удаления отложений, так как возможны значительные потери тепла в окружающее пространство. Более эффективным с точки зрения удаления парафиноотложений в насосно-компрессорных трубах является использование электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки. Необходимо отметить высокую эффективность применения химических растворителей при обработке добывающих скважин. Это связано с тем, что при воздействии растворителем происходит не только очистка от асфальтосмолопарафиновых отложений насосно-компрессорных трубах, но и призабойной зоны пласта. В качестве растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений могут быть рекомендованы растворители типа нефрас, либо смеси ароматических нефрасов, нефрас с гексановой или толуольной фракциями. В качестве ингибиторов парафиноотложения с деэмульгирующими свойствами используются такие как: ингибиторы типа СНПХ, ингибиторы X-TOL, XT-48, Инпар, Сонпар, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, стабильный газовый конденсат. Очень эффективным ингибитором является ТХ-1907. Опыт ингибирования асфальтосмолопарафиновых отложений на отечественных нефтепромыслах говорит о том, что наиболее эффективной является технология непрерывной подачи ингибитора с помощью наземного дозирующего насоса через затрубное пространство в нефть [1].

Необходимо учитывать, что в зимний период наблюдается более интенсивное выпадение парафинов, поэтому необходимо увеличивать количество обработок, усилить контроль параметров работы скважины, не допускать длительных остановок скважин.

Состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия Западной Сибири предъявляют жесткие требования к выбору методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями: минимальные капитальные затраты и металлоемкость, минимальные затраты на обслуживание, высокая надежность.

На сегодняшний день применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении, в целом, являются эффективными в борьбе с органическими отложениями скважин, но необходимо правильно и качественно оценивать геолого-технологическую информацию и вовремя принимать соответствующие меры, будь-то горячая обработка или скребокание.

Литература

1. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Сб. борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965. – 340 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с.: ил.
3. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.

ВИДЫ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

И.А. Синцов, А.С. Гушинец, А.Е. Борусов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Исследованиям фильтрации жидкости к горизонтальным скважинам после гидроразрыва пласта было посвящено очень незначительное количество исследований. Стоит отметить, что в пласте при проведении ГРП в горизонтальной скважине могут формироваться как продольные, так и поперечные трещины, что связано с направлением линий минимальных главных напряжений (рисунок 1).

Создание трещин в вертикальной плоскости необходимо для увеличения вертикальной проницаемости пласта.

Последовательность и вид притоков, возникающих в пласте, также зависит от направления трещин. Автор Bourdet, обобщая опыт исследователей, описывает следующие виды притока (рис. 2):

- 1) радиально-линейный или билинейный,
- 2) линейный,
- 3) псевдорadiaльный.

В поперечных трещинах на ранних стадиях возникает *радиально-линейный приток*, причем радиальное течение образуется внутри самой трещины к стволу горизонтальной скважины, а линейное течение от пласта к краям трещины. На производной билгарифмического графика такой приток может изменять наклон от 0 до 0,5.

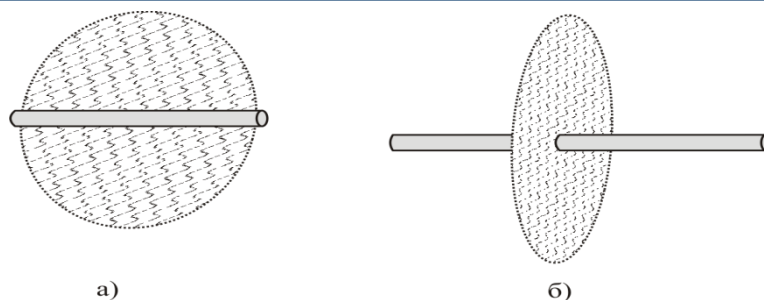


Рис. 1. Трещины, возникающие при гидроразрыве пласта в горизонтальной скважине:
а) продольные, б) поперечные

При наличии продольной трещины на ранних стадиях возникает билинейный приток, то есть проявляются два линейных течения, одно из которых – в трещине, а другое – от пласта к краям трещины. Диагностировать данный вид притока на производной билогарифмического графика можно по наклону, равному 0,25.

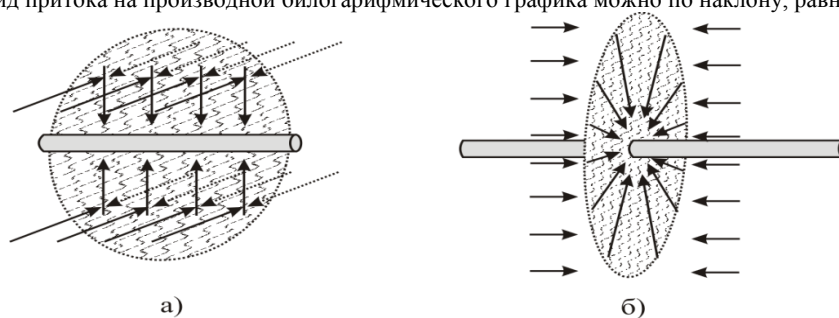


Рис. 2. Схема первоначальных притоков к горизонтальной скважине после ГРП:
а – билинейный; б – радиально-линейный

Поскольку данные виды притока являются двойными, идентифицировать их крайне сложно. Помимо этого, на ранних стадиях проявляется влияние объема ствола. Таким образом, при нестационарных исследованиях очень сложно получить представление о фильтрационных свойствах трещины.

В дальнейшем, по мере распространения поля давления в пласте возникают линейный и псевдорadiaльный приток к горизонтальной скважине, которые соответствуют притокам к горизонтальной скважине.

Фильтрация жидкости к скважинам, на которых имеется несколько трещин практически не описана в работах современных авторов, однако существуют некоторые алгоритмы, предполагающие вносить определенные допущения для трансформации задач в более простые, хорошо изученные в подземной гидромеханике.

Мукминов И.Р. предлагает рассматривать приток к горизонтальной скважине с несколькими трещинами как одномерный приток к совершенной галерее вертикальных скважин (рисунок 3). При этом в работе отмечается, что этот алгоритм подходит для продольных трещин, а для поперечных погрешность не превышает 5%.

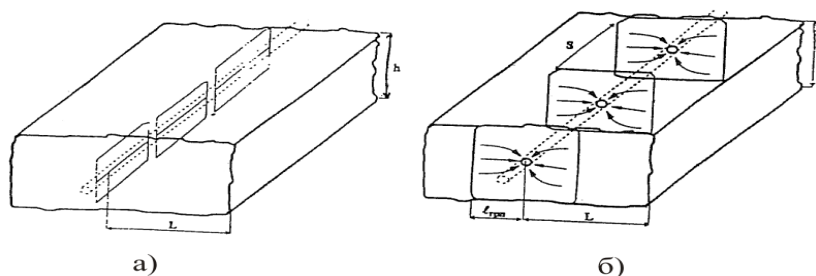


Рис. 3. Системы трещин согласно Мукминову И.Р.: а – продольных, б – поперечных

Phan Zi Phei и Кабиров М.М. при постановке задачи использовали следующие условия:
высота трещины равна нефтенасыщенной толщине;
пласт имеет двухсторонний контур питания, а линии контура питания параллельны вертикальной трещине;

кровля и подошва пласта имеют замкнутые границы и перпендикулярны вертикальной трещине;
длина горизонтального ствола равняется ширине залежи.

Благодаря этим допущениям, была выведена формула для фильтрации единичного элемента (рисунок 4, б), в котором предусматривается приток сначала к трещине, а затем по ней к горизонтальной скважине.

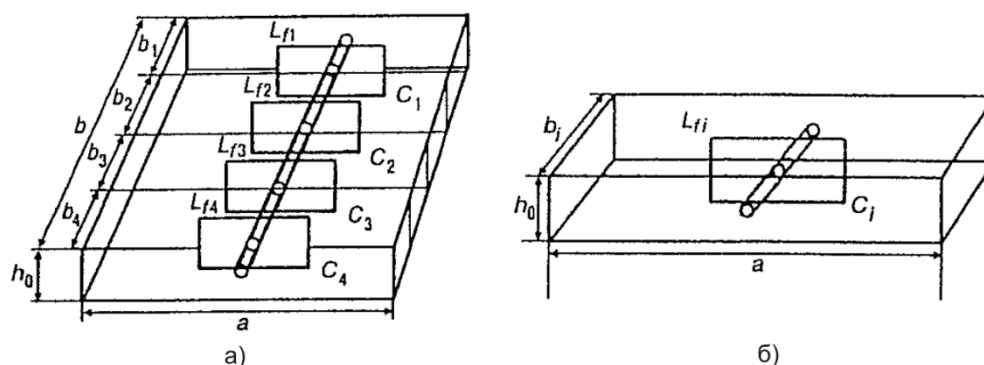


Рис. 4. Схема горизонтальной скважины после ГРП согласно Phan Zi Phei и Кабирову М.М.:
а – система трещин. б – единственный элемент

Суммарный дебит горизонтальной скважины с несколькими трещинами (рисунок 4, а) находится как сумма дебитов всех единичных трещин. Таким образом, имеющиеся на сегодняшний день решения для горизонтальной скважины после гидроразрыва пласта основаны на ряде допущений, которые не всегда применимы к условиям реальных пластов. Фильтрация жидкости к таким скважинам изучена недостаточно, несмотря на то, что технология многоступенчатого ГРП уже активно применяется на месторождениях всего мира, в том числе и в России. Фактически, многоступенчатые ГРП проводились не только в одиночных, но и в многозабойных горизонтальных скважинах. Теоретическими же задачами изучения таких скважин современные авторы не занимались. Возможно, это связано со сложностью постановки задачи.

Для определения продуктивности и эффективности подобных скважин чаще всего прибегают к помощи гидродинамических симуляторов. Однако их применение связано с рядом сложностей, таких как сложность моделирования трещин, необходимость мельчения сетки вблизи них, большие временные затраты. Простых аналитических методов решения подобных задач на сегодняшний день не существует.

ОСОБЕННОСТИ ИДЕНТИФИКАЦИИ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ К МНОГООТВЕТНЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ СКВАЖИНАМ

И.А. Синцов

Научный руководитель профессор М.Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Исследование динамики режимов совместной работы двух горизонтальных стволов является одной из сложнейших задач для аналитического решения. Технология проведения исследования (снятия кривой изменения забойного давления) сводится к пуску скважины с постоянным дебитом q в течение некоторого времени

Проблемой исследования двухствольных горизонтальных скважин является сложность разделения потоков жидкости из одного и другого стволов, так как замеры дебита и давления производится в основном стволе и эти параметры являются отражением суммарных притоков из двух пластов.

Одним из факторов, который следует учитывать при решении обратной задачи – интерпретации динамики забойного давления, является сложность описания профиля каждого ствола и особенности распределения потоков в пространстве. В связи с этим решение обратной задачи может быть исключительно численным и основанным на использовании предложенной модели пространственной фильтрации.

В качестве примера в данной работе рассчитаны модели для условий разработки Чатылькынского месторождения, на котором уже пробурены и введены в эксплуатацию двухствольные горизонтальные скважины, где угол разведения стволов скважины составляет 45° . В данной работе рассматривается фильтрация при нестационарных режимах, где с учетом того, что в районе горизонтального ствола формируются линейный и радиальный потоки. Очевидно, в зависимости от длин данных стволов, время проявления линейного и радиального потоков на кривых изменения давления должны отличаться.

С теоретической точки зрения необходимо также рассмотреть аспекты влияния длин горизонтальных стволов, в случае использования двухствольных скважин, на вид кривых восстановления давления. Разумеется, с точки зрения практического применения, снятие КВД в горизонтальных высокопродуктивных скважинах перспективно вследствие необходимости длительного простаивания скважины (>10 сут). Однако некоторые характерные точки и участки КВД могут быть достаточно информативны.

При совместной работе двух стволов, очевидно, что время влияния линейной фильтрации на формирование КВД и время доминирующего влияния радиальной фильтрации на конечный участок КВД будут представлять собой некоторые средние величины между временами действия тех же процессов при раздельной работе двух стволов. Данная задача решалась в соответствии с разработанной методикой решения нестационарных задач движения жидкости в пласте к горизонтальному стволу скважины. Если рассматривать потоки в области дренирования пласта, близлежащей горизонтальной скважине, то здесь можно отметить три вида течений: ли-

нейное течение в зонах ближайших к горизонтальному стволу; радиальное течение в удаленной зоне пласта и переходной режим потока в переходной зоне пласта между радиальным и линейным.

Моделировались процессы движения нефти при длине основного горизонтального ствола – 400 м. и более короткого ствола – 300, 200, 100 и 10 м. На рисунках 1–4 приведены результаты моделирования этих процессов. Построены кривые восстановления давления для трех случаев:

- верхний короткий горизонтальный ствол,
- нижний длинный горизонтальный ствол,
- совместная работа верхнего и нижнего горизонтальных стволов.

На рисунках 1 – 3 представлены КВД в координатах $P, \lg(t)$ – обычных координатах для отображения радиального потока в удаленной зоне и в координатах «давление–корень кв. времени» (P, \sqrt{t}) для отображения линейного потока в прискважинной зоне.

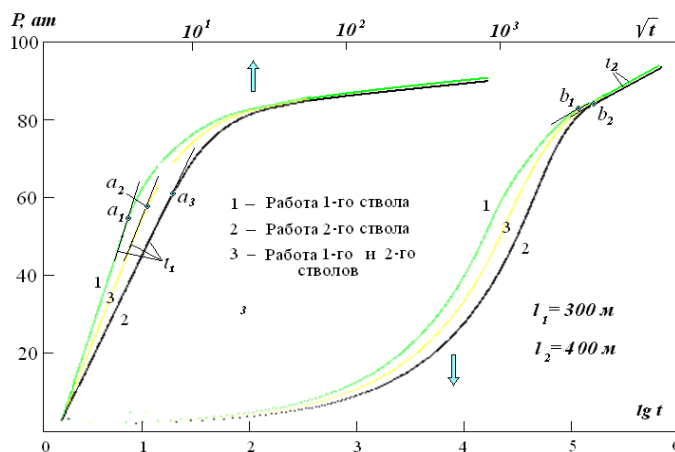


Рис. 1. Кривые восстановления давления, полученные при моделировании двухствольной скважины: верхний ствол длиной $L_1 = 300$ м, нижний ствол длиной $L_2 = 400$ м

Анализируя кривые восстановления давления, приведенные на графике (рисунок 1), можно заметить, что протяженность наклонных начальных участков КВД в координатах «давление–корень кв. времени» разная. При работе только одного короткого ствола время доминирующего линейного течения меньше, чем время действия того же эффекта в удлиненном стволе.

Расчеты для определения времени действия определенных режимов течения (в нашем случае линейного потока) показали, что соответствующие точки a_1, a_2, a_3 на приведенном выше графике значения времени определяют факт проявления линейного режима течения при различных по длине стволах скважины.

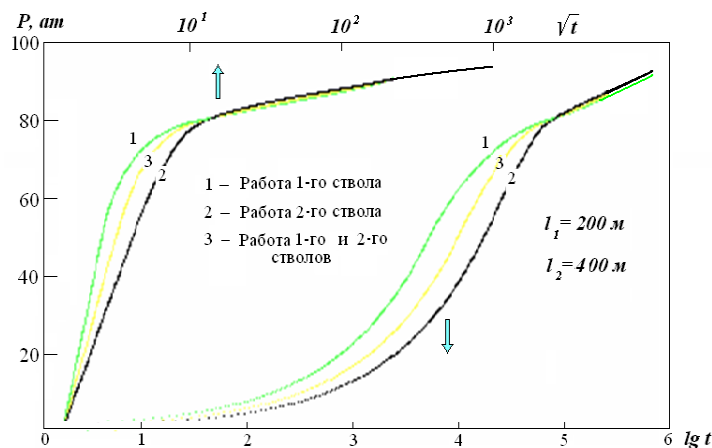


Рис. 2. Кривые восстановления давления, полученные при моделировании двухствольной скважины: верхний ствол длиной $L_1 = 200$ м, нижний ствол длиной $L_2 = 400$ м

На графиках, показанных на рисунках 2 и 3, верхний ствол принят меньшей длины - 200 и 100 м. По этим графикам видно, что время проявления линейного потока существенно уменьшается для короткого ствола, и чем меньше длина ствола, тем меньше время действия линейного потока.

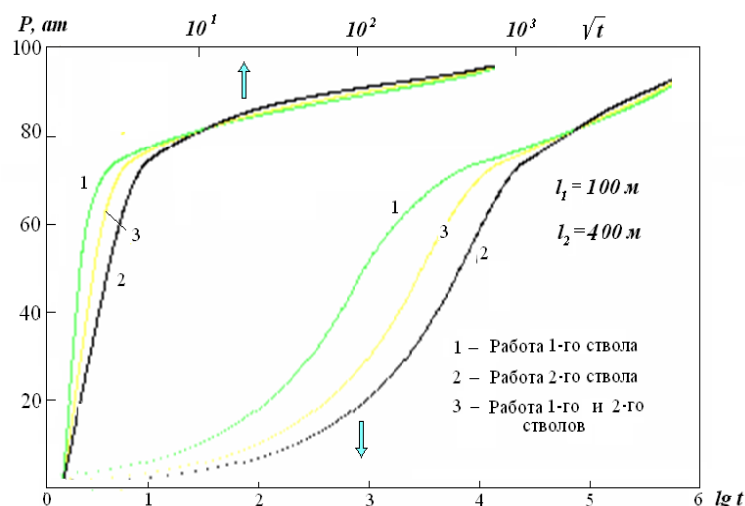


Рис. 3. Кривые восстановления давления, полученные при моделировании двухствольной скважины: верхний ствол длиной $L_1=100$ м, нижний ствол длиной $L_2=400$ м

Именно это обстоятельство позволяет нам наметить схему оценки реальных условий работы двухствольных скважин. Наличие короткого прямолинейного участка на графике КВД, записанной для скважины с двумя горизонтальными стволами свидетельствует о том, что короткий горизонтальный ствол дает продукцию также как и длинный, только дебит по данному стволу пропорционально его длине меньше дебита более длинного ствола. При моделировании работы одновременно двух стволов эффект линейного и радиального потоков отражается на КВД подобно тому, как ведет себя один длинный нижний ствол. Так как дебиты двух стволов существенно отличаются, обработка результатов ведется отдельно по нижнему стволу, а для верхнего ствола выделяется некоторая «доля» в полученных результатах. Используемый метод позволяет интерпретировать динамику забойного давления в одноствольных и многоствольных скважинах также с учетом неоднородности пласта.

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ОГРАНИЧЕНИЕМ ПРИТОКА ВОДЫ В УСЛОВИЯХ ТАЛОВОЙ ПЛОЩАДИ ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Н. Степанов, Ю. М. Кононов

Научный руководитель начальник департамента Д.С.Михальченко
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

На данный момент гидроразрыв пласта является самым распространенным способом увеличения продуктивности скважин. В то же время гидроразрыв пласта является одной из самых эффективных технологий и с экономической точки зрения. В последнее время становится общепринятой практикой проводить гидроразрыв как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах.

Увеличение продуктивности в случае гидроразрыва пласта достигается за счет создания высокопроводящего канала (трещины) между пластом и стволом скважины. Трещина в пласте создается за счет нагнетания специального состава (так называемой жидкости разрыва) в пласт под давлением, превышающим давление разрыва (давление, выше которого происходит нарушение целостности пласта, своеобразный предел прочности). Затем в созданную трещину закачивают смесь жидкости и проппанта (расклинивающего агента – естественных частиц песка или искусственных керамических или др. частиц определенного размера), которые сохраняют трещину открытой после снятия давления. Трещина, закрепленная подобным образом, представляет собой узкий, но высокопроводимый (обычно проницаемость трещины на несколько порядков выше проницаемости пласта) канал для притока пластовых флюидов в скважину. В результате применения гидроразрыва продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин увеличиваются в разы.

Гидроразрыв на большинстве скважин Таловой площади проводится сразу после освоения из бурения. Вследствие отсутствия информации о добыче до проведения гидроразрыва, эффективность последнего можно оценить, только сравнивая текущие показатели (дебит по нефти, жидкости, обводненность) с теоретическими показателями для этих же самых скважин, но без применения гидроразрыва.

В первую очередь был проведен сравнительный анализ параметров гидроразрыва, заложенных в дизайне и принятых подрядчиками к исполнению (таких, как полудлина, высота, ширина трещин), а также предполагаемые после обработки дебиты и обводненность (по сравнению с фактическими). Было выяснено, что наибольшее различие (коэффициент корреляции только 0,52) наблюдается при анализе предполагаемых дебитов. Это, в первую очередь, связано с предположениями, которые мы используем при дизайне – о линейном притоке флюида в трещину, о подчинении течения флюида закону Дарси, об однородности и изотропности коллектора и т. д. Разумеется, на практике такие предположения не работают: вследствие высокой скорости течения флюиды на-

чинают вести себя нелинейно, пласт всегда анизотропен и неоднороден по вертикали и латерали. Следующий шаг – оценка эффективности гидроразрыва, а именно определение средних приростов по дебитам и изменение обводненности. По сравнению с теоретическими средний прирост дебита по нефти составил 36,2 т/сут, по жидкости – 57,6 м³/сут. Основная проблема, с которой пришлось столкнуться при применении гидроразрыва на исследуемом месторождении – высокое (свыше 50%) начальное значение обводненности примерно в 10 % скважин. Видимых причин для этого две: создание трещины в водоносную часть пласта (в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контакта) либо прорыв трещины в нижележащий водоносный горизонт.

В настоящее время существует ряд технологий проведения гидроразрыва пласта с ограничением притока воды. По условиям применимости их можно разделить на технологии, применяемые в случае тонких глинистых пропластков между продуктивными и водонасыщенными пластами и технологии, применяемые в случае близости водонефтяного контакта. К первой группе относятся так называемые методы ограничения вертикального роста трещины, которые в свою очередь можно разделить по основным механизмам действия:

- ограничение роста трещины за счет уменьшения эффективного давления разрыва (в основном, за счет уменьшения вязкости жидкости разрыва) за счет использования линейных гелей, специальных составов ClearFRAC и FiberFRAC, пенных систем с азотом в качестве газовой фазы и т. д.;
- создание механических барьеров распространению трещины промежуточной закачкой цемента или глинистого раствора, применением многостадийных гидроразрывов пласта, технологий BracketFRAC и J-FRAC.

Следующая группа методов – химические методы – применяются в случае вскрытия водонефтяного контакта в скважине. В этом случае уменьшение притока воды в трещину достигается за счет использования модификаторов фазовой проницаемости – полимерных веществ, изменяющих смачивающие свойства породы за счет адсорбции на стенках поровых каналов. При контакте с водой молекулярная цепочка данных полимеров расширяется, уменьшая тем самым фазовую проницаемость по воде.

Для моделирования технологии ограничения вертикального роста трещины была выбрана скважина, в которой после гидроразрыва планировалось получить дебит по жидкости 106 м³/сут при обводненности, не превышающей 30%, при этом прирост дебита по нефти в результате гидроразрыва составил бы 40,3 т/сут. По факту дебит скважины по жидкости составил 96,7 м³/сут при обводненности свыше 55%, прирост дебита по нефти – только 17,9 т/сут. Причина этого – прорыв трещины в нижележащий водоносный горизонт Ю₁^Л (рисунок 1а). Чтобы избежать этого необходимо ограничить рост трещины по вертикали. Для моделирования распространения трещины применялся программный комплекс MFrac, задача решалась в трехмерной постановке. Созданный механический барьер моделировался как увеличение напряжения в тонком непроницаемом пропластке между соответствующими горизонтами. К сожалению, ни одна технология не дает конкретный ответ, какие в результате получатся напряжения, поэтому мы предполагаем, что напряжения, по меньшей мере, будут не меньше, чем в вышележащем глинистом горизонте. Результаты моделирования представлены на рисунке 1б и в таблице 1, где также представлен прогнозный дебит. В этом случае трещина распространяется только в пределах продуктивного пласта.

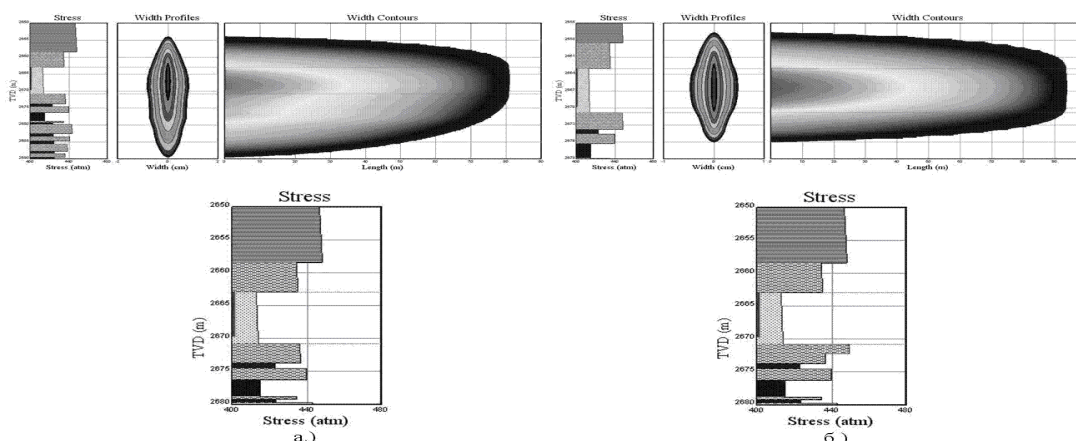


Рис. 1. Профиль и распределение напряжений для исходной трещины (а) и трещины, смоделированной на основе технологии ограничения вертикального роста (б)

Для скважин, расположенных в непосредственной близости к водонефтяному контакту, моделировались химические методы уменьшения притока воды (за счет уменьшения фазовых проницаемостей). Были смоделированы несколько вариантов с различным влиянием модификаторов фазовой проницаемости – минус 10%, 30%, 50% и 80% от фазовой проницаемости по воде в расчетных ячейках, через которые проходит рассматриваемая скважина. Различную степень влияния МФП на проницаемость по воде можно рассматривать как зависимость от концентрации – чем выше концентрация, тем ниже проницаемость.

Таблица 1

Результаты моделирования распространения трещины при применении технологии ограничения роста

Толщина продуктивной зоны	7.8	(м)
Эффективная толщина продуктивной зоны	7.8	(м)
Закрепленная полудлина трещины	93.58	(м)
Средняя закрепленная ширина трещины в продуктивной зоне	0,35	(см)
Средняя проводимость трещины	1276.1	(мД м)
Безразмерная проводимость трещины, Cfd	2.0353	
Радиус ствола скважины	10.8	(см)
Объёмный коэффициент нефти	1.164	(м ³ /м ³)
Смоделированный скин-фактор	-4.36	
Дебит после 10 дней	90.187	(м ³ /сут)

В результате было получено увеличение дебита по нефти с уменьшением фазовой проницаемости по воде вплоть до 50% (таблица 2), затем резкое снижение дебита после достижения некоторого предельного значения концентрации модификаторов фазовой проницаемости (в связи с несоразмерным уменьшением фазовых проницаемостей как по воде, так и по нефти). Данные результаты согласуются с результатами анализа применения МФП в реальности.

Таблица 2

Результаты моделирования химических методов

Относительная фазовая проницаемость по воде	Q _{жид.} , м ³ /сут	Q _{неф.} , т/сут	Обводненность
Исходная	80.06	38.86	55%
-10%	80.06	39.34	54.5%
-30%	78.81	40.01	53%
-50%	73.45	41.28	48%
-80%	56.73	37.82	40%

Таким образом, в работе был проведен анализ проведенных на Таловой площади операций гидроразрыва, выявлена основная проблема – рост обводненности в связи с прорывом трещины в нижележащий водоносный горизонт либо в водонасыщенную часть продуктивного пласта; проведен обзор существующих технологий проведения гидроразрыва с ограничением притока воды. По результатам моделирования рекомендуется применять технологии ограничения роста трещины в высоту за счет создания механических барьеров (в случае близко расположенного подстилающего водоносного горизонта) и химические методы уменьшения фазовой проницаемости по воде за счет закачки модификаторов фазовой проницаемости в скважины, расположенные в непосредственной близости от водонефтяного контакта.

Литература

1. Виноградова И. А. Результаты применения технологий ГРП по снижению риска неконтролируемых водопроявлений на месторождениях Западной Сибири // IV Международная научно-практическая конференция «Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития», г. Геленджик, 2009 г.
2. Игнатъев М. Интенсификация добычи: две стороны одной трещины // Нефтегазовая вертикаль – 2003 – № 15 – С. 36 – 43.
3. Технология J-FRAC – новый подход к контролю роста трещины ГРП. Юдин А., Бутула К., Новиков Ю. // Технологии ТЭК – №5 – 2007 – С. 48 – 54.
4. A novel approach to fracturing height growth control enlarges the candidate pool in the Ryabchyk formation of West Siberia's mature oil fields; A. V. Yudin, K. K. Butula, Y. V. Novikov, SPE 107604.
5. Cornwall C., Boughey A. Relative Permeability Modifier (RPM): suitability screening with reservoir core under reservoir conditions, paper SPE 112503, presented at the 2008 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, U.S.A.
6. Unified Fracture Design, Bridging the Gap Between Theory and Practice; Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valkó; Orsa Press, Alvin, Texas, 2002

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ»

О.Б. Хамитов, Е. И. Родионов

Научный руководитель профессор В.А. Байков
ООО «РН-Уфанипнефть», г. Уфа, Россия

Бурение боковых стволов (БС) и боковых стволов с горизонтальным окончанием (БГС) в настоящее время становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Основной причиной бездействия скважин являются аварии, вызванные поломками, прихватом скважинного инструмента, колонны труб и другого технологического оборудования с последующим оставлением их на забое. В случае невозможности устранить аварию путем ловильных работ, скважина либо ликвидируется, либо переводится на эксплуатацию вышележащих пластов с изоляцией аварийного участка. Что в свою очередь приводит к образованию «застойных» зон и невыработанных участков.

Другой ключевой проблемой длительной эксплуатации скважин является высокая обводненность продукции. Это связано с тем, что большинство продуктивных коллекторов расположено над подошвенной водой, и здесь имеет место эффект конусообразования, который во многих случаях приводит к прорыву подошвенных вод в перфорированный интервал добывающей скважины.



Рис. 1. Состояние фонда скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз»

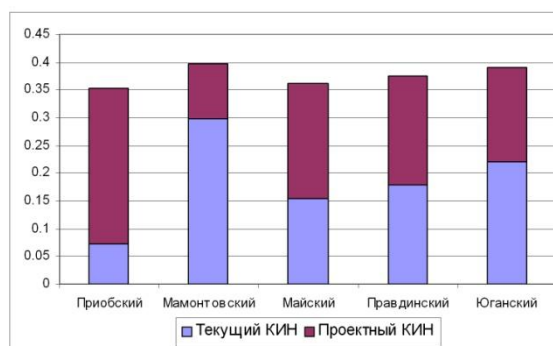


Рис. 2. Текущий и проектный КИН по регионам ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Особенно это актуально для месторождений Западной Сибири, где крупные залежи нефти и газа переходят в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительным обводнением эксплуатационных объектов, а фонд скважин весьма изношен. Так на момент написания статьи более половины добывающих и нагнетательных скважин ООО «РН-Юганскнефтегаз» находится в бездействии (Рис. 1). Таким образом, каждая вторая скважина в перспективе может быть кандидатом на бурение БС.

Что касается остаточных извлекаемых запасов, из рис. 2 видно, что почти во всех регионах ООО «РН-Юганскнефтегаз» текущий КИН по месторождениям едва достигает половины проектного, при средней обводненности скважин 85 – 90%. Таким образом, достижение проектного КИН без проведения специализированных ГТМ вряд ли возможно.

Ввод в эксплуатацию БС, как правило, положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке «застойных» участков месторождений и поддержанию (а порой и увеличению) темпов отборов. Также бурение БС имеет ряд преимуществ перед другими ГТМ:

- 1) Несмотря на высокую стоимость (сопоставимая с эксплуатационным бурением), преимущество бокового ствола состоит в возможности использовать имеющуюся на кусте инфраструктуру;
- 2) Это единственный способ воздействия на межскважинное пространство, прочие мероприятия по интенсификации притока (ОПЗ, ГРП, снижение забойного давления) влияют только на призабойную зону пласта.

Начиная с 2005 года на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» реализуется программа бурения БС, в том числе с горизонтальным окончанием. Совместными усилиями специалистов проектного института ООО «РН-Уфанипнефть» и отдела бурения ООО «РН-Юганскнефтегаз» был выработан системный подход к планированию и бурению БС и БГС. Схема работы представляет собой замкнутый цикл и включает следующие этапы (Рис. 3):

На первоначальном шаге определяются зоны с невыработанными запасами и простаивающим фондом скважин на основе карт начальных и остаточных толщин, показателей накопленной и текущей добычи, составляется рейтинг перспективных зон;

После выбора зоны на нее строится геологическая и гидродинамическая модель, по последней осуществляется прогнозный расчет добычи после резки БС или горизонтальной скважины сроком на 5 лет;

По результатам моделирования принимается окончательное решение о бурении, составляется геологический проект на бурение;

В зонах с высокими рисками (сложное геологическое строение пласта, неполнота данных разработки месторождения) до бурения горизонтального ствола проводят бурение пилотного ствола. Пилотный ствол позволяет определить текущее насыщение и положение кровли целевого коллектора. По результатам бурения пилота осуществляется корректировка профиля горизонтального участка скважины;

При бурении горизонтальной секции осуществляется геонавигация в режиме реального времени, которая позволяет своевременно корректировать траекторию скважины и добиваться максимальной проходки по коллектору;

После освоения скважины и вывода на режим, сравниваются плановые и фактические показатели работы скважины. При положительных результатах и достаточном количестве остаточных запасов в рассматриваемой зоне планируется бурение еще одного БС или БГС, также осуществляется поиск зон-аналогов по данному объекту разработки. При отрицательных результатах проводится анализ, по результатам которого принимается решение о необходимости дальнейшего бурения в этой зоне.

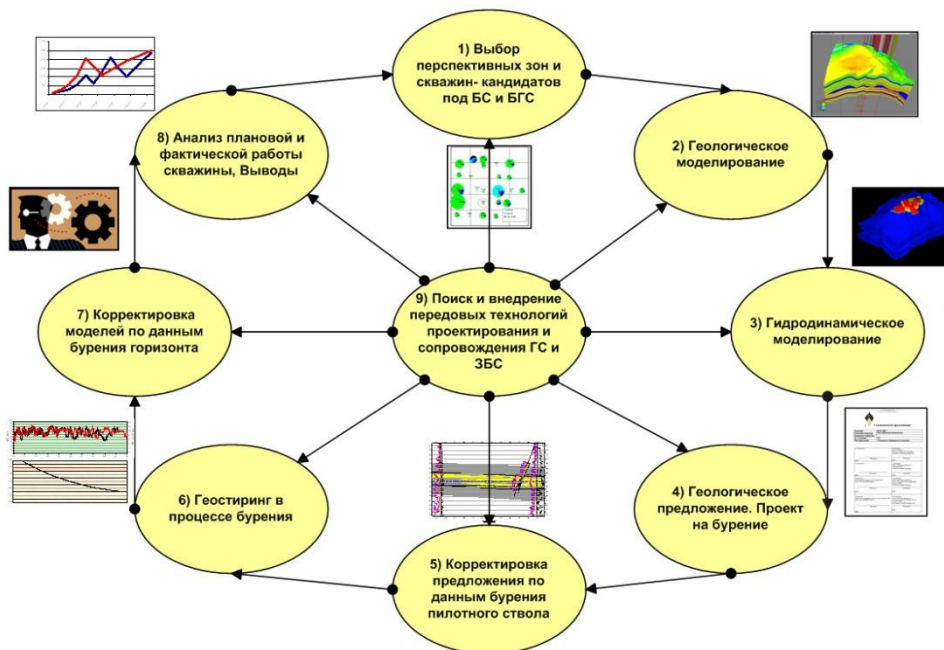


Рис. 3. Схема комплексного планирования и бурения БС и БГС

Начиная с 2005 г. по ноябрь 2010 г. на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» пробурено 367 БС, из них 70 БГС. Накопленная добыча нефти составила более 6 млн.т.нефти. Средний запускной дебит нефти в разные годы колеблется в диапазоне 56 – 78 т/сут (Рис. 4).

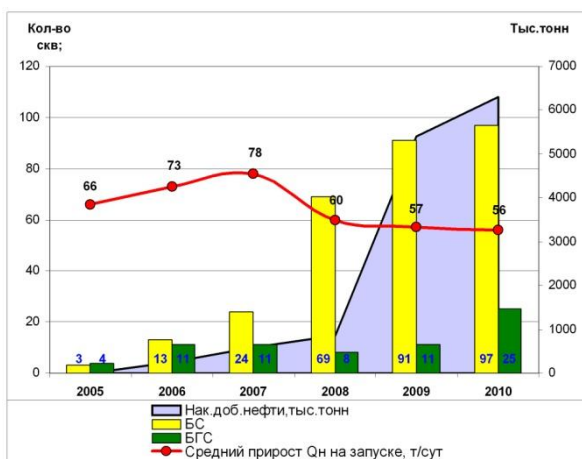


Рис. 4. Статистика по пробуренным БС и БГС

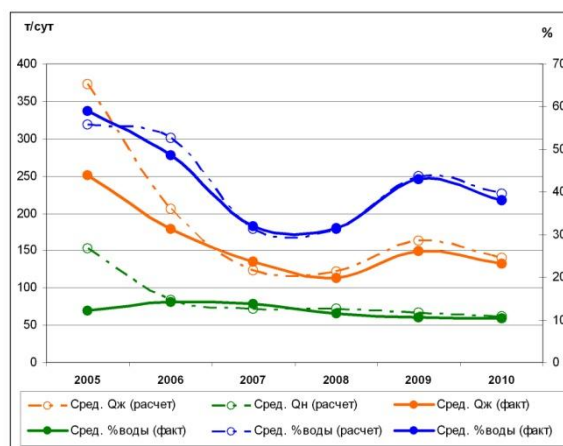


Рис. 5. Сравнение расчетных показателей с фактическими

С каждым годом увеличиваются объемы бурения боковых стволов, что напрямую сказывается на показателях накопленной добычи. Одновременно с увеличением объемов бурения наблюдается снижение средних приростов по нефти. Этот факт объясняется вовлечением в разработку более рискованных зон со сложным

строением пласта и большими неопределенностями в текущей насыщенности, в то время как наиболее перспективные участки с минимальными рисками были разбурены в ранние годы. Тем не менее, за минувшие 5 лет метод бурения боковых стволов показал свою высокую эффективность. Решающую роль при этом сыграл комплексный подход к планированию и бурению БС и БГС. На Рис. 5 представлено сравнение плановых и фактических приростов по нефти с 2005 по 2010 гг. Видно, что отсутствие опыта и системного подхода на начальных этапах реализации программы бурения БС и БГС привело к большой разнице между расчетными и фактическими показателями добычи. В дальнейшем эта разница существенно сократилась. Наличие огромного простаивающего фонда скважин и невыработанных запасов открывает широкие и долгосрочные перспективы для увеличения объемов строительства боковых стволов среди прочих ГТМ.

К ОБРАБОТКЕ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ МЕТОДОМ ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ

Д.В. Чернышев

Научный руководитель старший преподаватель И.Н. Пономарева
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Рассмотрены вопросы аппроксимации фактических данных, полученных при гидродинамических исследованиях добывающих скважин, с целью их дальнейшей обработки методом детерминированных моментов давления.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, аппроксимация.

Оценка состояния призабойных зон продуктивных пластов (ПЗП) может быть выполнена при обработке данных гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах. Наиболее распространенным способом оценки состояния ПЗП является определение скин-фактора, которое основано на обработке кривых восстановления давления (КВД) методом касательной. Состояние ПЗП принято считать ухудшенным при положительных значениях скин-фактора.

Численное выражение скин-фактора не характеризует размеры призабойных зон и его определение в ряде случаев, например, когда давление в скважине при исследовании восстановилось не полностью и на КВД не выделяется прямолинейный участок, невозможно или существенно недостоверно. В таких случаях целесообразно проводить диагностическую процедуру при обработке КВД методом детерминированных моментов давления (ДМД) с определением безразмерного диагностического признака d . Обработке подлежат результаты измерений забойных давлений с постоянным шагом во времени. Большая часть КВД, полученных при исследовании низкопродуктивных механизированных скважин, не удовлетворяет этому требованию из-за длительного (несколько суток) периода восстановления давления. В таких случаях целесообразно проводить процедуру аппроксимации исходных данных.

Процедура аппроксимации результатов измерения давления заключается в выборе класса аппроксимирующей функции, разбиении интервала исследования на определенное количество отрезков с постоянным шагом по времени и определении значений давления для полученных равноудаленных моментов времени. Ранее проведенный анализ позволил установить целесообразность использования логарифмических зависимостей для аппроксимации участков КВД, характеризующих свойства удаленной зоны пласта.

Данная работа посвящена определению необходимого количества точек, разбивающих весь период исследования на равные временные интервалы.

В качестве примера рассмотрим данные исследования скв.41 Солдатовского и скв.231 Уньвинского месторождений. Аппроксимация фактических кривых восстановления давления, выполненная в соответствии с рекомендациями [1], отражена на рис.1, 2.

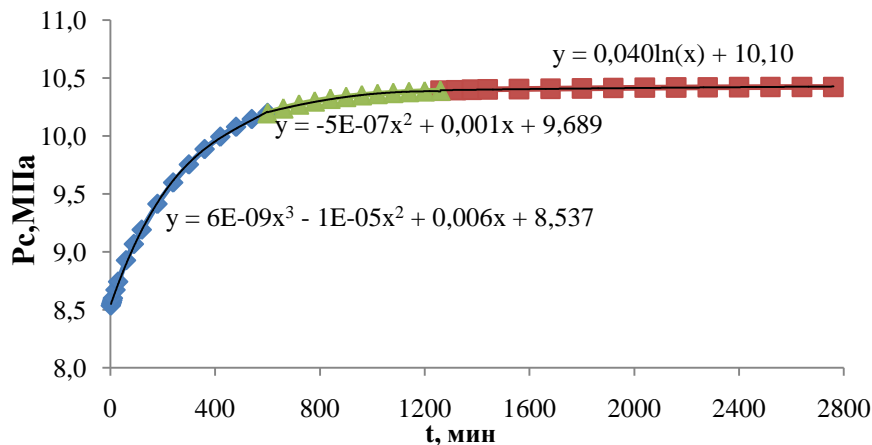


Рис.1. Аппроксимация КВД скв.41

Весь интервал исследования скважин (2760 мин. и 150 мин. соответственно) последовательно разделен на 40, 35, 30, 25, 20, 15 и 10 отрезков. В соответствии с предварительно подобранными аппроксимирующими уравнениями для полученных точек определены значения давления. Также определены значения давления для моментов времени, для которых выполнена регистрация фактических значений забойного давления. Фактическая и аппроксимированные кривые восстановления давления обработаны методом касательной с определением проницаемости пласта и скин-фактора S [2,3].

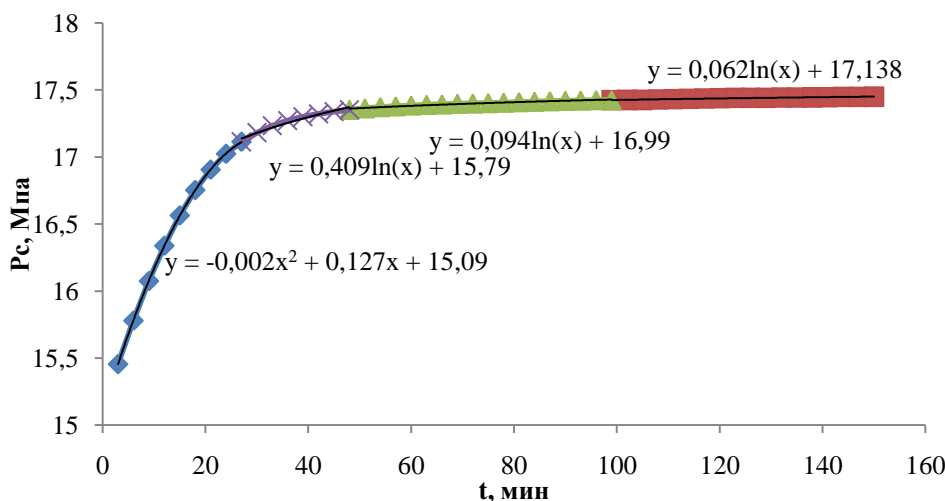


Рис.2. Аппроксимация КВД скв.231

Также выполнена обработка аппроксимированных кривых методом детерминированных моментов давления. Результаты приведены в табл.1.

Таблица 1

Вид КВД	скважина 41				скважина 231				
		к, мкм ²	S	Рпл, МПа	d	к, мкм ²	S	Рпл, МПа	d
Аппроксимированная (при количестве отрезков):	10	0,0591	26,2	10,47	4,24	0,231	6,12	17,501	4,07
	15	0,0591	26,2	10,44	2,92	0,250	7,31	17,505	3,88
	20	0,0591	26,2	10,47	3,58	0,238	6,51	17,501	3,86
	25	0,0591	26,2	10,48	3,74	0,264	7,96	17,518	3,64
	30	0,0591	26,2	10,46	4,02	0,241	6,69	17,543	3,27
	35	0,0591	26,2	10,45	3,85	0,255	7,48	17,481	3,70
	40	0,0591	26,2	10,50	3,36	0,252	7,30	17,496	3,84
	44	0,0591	26,2	10,51	3,44	-	-	-	-
	51	-	-	-	-	0,244	6,824	17,606	3,86
Фактическая	факт	0,0593	26,3	-	-	0,241	6,69	-	-

Вид КВД в полулогарифмических координатах позволяет выполнить однозначную их обработку методом касательной, и получаемые при этом значения проницаемости и скин-фактора можно принять за истинные.

Оценка достоверности проведенной процедуры может быть выполнена при сравнении проницаемостей, полученных при обработке фактических кривых, со значениями этого коэффициента, полученными при обработке КВД, аппроксимированных для фактических моментов времени (44 и 51 точки, соответственно).

Литература

- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – Недра, 1973. – 248 с.
- Пономарева И. Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин. Нефтяное хозяйство, 2010 г. – № 6.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ООО «РН-КРАСНОДАРНЕФТЕГАЗ»****Н.А.Шостак, Д.М. Пономарёв**

Научный руководитель доцент О.В. Савенок

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Целью настоящей работы является анализ существующих на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» методов предотвращения образования и удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Накопление отложений в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к уменьшению межремонтного периода (МРП) работы скважин и снижению эффективности работы насосных установок, осложнениям при транспортировке нефти по промысловым трубопроводам и, как следствие, к повышению себестоимости продукции. Рассмотрим методы борьбы с АСПО, применяемые на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз».

Метод механической очистки. Методы механического удаления АСПО основаны на циклической очистке внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции. Периодичность спуска скребка в скважину зависит от интенсивности отложений и определяется опытным путём. На месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в зависимости от межочистного периода (МОП) скребок производят с использованием передвижных лебёдок (МОП – 4 и более суток) и стационарных установок (МОП – 1 – 3 суток). Основным преимуществом данных технологий является их ценовая доступность, а недостатками – возможность обрыва проволоки и большие трудозатраты.

Метод химической обработки. Данный метод основан на введении в добываемую продукцию химических соединений, которые подразделяются на три основные группы: ингибиторы (предотвращающие образование АСПО); растворители (удаляющие сформировавшиеся отложения); реагенты комплексного действия (растворяющие АСПО и предотвращающие их дальнейшее образование). На сегодняшний день в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» наиболее широко применяются мощнейший многофункциональный препарат МЛ-80Б и композиционный состав СНПХ-7870Г.

МЛ-80Б представляет собой смесь анионоактивных и неионогенных ПАВ. Его применение позволяет одновременно решить несколько задач: защитить оборудование от выпадения АСПО; удалить образовавшиеся отложения; увеличить продуктивность скважин. Обработка скважин поверхностно-активным веществом МЛ-80Б производится согласно графику обработок.

Каждая скважина обрабатывается с периодичностью 10 – 60 дней, обусловленной геолого-техническими характеристиками скважин и физико-химическими свойствами нефтей. Технология обработки заключается в приготовлении 10%-ного водного раствора МЛ-80Б, который через затрубное пространство самоотемком заливается в скважину до забоя. Достоинством данной технологии является то, что она не требует использования насосной техники и остановки скважины, влекущей снижение суточного дебита нефти, обеспечивает одновременную промывку скважины и промыслового нефтепровода. Говоря о недостатках данной технологии, стоит отметить высокую стоимость обработки и необходимость предварительного нагрева воды при приготовлении раствора МЛ-80Б в зимний период.

Состав СНПХ-7870Г представляет собой композиционную смесь ароматических и алифатических углеводородов, предназначен для растворения твердых органических отложений, образующихся в нефтепромысловом оборудовании в процессе нефтедобычи. Технология обработки заключается в следующем. Предварительно, с учетом конструкции конкретной скважины и длины коллектора до сборного пункта производится расчет необходимого для проведения операции объема водного раствора СНПХ-7870Г. Перед прокачкой скважина останавливается, перекрытием задвижек нефтепровод отсекается от гребенки и стравливается давление на коллекторе. Затем подсоединяется нагнетательная линия и производится закачка раствора СНПХ-7870Г.

Для реагирования состава с органическими отложениями скважина оставляется в покое на 1 сутки, после чего запускается в работу. Среди достоинств данного состава следует отметить его универсальность (эффективно удаляет органические отложения с широким диапазоном соотношения асфальтенов, смол и парафинов). Высокие смачивающие, пептизирующие и дефлокулирующие свойства состава обеспечивают качественную очистку подземного оборудования и насосно-компрессорных труб от АСПО. Недостатком данной технологии является увеличение продолжительности ремонта скважины, вызванное необходимостью ее остановки на время реагирования.

Применение ингибитора парафиногидратотложений СНПХ-ИПГ-11А. Поскольку удаление АСПО требует гораздо больших затрат, чем предупреждение их образования, в настоящее время рассматривается вопрос об использовании на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз» ингибиторов отложений, например, СНПХ-ИПГ-11А. К достоинствам применения ингибитора СНПХ-ИПГ-11А следует отнести экономичный расход (при непрерывной, либо периодической подаче не превышает 200 г на тонну нефти), что обеспечивает увеличение межочистного периода в 2 – 4 раза и сохранение технологических свойств при температуре окружающей среды от – 40 °С до + 40 °С.

Однако нельзя забывать, что применение данной технологии требует наличия специальных технических средств. Для приготовления раствора ингибитора и его последующей закачки в затрубное пространство скважины и в трубопровод системы сбора нефти необходимо использовать агрегат ЦА-320, автоцистерну АЦ-5, устье каждой скважины должно быть оборудовано установкой УДР-01.00, предназначенной для дозированной подачи раствора ингибитора и требующей постоянного обслуживания.

Метод тепловой обработки скважин. Метод тепловой обработки скважин основан на искусственном увеличении температуры в стволе и призабойной зоне, что приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина, смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации в НКТ и подземном оборудовании. Применяется в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей.

Прокачка горячей нефтью (ПГН). ПГН проводится в соответствии с графиком прокачки, который для каждой конкретной скважины составляется отдельно. Технология прокачки горячей нефтью на скважинах, оснащённых глубинно-насосным оборудованием, заключается в следующем. Нефть в автоцистернах привозится непосредственно на скважину, где сливается в специальные ёмкости, которыми оснащены бригады подземного ремонта, и нагревается передвижными паровыми установками (ППУ) до температуры 80 °С.

Из емкостей нагретая нефть поступает на приём насоса и подаётся в затрубное пространство скважины. Проходя через подземное оборудование и НКТ, она расплавляет АСПО и выносит их через выкидной коллектор. Технология ПГН на фонтанных скважинах отличается тем, что вместо ППУ применяется агрегат депарафинизации нефти (АДПН). Это обусловлено тем, что при нагреве нефти с использованием ППУ происходит конденсация пара, вода вместе с нефтью попадает в скважину и отрицательно влияет на её работу, т.к. сконденсированная вода «задавливает» фонтанную скважину.

К существенным недостаткам данного метода следует отнести его высокую стоимость, обусловленную использованием товарной нефти и значительными затратами сил и средств на её подготовку.

Тепловая обработка передвижной паровой установкой. Для проведения данной обработки на устье скважины монтируется нагнетательная линия и с помощью ППУ производится прогрев скважины паром, нагретым до 80 °С. Затем скважину закрывают на период ожидания, необходимый для передачи тепла вглубь пласта. Следует отметить, что при стационарном прогреве вокруг скважины в пласте создаётся кольцевая зона с радиусом до 1 м с постоянно сохраняющейся, достаточно высокой температурой, что определяет значительное снижение вязкости нефти и предотвращает выделение парафина в виде кристаллов из растворённого состояния. Однако производительность каждой паровой установки, применяемой ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (ППУА-1200/100), составляет 1 тонну пара/ч, потому приходится использовать параллельно до 6 ППУ при давлении до 10 МПа. Хотя это и даёт технологический эффект, но, в конечном счёте, экономически не всегда оправдывается.

Применение электрокабельной установки «Фонтан». В настоящее время в ООО «РН-Краснодарнефтегаз» рассматривается вопрос о применении для борьбы с АСПО электрокабельной установки «Фонтан». Она предназначена для депарафинизации и предотвращения возникновения парафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах независимо от способа их эксплуатации. В зависимости от дебита нефти и процентного содержания парафина, установка «Фонтан» работает от 3 до 24 часов в сутки, обеспечивая поддержание температуры в интервале парафиновых отложений в скважине и трубопроводе на 5 – 50 °С выше температуры плавления парафина, в результате чего стенки нефтяных труб круглосуточно остаются чистыми. Эксплуатация электрокабельной установки (ЭКУ) допускается в скважинах с диаметром НКТ до 73 мм и требуемой глубиной спуска электронагревательного кабеля не более 1000 метров. Питание ЭКУ осуществляется от сети трёхфазного переменного тока напряжением 380 В и силой тока не менее 120 А.

Преимуществами ЭКУ «Фонтан» являются: увеличение дебита скважины и пропускной способности трубопровода не менее чем в 1,5 раза; исключение остановки работы скважины; экологическая чистота. Серьёзным недостатком установки «Фонтан» являются повышенные требования к её электропитанию. На отдельно стоящих, удалённых от линий электропередач (ЛЭП) скважинах, монтаж ЭКУ может оказаться экономически невыгодным из-за высокой стоимости строительства ЛЭП.

Метод магнитной обработки. Практика показывает, что омагничивание нефтей и водонефтяных эмульсий существенно уменьшает скорость образования отложений на внутренней поверхности НКТ и трубопроводов, вследствие активной объёмной кристаллизации компонентов АСПО. При воздействии магнитного поля происходит коагуляция парамагнитных и ферромагнитных частиц, находящихся в нефти, которые являются зародышами «кристаллизации» растворённых АСПО. Таким образом, при дальнейшем движении нефти по НКТ происходит активная «кристаллизация» асфальтенов, смол, парафинов и солей в объёме потока, сводя к минимуму их осаждение на трубах.

В результате значительно увеличивается межочистный и межремонтный периоды, повышается эффективность работы скважины в целом. В настоящее время для магнитной обработки водонефтяных эмульсий применяются следующие методы магнитного воздействия: магнитный активатор (устройство магнитное скважинное УМС – ОМ-60) и магнитный индуктор (МИОН-ТР). Первый из них предназначен для предотвращения АСПО в НКТ, а второй – в промысловых трубопроводах. Принципиальные схемы устройств включают системы постоянных магнитов, установленных таким образом, что в зоне магнитной обработки скважинной жидкости реализуются разнонаправленные магнитные поля.

Достоинствами применения метода магнитной обработки продукции скважин являются: уменьшение отложений асфальтенов, смол, парафинов, солей и гидратов на стенках насосно-компрессорных труб на 60 – 80%; значительное увеличение межочистного периода; уменьшение скорости коррозии до 50%; отсутствие затрат на функционирование и обслуживание (срок безремонтной службы – 8 – 10 лет).

Пожалуй, единственным, но существенным недостатком является довольно высокая стоимость магнитных устройств. Однако оценка экономических показателей всех вышеописанных методов борьбы с АСПО показала, что наименьшим дисконтированным сроком окупаемости обладают именно магнитные устройства (не более 2 лет).

Проведенный анализ методов борьбы с АСПО, применяемых на месторождениях «РН-Краснодарнефтегаз», показал, что наряду с неоспоримыми преимуществами, практически все применяемые технологии имеют серьёз-

ные недостатки. Механические методы эффективны лишь для непосредственной, зачастую крайне частой, очистки от отложений, тепловые и химические методы весьма затратны, кроме того, технологии химической обработки требуют адаптации к конкретным условиям не только месторождения, но и часто каждой отдельной скважины.

Наибольший интерес с нашей точки зрения представляет магнитный метод предотвращения АСПО. Незначительная распространенность метода, отсутствие положительного эффекта в отдельных регионах можно объяснить недостаточной изученностью, а часто и непониманием конструкторами магнитных устройств механизма воздействия магнитного поля на сложодисперсные системы. Поэтому необходимо проведение комплексных теоретических и опытно-исследовательских изысканий в данной области.

Секция 11

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 1

АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ И СОВМЕЩЕННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

М.А. Самборская, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Устойчивая работа потенциально опасных химических производств – основное условие, которое должно соблюдаться для того, чтобы эксплуатация была надежной, экологически безопасной и безаварийной.

Практически все крупнотоннажные производства работают в стационарном режиме, устойчивость которого означает, что система возвращается к этому режиму при небольших случайных или неслучайных возмущениях параметров.

Массообменные процессы и массообменные процессы, совмещенные с химическими превращениями потенциально опасны в силу их широкого распространения в крупнотоннажных производствах, наличия легко-воспламеняемых потоков, работы под давлением или вакуумом, большой разницы в температурах кипения компонентов и т.п.

Именно поэтому анализ устойчивости должен проводиться как на этапе проектирования производства, так и в процессе эксплуатации, т.е. устойчивость – одна из основных концепций инженерного расчета.

Важнейшим шагом в исследовании устойчивости является анализ количества и типа стационарных состояний системы.

Наличие множественных стационарных состояний (МСС) в ректификационных и реакционно-ректификационных процессах является признанным явлением, теоретические и экспериментальные исследования которого активно ведутся множеством исследователей во всем мире [1–3].

Различают множественность выхода – ситуацию, когда одному набору входных параметров соответствует множество наборов выходных, и множественность входа – наличие нескольких наборов входных параметров, которым соответствует один набор выходных. Отмечается, что для оптимального управления более критичен второй тип множественности, как показали наши исследования для проектирования тоже.

Для исследования МСС нами выбраны сложные объекты, позволяющие охватить все возможные причины существования МСС:

- колонны разделения многокомпонентных смесей;
- многоколонные схемы с боковыми отборами и промежуточными орошениями;
- совмещенные процессы (на примере реакционно-ректификационного процесса синтеза МТБЭ).

Традиционные подходы к выявлению областей существования МСС основаны на итерационных расчетах уравнений материального и теплового баланса процессов для стационарного режима во всей области изменения технологических параметров. Различия состоят в схемах и методах итерационных расчетов. Однако при таком подходе можно либо пропустить какие-то стационарные состояния, либо неправильно определить области для исследования, и, в любом случае, не получим полного набора решений и ясного представления о поведении исследуемой функции.

Для преодоления указанных ограничений в литературе предлагаются различные методы: описание с помощью нелинейных волн, использование метода гомотопии и т.п. [1–3]. Все эти методы требуют достаточно сложных вычислений, кроме того не гарантируют нахождения всех решений.

Основная цель подхода, предложенного автором – разработать математические модели, позволяющие находить МСС входа–выхода, порожденные различными причинами и рассчитывать реакцию системы на возмущения. При этом, получение полной качественной и количественной информации о поведении системы возможно без значительных вычислительных затрат.

Для достижения цели использованы фундаментальные модели ректификационных и реакционно-ректификационных процессов, содержащие уравнения балансов, фазового равновесия, гидродинамики потоков. Уравнения материального и теплового баланса реакционно-ректификационного процесса дополняются членом, учитывающим кинетику и тепловой эффект химической реакции. После ряда преобразований молярная доля компонента на любой тарелке выражена через проектные и управляющие переменные:

$$x_{ji} = \left[x_{jD} \frac{1}{k_{ji}(R+1)} \right] \left[\sum_{i=0}^{n-1} \left(\frac{R}{k_{ji}(R+1)} \right)^i \right] + \left(\frac{R}{k_{ji}(R+1)} \right)^n x_{jD} \quad (1)$$

Здесь R – флегмовое число, n – число тарелок в колонне, k_{ji} , x_{jD} – константа фазового равновесия j -го компонента на i -й тарелке и его концентрация в дистилляте, соответственно.

В данном случае исследовалась возможность МСС входа, обусловленная многокомпонентностью разделяемой смеси. Выполнен анализ уравнений вида (1) для всех компонентов смеси с целью выявления возмож-

ных множественных состояний входа и выхода, обусловленных технологическими и конструктивными факторами. С этой целью найдены аналитические выражения производных (1) по R , и n и определены области существования множественных стационарных состояний. График (рис.1) показывает области параметров, где возможны одинаковые концентрации компонентов при разном числе тарелок.

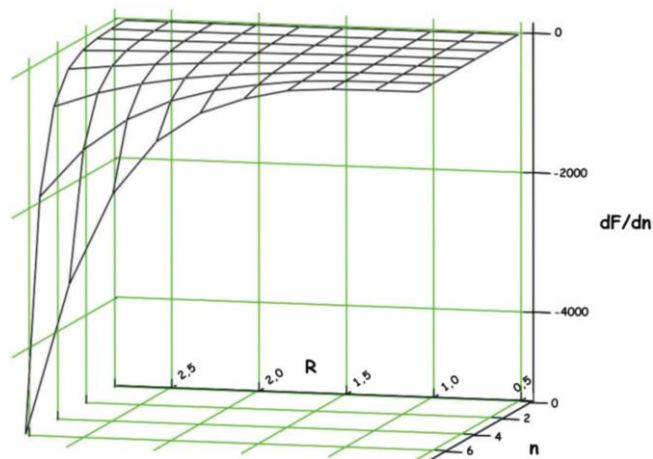


Рис. Область существования множественных стационарных состояний

Множественность таит потенциальную опасность получения далеких от оптимальности проектных решений, если для проектных расчетов используется распространенная концепция ключевых компонентов, в соответствии с которой, задаются их концентрации в продуктах разделения.

Предложенный метод позволяет определить область, в которой возможна МСС, и, в дальнейшем, разработчик процесса может либо вести расчеты за пределами этой области, либо выбрать наилучшее из решений, лежащих в ее границах.

Основные преимущества разработанного метода анализа устойчивости:

- Предложенный подход к анализу устойчивости процессов позволяет выявлять области МСС входа и выхода, обусловленные различными причинами без модификации уравнений модели;
- Метод реализуется без серьезных вычислительных затрат;
- Метод позволяет сократить время на проектирование и избежать неоптимальных решений;
- Метод позволяет рекомендовать интервалы параметров, в которых гарантирована единственность СС;
- Метод позволяет исследовать поведение системы при различных возмущениях параметров;
- Метод может быть использован для разработки оптимальных алгоритмов управления.

Литература

1. Jacobseb E. W., Skogestad S., Multiple steady states in ideal two-product distillation // A.I.Ch.E. J., 1991b 37, 499–511.
1. Kienle A., Groebel M., Gilles E. D., Multiple steady states in binary distillation – theoretical and experimental results // Chem. Eng. Sci., 1995 50 (17). – 2691–2703.
2. Rafael Chavez C., Seader J. D., Wayburd Thomas L., Multiple steady-state solutions for interlinked separation systems // Ind. Eng. Chem. Fundam., 1986 25. – 566–576.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Д.А. Балясина

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефть, извлекаемая из скважин, содержит в составе попутный газ, механические примеси, пластовую воду, в которой растворены соли (хлориды, карбонаты, сульфаты). В начале разработки месторождения нефть безводная или малообводненная. По мере разработки месторождения обводненность возрастает и в конечном итоге достигает 90-95%. В нефти также содержатся газообразные компоненты: метан, этан, пропан, бутаны, диоксид углерода, азот, сероводород.

Наличие в нефти пластовой воды существенно удорожает ее транспортировку и дальнейшую переработку. Возрастание транспортных расходов происходит не только из-за перекачки балластовой воды, но и из-за

увеличения вязкости эмульсии. При увеличении содержания воды от 5 до 20 % наблюдается увеличение вязкости от 17 до 33 сантистоксов (сСт).

Механические примеси (песок, глина, известняк, взвешенные мелкодисперсные частицы), адсорбируясь на поверхности глобул воды, способствуют стабилизации нефтяных эмульсий. А образование устойчивых эмульсий приводит к увеличению затрат на обезвоживание и обессоливание нефти. Также при этом возникают экологические проблемы: при отделении пластовой воды в отстойниках и резервуарах часть нефти в виде эмульсии может загрязнять сточные воды.

При большом содержании механических примесей усиливается износ трубопроводов, образуются отложения на стенках оборудования, снижается коэффициента теплопередачи, снижаются производительности установок [2].

Значительное воздействие на работу установок по подготовке и переработке нефти оказывают хлористые соли, содержащиеся в воде, которые гидролизуются с образованием HCl и приводят к коррозии оборудования (особенно ректификационных колонн).

Подготовка нефти и попутных нефтяных газов состоит из ряда процессов: сепарация, предварительное и окончательное обезвоживание, обессоливание, стабилизация нефти, очистка и осушка газов, переработка образующихся жидких углеводородных фракций.

В связи с постоянным развитием нефтегазодобывающей отрасли, увеличением числа вновь разрабатываемых месторождений, ужесточением требований к экологической безопасности возникает необходимость оптимизации систем сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды [3].

Внедряются новые технологические решения по аппаратному оформлению объектов предварительной и полной подготовки нефти до товарных кондиций.

Существенное значение в нефтяной отрасли имеет повышение товарных кондиций добываемой нефти в соответствии с требованиями ГОСТ. Этому должны способствовать новые технические решения, направленные на снижение себестоимости процесса подготовки нефти и увеличение технологической надежности установки подготовки нефти, такие как применение гидростатических отстойников типа БУОН, обеспечивающих эффективное разделение эмульсии в промежуточном слое; устройств подачи деэмульгатора для его эффективного ввода; контакторов для качественной подготовки обрабатываемой продукции к технологическим операциям, предназначенных для интенсификации обезвоживания и обессоливания путем обеспечения максимального контакта эмульсии с деэмульгатором; аппаратов глубокой очистки сточной воды, предназначенных для глубокой очистки промывной сточной воды от нефти и механических примесей. Для глубокого обезвоживания продукции скважин с большим газосодержанием или после ее нагрева разработан трехфазный сепаратор ТФСК-Г, который сочетает систему гидростатического распределения потока и высокоэффективный сепарационный отсек [1].

Внедрение таких разработок обеспечивает повышение эффективности процессов сбора и подготовки нефти.

При этом остается один из основных вопросов – выбор наиболее эффективного типа технологического оборудования для подготовки нефти и определение необходимого числа аппаратов.

Поэтому целью данной работы является анализ вариантов технологических схем проведения процессов подготовки нефти. Расчеты были проведены с применением технологической моделирующей системы (ТМС), разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики.

Основными блоками данной ТМС технологии установок первичной подготовки нефти являются модули расчета процесса сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания. При этом, математические модели данных процессов основаны на их детальном физико-химических закономерностях.

При моделировании процесса сепарации учитывалось, что между разделяемыми веществами происходит тепло- и массоперенос, конечным результатом которых является достижение термодинамического равновесия. Разработанный модуль расчета процесса сепарации сложной многокомпонентной системы при первичной подготовке нефти позволяет определить материальные потоки нефти и газа, газовый фактор, физико-химические параметры потоков, давление насыщенных паров, составы газовой и жидкой фаз и учесть влияние основных технологических параметров процесса: температуры, давления, состава пластовой нефти, количества ступеней сепарации на ход процесса.

При разработке математического описания процесса каплеобразования рассматривались два этапа: массообмен и коалесценция. На первом этапе завершаются массообменные процессы и разрушение бронирующих оболочек, на втором – укрупнение капель до заданных размеров с последующим расслоением потоков.

Максимальные размеры устойчивых капель, которые могут существовать в турбулентном потоке при движении по трубопроводам, зависят от многих факторов, в том числе от скорости потока, поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть – вода, вязкости нефти и воды, режима движения, и определяются выражением:

$$d_{\max} = 43.3 \cdot \frac{\sigma^{1.5} + 0.7 \cdot \mu_w \cdot u^{0.7} \cdot \sigma^{0.8}}{u^{2.4} \cdot \text{Re}^{0.1} \cdot \gamma_{cm}^{0.1} \cdot \rho_n \cdot \mu_n^{0.5}},$$

где d_{\max} – максимальный размер устойчивых капель; σ – поверхностное натяжение; μ_w , μ_n – динамическая вязкость воды и нефти соответственно; u – средняя объемная скорость потока; γ_{cm} – кинематическая вязкость смеси; ρ_n – плотность нефти.

Из выражения видно, что диаметр капель, взвешенных в потоке, с увеличением поверхностного натяжения возрастает и уменьшается с увеличением скорости и турбулентности потока, вязкости нефти и эмульсии нефти, плотности нефти. При движении по трубопроводам эмульсий, капли которых имеют диаметр меньший,

чем d_{max} , последние испытывают тенденцию к укрупнению, если же при заданных параметрах не могут существовать капли таких размеров – к дроблению.

Выходные характеристики расчета процесса каплеобразования, основным из которых является максимальный диаметр капель, являются исходными данными для расчета процесса отстаивания.

Математическое описание процесса отстаивания основывается на законах осаждения капель воды под действием силы тяжести, с учетом скорости стесненного осаждения, а также эмпирических и полуэмпирических уравнениях, описывающих физико-химические свойства материальных потоков как функции технологических параметров процесса обезвоживания нефти.

Одновременно с процессом обезвоживания происходят процессы обессоливания. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти по содержанию солей необходимо при высокой минерализации пластовых вод добавление пресной промывной воды. Разработанный модуль процесса отстаивания позволяет рассчитывать необходимое количество добавляемой промывной воды, количество солей и обводненность нефти на выходе из отстойника.

С применением ТМС были проведены расчеты вариантов технологических схем. Первая включала в себя последовательно установленные печь для подогрева нефтяной эмульсии, трехфазный сепаратор (ТФС), горизонтальный отстойник (ОГ) и концевую сепарационную установку (КСУ) (рис. 1). Во второй схеме были последовательно установлены печь, два горизонтальных отстойника (ОГ1 и ОГ2) и КСУ (рис.2). Исследования проводились на примере нефти со следующими физико-химическими свойствами: $\rho_n=818,8 \text{ кг/м}^3$, $\mu_n=3,097 \cdot 10^{-4} \text{ Па}\cdot\text{с}$. При проведении исследований обводненность нефти варьировалась от 10 до 30% масс.. Результаты расчетов представлены в таблице.

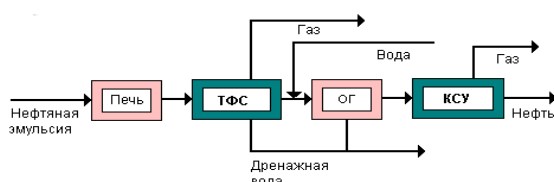


Рис. 1. Расчетная схема подготовки нефти № 1

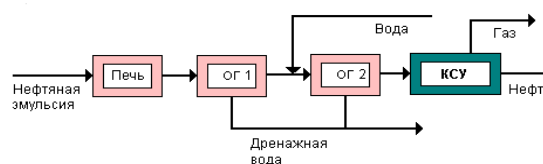


Рис. 2. Расчетная схема подготовки нефти № 2

Таблица

Результаты расчетов технологических схем УПН

Показатели процесса	Схема № 1			Схема № 2		
	10	20	30	10	20	30
Обводненность на входе, % масс.	10	20	30	10	20	30
Содержание солей в нефти после ТФС/ОГ1, мг/л	351,3	677,8	1037,2	420,2	817,4	1263,7
Обводненность на выходе из ТФС/ОГ, % масс.	0,78	1,49	2,29	0,93	1,81	2,78
Содержание солей в нефти после ОГ/ОГ2, мг/л	26,2	46,2	63,9	31,4	55,8	77,9
Обводненность на выходе из ОГ/ОГ2, % масс.	0,17	0,29	0,41	0,20	0,36	0,50

Таким образом, можно сделать вывод, что технологическая схема № 1 с использованием трехфазного сепаратора более эффективна, т.к. содержание солей и воды в подготовленной нефти соответствуют требованиям ГОСТ.

Литература

1. Аграфенин С.И., Горячев А.А., Туманов А.П. Внедрение новых разработок в области транспорта и подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 135 – 137.
2. Амиров В.Р., Нургаев, Кардапольцева Л.Л. Оптимизация технологии подготовки нефти и воды на примере УПН Ельниковского месторождения ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 90 – 92.
3. Тарасов М.Ю., Панов В.Е., Зырянов А.Б., Бакланов А.А. Промысловые исследования глубокого обезвоживания нефти в трехфазных аппаратах // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 11. – С. 96 – 98.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ КИНЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕАКЦИЙ, ПРОТЕКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ АЛКИЛИРОВАНИЯ БЕНЗОЛА МОНООЛЕФИНАМИ

Н.С. Белинская, В.А. Фетисова

Научный руководитель профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из перспективных направлений развития нефтеперерабатывающей промышленности является производство синтетических моющих средств, и, следовательно, линейных алкилбензолов (ЛАБ) как сырья для их производства [1].

В решении задач оптимизации химико-технологических процессов хорошо себя зарекомендовали методы математического моделирования и разработанные на их основе компьютерные моделирующие системы. В основе таких систем лежат физико-химические закономерности протекающих реакций.

Объединение разрабатываемых на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики математических моделей основных процессов производства мощных средств (стадий дегидрирования парафинов C_9-C_{14} , селективного гидрирования диолефинов, алкилирования бензола моноолефинами) в технологическую моделирующую систему позволяет провести комплексное исследование, касающееся влияния взаимосвязанных параметров всех стадий производства на выход и качество продуктов.

Математическое моделирование процесса алкилирования бензола представляется наиболее актуальным, так как именно строение ЛАБ влияет как на биологическую разлагаемость получаемых СМС, так и на их растворимость, мощные характеристики.

В связи с этим актуальной задачей является повышение адекватности математической модели и построение математической модели, учитывающей кинетические закономерности протекания основных реакций.

В основе используемой для расчетов математической модели процесса алкилирования лежат следующие реакции:

1. Бензол+олефин-1=ЛАБ-2;
2. ПсевдоЛАБ+псевдоОлефин=ДАБ;
3. ПсевдоЛАБ+диолефин=ДАБнепр;
4. Бензол+Диолефин=ЛАБнепр;
5. Бензол+ЛАБнепр=ДФА.

где олефин-1 – олефины $C_{10}-C_{14}$ нормального строения с двойной связью после первого атома углерода; ЛАБ-2 – линейные алкилбензолы с углеродной цепью, присоединенной к бензолу вторым атомом углерода; псевдоЛАБ – линейные алкилбензолы с предельной боковой цепью вне зависимости от ее разветвленности и положения бензольного кольца; псевдоОлефин – олефины вне зависимости от разветвленности углеродного скелета и положения двойной связи; ДАБ – диалкилбензолы с насыщенными связями вне зависимости от строения боковых цепей и положения бензольного кольца; диолефин – сумма диолефинов нормального и изо-строения; ДАБнепр – диалкилбензолы с непредельной боковой цепью; ЛАБнепр – линейные алкилбензолы с непредельной боковой цепью вне зависимости от ее разветвленности и положения бензольного кольца; ДФА – дифенилалканы.

Для всех вышеприведенных реакций имеются экспериментальные данные по составу и количеству сырья и продуктов.

Согласно закону действующих масс, выражения для скоростей протекающих реакций запишутся в следующем виде

Таблица

Выражения для скоростей реакций процесса алкилирования

Тип реакции	Выражение для скорости:	
	прямой реакции	обратной реакции
Образование ЛАБ	$W_1 = k_1 C_{\text{олефин}} C_{\text{бензол}}$	$W_{-1} = k_{-1} C_{\text{ЛАБ}}$
Образование ЛАБ _{непр}	$W_2 = k_2 C_{\text{бензол}} C_{\text{диолефин}}$	$W_{-2} = k_{-2} C_{\text{ЛАБнепр}}$
Образование ДАБ	$W_3 = k_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{олефин}}$	$W_{-3} = k_{-3} C_{\text{ДАБ}}$
Образование ДАБ _{непр}	$W_4 = k_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{диолефин}}$	$W_{-4} = k_{-4} C_{\text{ДАБнепр}}$
Образование ДФА	$W_5 = k_5 C_{\text{бензол}} C_{\text{ЛАБнепр}}$	$W_{-5} = k_{-5} C_{\text{ДФА}}$

Здесь k_i – константы скоростей прямых реакций, k_{-i} – константы скоростей обратных реакций, i – номер реакции.

Для того чтобы модель стадии *HF*-алкилирования позволяла рассчитывать количественные и качественные характеристики выходных потоков, предсказывать материальный баланс установки в целом, необходимо знать значения основных кинетических параметров: энергий активаций, предэкспоненциальных множителей уравнения Аррениуса, констант скоростей реакций, входящих в формализованную схему превращений.

Для определения кинетических параметров были использованы следующие данные: температура потока сырья на входе в реактор, состав сырья, расходы веществ на входе в реактор, характеристики реакций (энергия активации, изменение энергии Гиббса), характеристики веществ (молекулярная масса), концентрации и расходы веществ на выходе из реактора, бромные индексы целевого продукта и бромные числа побочного продукта.

Для анализа использовались экспериментальные данные, полученные в режиме нормальной эксплуатации установки алкилирования за период с 1 января 2010 г до 29 апреля 2010 г.

При подборе кинетических параметров минимизировали отклонения между расчётными и экспериментальными данными по каждому из параметров.

Проведя вычислительный эксперимент, нашли константы скорости для каждой из пяти реакций с различными исходными данными для каждой из дат. Для поиска общего набора использовали метод поиска по среднему арифметическому значению.

При этом получили следующие значения: $k_1=4,60 \cdot 10^{-2} \text{ c}^{-1}$, $k_2=2,57 \cdot 10^{-4} \text{ c}^{-1}$, $k_3=1,51 \cdot 10^{-2} \text{ c}^{-1}$, $k_4=3,31 \cdot 10^{-1} \text{ c}^{-1}$, $k_5=1,00 \cdot 10^{-1} \text{ c}^{-1}$.

Для проверки модели на адекватность была определена погрешность расчета по отношению к экспериментальным данным для выхода целевого продукта – линейного алкилбензола (ЛАБ) и побочного – диалкилбензола (ДАБ), бромный индекс линейного алкилбензола и бромное число тяжелого алкилата (ТА).

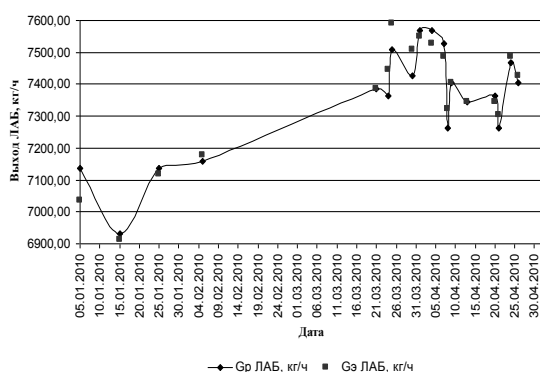


Рис. 1. Расчетные и экспериментальные значения выхода ЛАБ

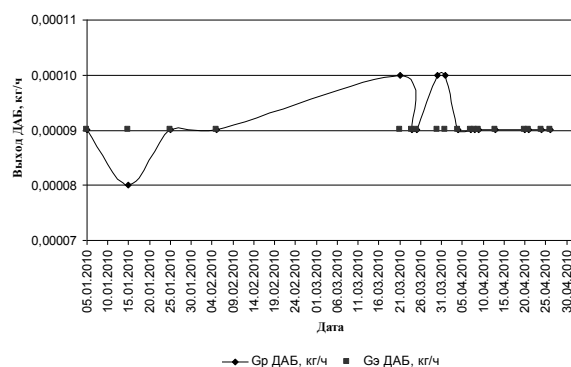


Рис. 2. Расчетные и экспериментальные значения выхода ДАБ

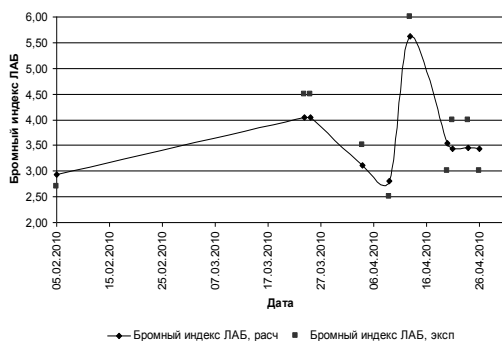


Рис. 3. Расчетные и экспериментальные значения бромного индекса ЛАБ

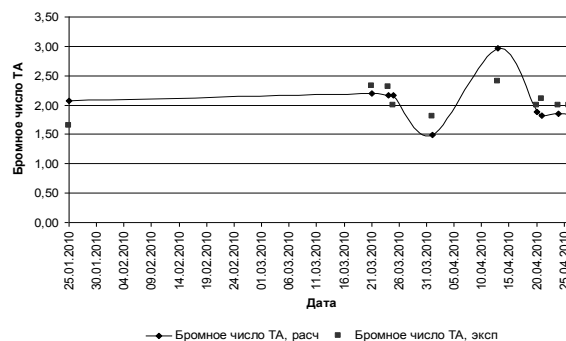


Рис. 4. Расчетные и экспериментальные значения бромного числа ТА

Погрешность по расчету выхода ЛАБ составляет 1%. Погрешность по расчету выхода ДАБ составляет 2%. Погрешность по расчету бромного индекса ЛАБ и бромного числа ТА составляет 12%.

Отличие расчетных и экспериментальных значений бромного индекса и бромного числа объясняется двумя факторами:

1. При составлении формализованной схемы превращений не учитывался ряд побочных реакций и таким образом, схема оказалась несколько упрощенной.
2. Не была учтена динамика состояния катализатора – фтористоводородной кислоты, а именно постепенная частичная утрата каталитических свойств с течением времени.

Для обеспечения функциональности модели – ее адекватности и прогнозирующей способности – было необходимо подобрать набор кинетических параметров, обеспечивающий правильность расчетов при различном составе сырья.

Таким образом, результаты расчета показали, что модель обеспечивает достаточно хорошую сходимость расчётных и экспериментальных данных, что позволит использовать её для определения оптимальных условий проведения процесса и проводить прогнозные расчёты.

Литература

1. Шнидорова И.О., Фетисова В.А., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Функ А.А. Разработка кинетической модели процесса алкилирования бензола олефинами – Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 314. – № 3. – С. 89–93.

ВЛИЯНИЕ ХЛОРИРУЮЩЕГО АГЕНТА НА АКТИВНОСТЬ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ НЕОДИМА В ПРОЦЕССЕ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ ИЗОПРЕНА

Т.А. Быкова¹, А.И. Кочнев¹

Научные руководители доцент О.Е.Мойзес¹, ведущий научный сотрудник И.Н.Тихомирова²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Научно-исследовательская организация «Сибур-Томскнефтехим», г. Томск, Россия

Изопрен – один из важнейших мономеров промышленности синтетического каучука, используется для получения стереорегулярных изопреновых каучуков [2]. Синтез изопрена в промышленности проводится методом каталитического дегидрирования изопентана из тех или иных фракций нефти и другими методами [3].

Известно, что катализаторы Циглера-Натта являются эффективными каталитическими системами для получения высокостереорегулярных полимеров при полимеризации сопряженных диенов (содержание *цис*-звеньев для титановых систем – 93%, для кобальтовых – 95%, для неодимовых – 97%). Каталитический комплекс в катализаторах Циглера-Натта представляет собой смесь из галогенида переходного металла и алюминийорганического соединения (АОС).

В настоящее время для получения полиизопренового каучука используется система, представляющая собой смесь из четыреххлористого титана и триизобутилалюминия (ТИБА) [1]. Однако известно, что каучук, получаемый на титановой системе, обладает рядом недостатков, поэтому в настоящее время большое внимание уделяется каталитическим системам на основе лантаноидов. В работах Ю. Б. Монакова и сотрудников [3] было установлено, что лантаноидные катализаторы обладают рядом преимуществ по сравнению с титановыми системами. В процессе полимеризации синтезируется высоко стереорегулярный 1,4-*цис*-полимер и не образуются олигомеры диенов и гель фракция полимеров. А также лантаноидные каталитические системы позволяют получать вулканизаты, более устойчивые к старению. [5]. В Российской Федерации происходит процесс перехода промышленности синтетического каучука с титановых катализаторов полимеризации сопряженных диенов на неодимовые.

Каталитический комплекс на основе лантаноидов обычно представляет собой четырехкомпонентную систему, в которой первый компонент – соединение лантаноида, второй – диен, третий – алюминийорганическое соединение и четвертый – хлорирующий агент [4]. Наибольшую активность в ряду лантаноидов проявили неодимовые катализаторы. Самые распространенными соединениями неодима, которые используются в качестве компонента каталитической системы, являются: хлориды неодима со спиртами, алкоголяты неодима, карбоксилаты неодима, фосфат и фосфонат неодима и др. [5]. Широко исследуемыми и применяемыми для промышленного производства, являются каталитические системы на основе фосфата и карбоксилатов неодима.

В научном центре СИБУРа по химическим технологиям ООО «НИОСТ», в лаборатории синтеза каучуков, проводятся исследования процесса синтеза полидиенов на основе различных соединений неодима. В данной работе представлена разработанная нами каталитическая система на основе версатата неодима в процессе полимеризации изопрена.

Реакцию полимеризации проводили в реакторе Buchi Glas Uster типа Polyclave с объемом чаши 2 литра. Данный реактор является реактором идеального смешения периодического действия адиабатического типа.

Было изучено влияние типа хлорирующего агента на активность каталитической системы на основе версатата неодима и свойства полиизопрена. В качестве хлорирующих агентов использовали диэтилалюминийхлорид (ДЭАХ), этилалюминийсесквихлорид (ЭАСХ), тетрагидрохлорид кремния (SiCl₄) и диизобутилалюминийхлорид (ДИБАХ). Результаты исследований приведены в таблице.

Таблица

Влияние типа хлорирующего агента на выход полиизопрена. Условия полимеризации: Концентрация изопрена 13% мас; температура полимеризации 40°C; время полимеризации – 4 ч

Концентрация Nd, ммоль/ кг изопрена	Соотношение Al _{общ} /Nd, мол.	Соотношение H/Nd, мол.	Применяемый хлорид	Конверсия изопрена, % мас.	M _n ·10 ⁻³	M _w ·10 ⁻³	M _w /M _n	Содержание звеньев, %	
								1,4- <i>цис</i>	3,4
1,6	19,1	3,3	ЭАСХ	35	525	2306	4,39	95,8	4,2
1,6	19,1	3,3	SiCl ₄	11	98	430	4,36	94,4	5,6
1,6	19,1	3,3	ДЭАХ	98	604	1846	3,05	97,1	2,9
1,5	16,8	3,6	ДЭАХ	62	467	1513	3,24	97,3	2,7
1,5	16,8	3,6	ДИБАХ	71	432	1261	2,92	96,9	3,1

Из полученных данных следует, что наиболее активная каталитическая система образуется при использовании в качестве хлорирующего агента ДЭАХ. В данных условиях образуется также полимер с узким молекулярно-массовым распределением (ММР, M_w/M_n) и наиболее высоким содержанием 1,4-*цис*-звеньев. Наименее активная система получается с применением SiCl₄, полимер характеризуется достаточно широким ММР и низким содержанием 1,4-*цис*-звеньев. С использованием в качестве хлорирующего агента ЭАСХ образуется также малоактивная система, полимер имеет широкое ММР и низкое содержание 1,4-*цис*-звеньев. Применение ДИБАХ позволяет получать в данных условиях формирования комплекса и проведения полимеризации активную каталитическую систему, полимер имеет узкое ММР, содержание 1,4-*цис*-звеньев меньше, чем с применением ДЭАХ.

На рисунке представлено влияние типа хлорирующего агента на кинетику полимеризации с использованием каталитической системы на основе версата неода.

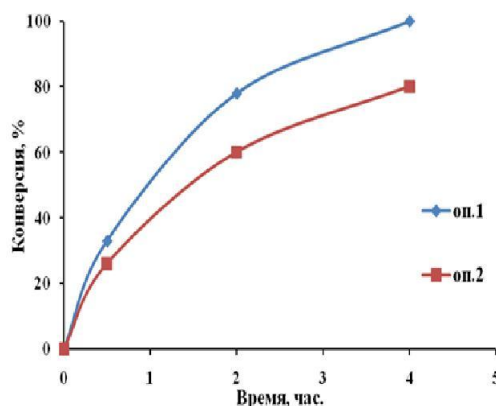


Рис. Влияние типа хлорирующего агента на скорость полимеризации (оп. 1 с ДЭАХ, оп. 2 с ЭАСХ).
Условия полимеризации: соотношение $AlOEt_3/Nd=23$, соотношение $DIABAG/Nd=1$, концентрация неода $1,6$ ммоль/кг, температура полимеризации $60^\circ C$, время полимеризации 4 ч, концентрация изопрена $13,8\%$ масс

Таким образом, установлено, что наиболее эффективным агентом для хлорирования в процессе полимеризации изопрена на версате неода является ДЭАХ. В качестве альтернативного агента можно использовать ДИБАХ.

Полученные экспериментальные данные в дальнейшем могут служить основой для разработки математического описания процесса полимеризации изопрена на неодимовой каталитической системе.

Литература

1. Химия и технология синтетического каучука: учебное пособие для ВУЗов/ Под ред. Л.А.Аверко-Антонович. – М.: КолосС: Химия, 2008. – 357 с.
2. Технология синтетических каучуков: Учебник для техникумов/Под ред. Т.В. Башкатов, Я.Л.Жигалин. – Л.: Химия, 1987. – 360 с.
3. Каталитическая полимеризация 1,3-диенов/Под ред. Ю.Б.Монаков, Г.А.Толстикова. - М.: Наука, 1990. - 211 с.
4. Высокмолекулярный соединения/Под ред. А.М.Шур. – М.: Высшая школа, 1981. – 656 с.
5. Neodymium Based Ziegler Catalysts-Fundamental Chemistry/ Volume Editor Nuyken O. - Springer, 2006. - 297 p.

АТМОСФЕРНАЯ ПЕРЕГОНКА НЕФТИ

А.Е. Галуза

Научный руководитель доцент Е.А. Кузьменко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Технология первичной перегонки нефти имеет целый ряд принципиальных особенностей, обусловленных природой сырья, и требованиями к получаемым продуктам. Нефть как сырье для перегонки обладает следующими свойствами: имеет непрерывный характер выкипания, невысокую термическую стабильность тяжелых фракций и остатков, содержащих значительное количество сложных малолетучих и практически нелетучих смолистоасфальтеновых и серо-, азот- и металлоорганических соединений, резко ухудшающих эксплуатационные свойства нефтепродуктов и затрудняющих последующую их переработку [1].

Технологические схемы установок первичной перегонки нефти обычно выбираются для определенного варианта переработки нефти - топливного или топливно-масляного [2].

При неглубокой переработке нефти по топливному варианту перегонка ее осуществляется на установках АТ (атмосферных трубчатках); при глубокой переработке – на установках АВТ (атмосферно-вакуумных трубчатках) топливного варианта и при переработке по масляному варианту – на установках АВТ масляного варианта. Если установки АТ имеют только атмосферный блок, то установки АВТ – блоки атмосферной и вакуумной перегонки нефти и мазута соответственно. Иногда строят установки ВТ (чаще как секции маслблока или для получения остаточного битума).

Сырьем установок первичной перегонки служат нефть и газовый конденсат.

Физико-химические свойства нефтей и составляющих их фракций определяют выбор ассортимента и технологию получения нефтепродуктов. При определении направления переработки нефти и газового конденсата стремятся по возможности максимально полезно использовать индивидуальные особенности их химического состава.

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется физико-химическими свойствами нефти, уровнем технологии нефтеперерабатывающего завода и настоящей потребности хозяйств в товарных нефтепродуктах.

Выбор технологической установки переработки нефти зависит от фракционного состава нефти.

Для перегонки легких нефтей с высоким выходом фракций до 350 °С (50–60 %), повышенным содержанием растворенных газов (1,5 – 2,2 %) и бензиновых фракций (20–30 %) целесообразно применять установки АТ двукратного испарения. Для перегонки стабилизированных нефтей постоянного состава с небольшим количеством растворенных газов (до 1,2 % по С4 включительно), относительно невысоким содержанием бензина (12–15 %) и выходом фракций до 350°С не более 45 % применяют установки АТ однократного испарения. Нефти со средним уровнем содержания растворенного газа (около 1 %) и бензина (18– 20 %) перегоняют на установках АТ с предварительным испарением [3].

В ходе работы были рассмотрены 11 вариантов нефти с различным составом. По содержанию отдельных узких фракций можно определить количественное содержание бензиновой фракции (Б.Ф.) и дизельной фракции (Д.Ф.) во всех составах.

В ходе лабораторных исследований нефти были определены температуры выкипания узких фракций, плотность, показатель преломления, молекулярная масса и выход отдельных фракций.

Таблица 1

Выход бензиновой и дизельной фракций в % масс.

Фракция	Выход, % масс.										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Б.Ф. (н.к.–180 °С)	26,35	16,05	22,11	10,676	63,18	58,03	66,46	28,95	55,49	30,57	19,9
Д.Ф. (240–350 °С)	20,55	24,25	22,05	33,27	10,93	14,48	10,29	23,4	14,28	19,48	23,09

Исследуя нефти относительно содержания бензиновой и дизельной фракций, можно сделать вывод, что оптимальной схемой для переработки нефтей № 5, 6, 7 и 9 является схема с установкой двукратного испарения нефти с целью получения бензина, т.к. более 50% состава этих нефтей приходится на фракцию с температурой кипения 60 – 180 °С. Для переработки нефтей № 2, 4 и 8 оптимальной является схема с установкой однократного испарения нефти, т.к. в состав этих нефтей входит большое количество тяжелых углеводородов с температурой выкипания более 180 °С.

Таблица 2

Плотность бензиновой и дизельной фракций

Фракция	Плотность, кг/см ³										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Б.Ф. (н.к.–180 °С)	0,698	0,726	0,701	0,726	0,68	0,698	0,613	0,697	0,691	0,713	0,71
Д.Ф. (240–350 °С)	0,858	0,852	0,856	0,819	0,845	0,842	0,84	0,844	0,838	0,834	0,856

Из таблицы видно, что бензиновая фракция обладает меньшей плотностью, чем дизельная во всех вариантах составов нефтей. Температура выкипания фракции с меньшей плотностью ниже температуры выкипания тяжелых углеводородов, следовательно бензиновая фракция при разгонке будет отделяться быстрее дизельной.

Расчет колонны отбензинивания проводился для всех 11 вариантов нефтей при одинаковом расходе питания равном 150000 кг/ч.

В ходе расчета были определены основные характеристики колонны отбензинивания, такие как флегмовое число, оптимальное количество тарелок, объемный расход пара, тарелка питания и др. Также были рассчитаны основные размеры колонны – диаметр, высота.

Литература

1. Суханов, Василий Павлович. Переработка нефти. — М.: Высшая школа, 1974. — 336 с.
2. <http://www.bestreferat.ru/referat-93452.html>
3. http://www.osoboekb.ru/techno_npz.htm

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЦИРКУЛЯЦИИ НОРМАЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ

Е.О. Горда

Научный руководитель доцент Н.В. Чеканцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основным направлением развития отечественной нефтепереработки должно стать ее углубление и повышение качества нефтепродуктов. При этом необходимо снизить экспорт нефти и низкокачественных нефтепродуктов. Главная задача, стоящая перед нефтеперерабатывающей промышленностью в свете планируемого в ближайшее время вступления России в ВТО, – переход на европейское качество российских нефтепродуктов путем введения в стране европейских требований к экологическим параметрам продукции нефтепереработки и нефтехимии. Требования к экологическим характеристикам топлив в настоящее время воспринимается как одно из условий присутствия на международном рынке нефтепродуктов[2, 4].

С принятием новых стандартов автомобильного топлива «Евро-4» и «Евро-5» появилась проблема уменьшения ароматических углеводородов в товарных бензинах. Данная проблема усложняется тем, что основным процессом производства высокооктановых бензинов является каталитический риформинг, в процессе которого получается бензин с высоким октановым числом, но и с высоким содержанием ароматики. Основным условием производства бензинов с низким содержанием ароматических соединений и высоким октановым числом является производство неароматических высокооктановых компонентов.

К одному из наиболее перспективных способов улучшения эксплуатационных характеристик бензина относится процесс каталитической изомеризации *n*-парафинов в присутствии водорода с образованием смеси разветвленных насыщенных углеводородов с повышенным октановым числом [2, 3].

Нормальный пентан является одним из основных компонентов сырья процесса изомеризации, его содержание достигает 35 масс. % Однако в однопроходной схеме, использующейся на установке Л-35-11/300, глубина превращения *n*-пентана невелика и не превышает 60–65 %. В связи с этим представляется логичным проводить рецикл непрореагировавшего нормального пентана.

Также было показано, что высокое содержание изопентана в поступающем сырье (до 16 масс. %) для целого ряда месторождений нефти снижает степень превращения сырья продукт [1]. При этом более эффективной становится технологическая схема процесса, которая включает стадию деизопентанизации.

Из всего вышесказанного следует, что необходимым условием дальнейшего развития процесса изомеризации является применение рециклов непрореагировавших нормальных углеводородов вместе и деизопентанизацией поступающего сырья.

В связи с этим, в работе проведены расчеты на модели технологической схемы процесса изомеризации с рециркуляцией непрореагировавшего *n*-пентана деизопентанизацией поступающего сырья.

Вместе с тем, развитие методов математического моделирования и их конкретное применение для решения научно-прикладных задач, открыло новые возможности для повышения эффективности процесса каталитической переработки прямогонных бензинов на Pt-контакте. Поэтому, для решения поставленной задачи наиболее эффективно использовать метод математического моделирования.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики были созданы компьютерные моделирующие системы, позволяющие проводить расчеты процесса каталитической изомеризации. Основу такой системы составляет математическая модель, которая базируется на физико-химической сущности процессов превращения углеводородов на Pt- катализаторах. Кроме того, система максимально учитывает фактические данные по эксплуатации различных платиновых катализаторов на различных НПЗ России.

Данные компьютерные моделирующие системы позволяют вести непрерывный мониторинг работы промышленных установок каталитического риформинга и изомеризации бензинов. Благодаря накопленной базе данных по различным катализаторам, программы позволяют прогнозировать изменение текущей активности катализатора и качество получаемой продукции, прогнозировать и оптимизировать процессы переработки углеводородного сырья.

В данной работе исследовалось влияние рециркуляции *n*-пентана на эффективность процесса изомеризации.

В таблице 1 показан состав изомеризата

Таблица 1

Состав изомеризата (дата отбора 15.10 2010)

Вещество	Сырье, % масс.	Изомеризат, % масс.
C ₁	0,00	0,03
C ₂	0,00	0,25
C ₃	0,00	1,18
<i>n</i> -C ₄	0,00	0,27
<i>i</i> -C ₄	0,00	0,14
<i>n</i> -C ₅	32,26	13,06
<i>i</i> -C ₅	13,98	39,62
<i>n</i> -C ₆	18,28	4,75
2-метилпентан	13,98	11,89
3-метилпентан	7,53	6,09
2,2-диметилбутан	0,00	12,13
2,3-диметилбутан	1,08	4,20
<i>n</i> -гептан	0,00	0,01
сумма C ₇	0,00	0,01
циклопентан	4,30	4,08
метилциклопентан	6,45	1,14
метилгексан	1,08	0,45
бензол	1,08	0,76

Как видно из таблицы 1, рецикл необходимо проводить для *n*-пентана, так как это вещество в большом количестве содержится в продуктах процесса изомеризации. Также в сырье содержится большое количества *n*-пентана, из чего следует, что необходимо проводить предварительную деизопентанизацию сырья.

Таблица 2

Результаты схемы изомеризации с применением рецикла n-пентана

Дата отбора	О.Ч. изомеризата без рецикла пентана	О.Ч. изомеризата с рециклом пентана	Прирост октанового числа
01.10.2010	85,0	90,31	5,31
05.10.2010	84,82	87,15	2,33
23.09.2010	84,44	87,03	2,59
25.09.2010	84,88	87,16	2,28

Как видно из таблицы 2, применение рецикла по n-пентану дает увеличение октанового числа на 2,2–5,3 пункта в зависимости от состава сырья. Это происходит за счет смещения равновесия реакции в сторону образования изопентана.

Также была проведена оценка эффективности функционирования технологической схемы с деизопентанизацией.

Таблица 3

Исследование схемы с деизопентанизацией

Дата	Октановое число по исследовательскому методу		
	Продукт (без деизопентанизации)	Продукт	Прирост
01.10.2010	85,0	89,2	4,2
05.10.2010	84,8	86,9	2,1
23.09.2010	84,4	86,8	2,4
25.09.2010	84,8	87,0	2,2

Как видно из таблицы 3, при деизопентанизации сырья октановое число увеличивается в пределах 2,2–4,2.

Таким образом, применение схем изомеризации с предварительной деизопентанизацией сырья и рецикла непрореагировавшего n-пентана позволяет повысить эффективность процесса изомеризации.

Применение метода математического моделирования позволяет выбирать наиболее оптимальную схему в зависимости от состава сырья, поступающего на установку. Кроме того, с помощью разработанной модели процесса изомеризации представляется возможным расчет оптимальной схемы не только для данной установки, но и для любых установок изомеризации.

Литература

1. Горда Е.О., Чеканцев Н.В. Исследование возможности увеличения глубины переработки сырья в процессах каталитического риформинга и изомеризации // Химия и химическая технология в XXI веке: Материалы X Юбилейной всероссийской конференции студентов и аспирантов. – Томск, ТПУ, 13–15 мая 2009. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 212–213.
2. Рабинович Г.Л., Парпуц О.И., Жарков Б.Б. Технология получения высокооктановых бензинов, соответствующих европейским стандартам, на базе риформатов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний, №7.– 2007. – С. 26–30.
3. Рябов В.А. Углубление переработки нефти и повышение качества нефтепродуктов – основное направление развития отрасли мир нефтепродуктов // Вестник нефтяных компаний №7. – 2007 г.
4. Усакова Н.А., Емельянов В.Е., Демина Л.В. Тенденции в области производства автомобильных бензинов. // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1999. – №1.– С.14–16.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ КИНЕФ Л-35/11-600

К.А. Грибанова

Научный руководитель доцент Н.В. Чеканцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Каталитический риформинг является важнейшим процессом современной нефтепереработки и нефтехимии [1]. Он служит для одновременного получения высокооктанового базового компонента автомобильных бензинов, ароматических углеводородов – сырья для нефтехимического синтеза, водородосодержащего газа и технического водорода. Кроме того, это самый распространенный метод каталитического облагораживания прямых бензинов. Установки каталитического риформинга имеются практически на всех отечественных и зарубежных нефтеперерабатывающих заводах. В данной работе был произведен мониторинг установки каталитического риформинга бензинов КИНЕФ Л-35/11-600.

Для повышения эффективности любого процесса, поиска оптимальных технологических условий его проведения, повышения выхода и качества продукта при минимальных затратах используются методы математического моделирования и разработанные на их основе технологические моделирующие системы [2].

Адекватная компьютерная моделирующая система позволяет:

- проводить прогнозные расчеты параметров процесса с учетом специфики перерабатываемого сырья и технологических условий, типа загруженного катализатора;
- исследовать влияние режимов работы установки на селективность процесса и коксонакопление;
- тестировать катализаторы в условиях конкретной технологии и заданного углеводородного состава сырья;
- в режиме реального времени определять оптимальные технологические параметры проведения процесса на действующем производстве и тем самым увеличить объем основной товарной продукции (при требуемом качестве).

Ранее на кафедре ХТГ ТПУ была разработана компьютерная моделирующая система (рис. 1) «Активность», базирующаяся на физико-химической сущности протекающих процессов. Система учитывает реакционную способность углеводородов, дезактивацию катализатора, а так же влияние технологических параметров процесса.

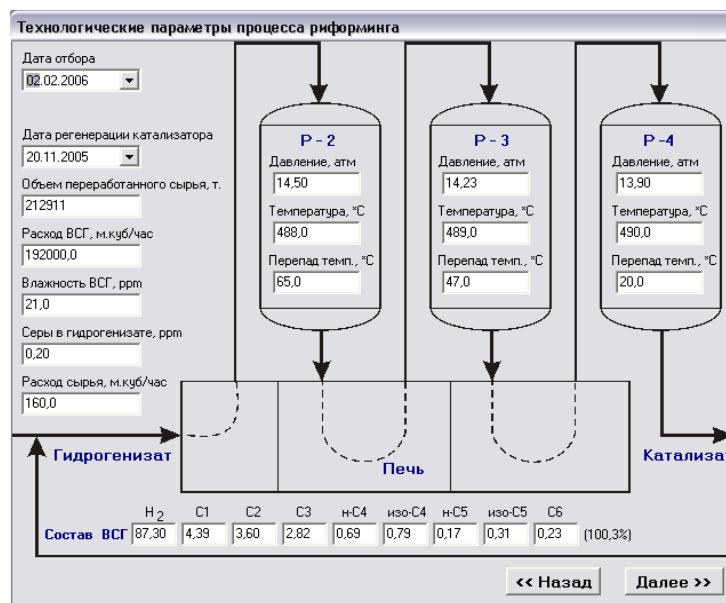


Рис. 1. Диалоговое окно программы «Активность»

Важной характеристикой работы катализатора является изменение его активности в течение межрегенерационного периода, которая зависит от множества параметров (рис. 2). Согласно графику установка работает в режиме, в котором текущая активность катализатора отличается от оптимальной активности незначительно, что может быть объяснено проведением процесса на установке Л-35-11/600 в благоприятном для катализатора режиме. Активность катализатора падает с 06.09.2009 по 09.10.2009 (от 0,92 до 0,6) в связи со старением и отравлением катализатора, а так же закоксованностью и различным составом сырья.

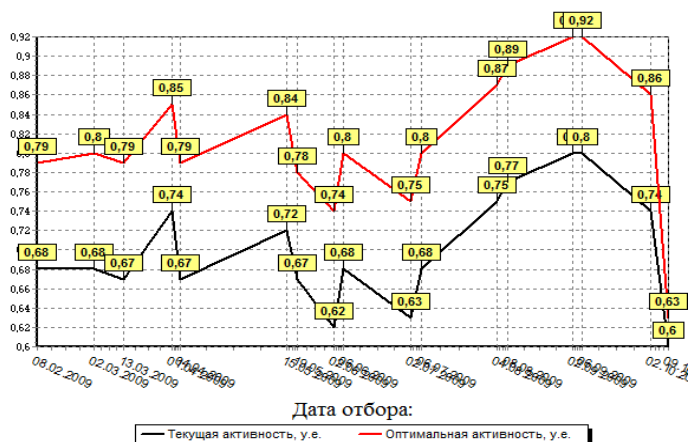


Рис. 2. Сравнение текущей и оптимальной активности

Также в ходе работы было исследовано влияния температуры и давления на процесс каталитического реформинга в интервалах 455-595 °С и от 18 до 25 атм. В качестве исследуемых параметров были выбраны значения октанового числа и содержания кокса на катализаторе.

С повышением температуры в реакторах на 50 °С, октановое число возрастает на 7 пунктов, достигая значения 89,7. Данный эффект объясняется тем, что ароматические углеводороды, содержание которых с ростом температуры возрастает, обладают способностью повышать октановое число продукта.

Одним из важнейших параметров, влияющих на длину межрегенерационный периода и на процесс риформинга в целом, является содержание кокса.

Содержание кокса с повышением температуры на 50 °С растет, его значение повышается на более чем на 1 %. Данное явление объясняется тем, что с повышением температуры увеличивается скорость всех химических реакций риформинга, в том числе реакции поликонденсации ароматических углеводородов, в результате которой образуется кокс. Эти реакции являются эндотермическими, поэтому повышение температуры сдвинет равновесие в сторону образования кокса.

При увеличении давления в реакторе, степень ароматизации сначала увеличивается незначительно, а затем уменьшается (на 2 пункта). Это связано с тем, что при увеличении общего давления в системе, которое повышается за счет увеличения подачи ВСГ, парциальное давление водорода растет. Это термодинамически неблагоприятно для реакции дегидроциклизации, поскольку в результате нее образуется водород, и увеличение парциального давления водорода приведет к сдвигу равновесия в сторону исходных веществ.

Содержание кокса с повышением давления на 10 атм сначала незначительно падает, затем растет. Его значение повышается на более чем на 1 %. Это связано с тем, что ароматика сильно конденсируется, вследствие чего происходит гидрирование кокса. В результате конкуренции этих двух процессов наблюдается экстремум на зависимости степени превращения ароматики от давления.

С повышением давления в реакторах на 10 атм, значение октанового числа сначала незначительно возрастает, на 1 пункт, достигая значения 90,3. А после уменьшается до значения 89,1. Данный эффект связан с уменьшением степени ароматизации сырья. В связи с этим выход риформата первоначально увеличивается на 0,8 %, после чего снижается на 1,4 %.

Таким образом, в ходе работы было получено, что оптимальным давлением по реакторам является 18 атм. При этом степень ароматизации будет максимальна и достигает 17 %, количества накопленного на катализаторе кокса минимально и составляет 1,19 % от веса катализатора, октановое число максимально и равно 90,3 пунктам. При таких условиях достигается максимальный выход риформата, который составляет 86,91 %. При выборе оптимальной температуры следует исходить из экономических соображений: больший срок работы катализатора или большее октановое число продукта.

Из приведенных исследований процесса риформинга на установке Л-35-11/600 можно сделать вывод, что установка работает в достаточно благоприятном режиме. Компьютерный расчет с помощью интеллектуальной системы «Активность», выполняемый с использованием физико-химических моделей, позволяет качественно и количественно оценить оптимальные режимы эксплуатации катализаторов.

Литература

1. Овчаров, Сергей Николаевич. Риформинг индивидуальных углеводородов и бензинов с водородом и без водорода / С. Н. Овчаров, И. М. Колесников ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. — М. : Нефть и газ, 2006. — 420 с.
2. Кравцов, Анатолий Васильевич. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов : Физико-химические и технологические основы / А. В. Кравцов, Э. Д. Иванчина. — Томск : STT, 2000. — 192 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЕЙ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ РЕКТИФИКАЦИИ

И.А. Грязнова, А.В. Вольф

Научный руководитель доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы разделения многокомпонентных смесей очень широко распространены в химической промышленности, особенно в нефтехимической ее отрасли. Разделение нефти на фракции является необходимым процессом после промышленной подготовки углеводородного сырья к переработке, так как ректификация обеспечивает эффективный, удобный и экономически выгодный способ переработки отдельных фракций нефти в топлива и смазочные материалы. Эффективный контроль ректификационных систем, основанный на использовании достижений математического моделирования, способствует повышению выхода продукции, улучшению ее качества, уменьшению энергопотребления, увеличению мощности установки, повышению безопасности процесса и т.д. [2].

Разработку ресурсоэффективных технологий и управление сложными технологическими системами невозможно представить без использования метода математического моделирования, который позволяет проводить исследования сложных процессов на математических моделях без значительных вложений средств. Кроме того, применение моделирования в химической технологии обеспечивает возможность быстрого расчета параметров на стадии проектирования и во время эксплуатации установки, как в стационарном режиме ее работы, так и во время внестатных ситуаций [1].

Процессы разделения в ректификационных колоннах нелинейны, более того, высокие требования к качеству продукции и производительности, жесткие природоохранные ограничения и экономические соображения требуют работы установок вблизи границы допустимой области параметров. В таких случаях линейные модели, построение которых существенно проще, по своей сути неспособны описать большое количество важных физи-

ко-химических явлений, протекающих в приграничной области. Поэтому качественный контроль ректификационных колонн требует развития стратегий управления, основанных на нелинейных моделях.

Принципиально все виды математического моделирования можно разделить на фундаментальные, статистические/эмпирические и гибридные, которые различаются, прежде всего, количеством информации о процессе и тем, как можно эту информацию связать для построения математической модели, адекватно описывающей интересующие нас особенности этого процесса.

Фундаментальное моделирование, являющееся предпочтительным, используется в тех случаях, когда информации о процессе достаточно, чтобы составить материальные и тепловые балансы и уравнения равновесия. Применение фундаментальных моделей ограничено из-за сложности их структуры и большого числа параметров. Эти модели, известные также как модели «первого принципа», обычно содержат порядка $10^2 - 10^3$ нелинейных дифференциальных уравнений и примерно столько же уравнений алгебраических.

Эмпирические модели могут быть получены в отсутствие априорных физических данных, для их построения наиболее значимой является информация входа-выхода процесса, полученная при эксплуатации (измерения технологических параметров), модели построены по принципу «черного ящика» и не требуют понимания сущности протекающих процессов.

Сочетание фундаментальных и статистических моделей в рамках гибридного моделирования используется для преодоления слабых сторон обоих типов моделирования, создания наиболее точных моделей, адекватно описывающих процесс.

Инженерам часто приходится сталкиваться с понятием степеней свободы системы, которые должны быть заданы при проектировании и которые необходимо контролировать при эксплуатации. Для расчета степеней свободы исследуемой модели ректификационной колонны фракционирования нефти был применен подход [3], основанный на разбиении химико-технологической системы сложной структуры на стандартные процессные единицы, соединенные технологическими связями. Рассчитывается число степеней свободы каждой процессной единицы и каждой связи и общее число степеней свободы химико-технологической системы определяется путем суммирования степеней свободы отдельных элементов [3].

Разработана математическая модель ректификационной колонны, для которой выполнен расчет степеней свободы по методу, изложенному выше. Колонна представляет собой односторонний возврат с преобразователем фазового состояния (отпарная или конденсационная колонна), число степеней свободы: $ЧСС = k + 3$ (где k – число компонентов питания). Поскольку заданы параметры питания – температура, давление, мольные расходы компонентов, остается единственная степень свободы.

Исследование этой модели проводилось с помощью программного продукта, разработанного американской фирмой Simulation Sciences Inc., PRO II. В этой программе была построена фундаментальная модель колонны фракционирования нефти, изучены способы заполнения единственной степени свободы. Для заполнения степени свободы использованы различные варианты задания спецификаций (некоторых математических зависимостей между специфицируемой и переменной величиной).

По результатам моделирования и расчетов можно сделать следующие выводы:

1) При задании в спецификации постоянного флегмового числа, как функции теплоты, забираемой в конденсаторе, получаем единственное решение системы уравнений модели, т.е. единственное стационарное состояние. Можно задавать не только мольное флегмовое соотношение, но и массовое, и объемное соотношения, хотя они связаны между собой по-разному. Например, мольная и массовая величины связаны между собой через молярную массу, которая не является функцией температуры, массовое же флегмовое число и объемное связаны через плотность, которая является нелинейной функцией температуры. Тем не менее, в результатах расчета можно увидеть, что решение при таком варианте замыкания системы единственное.

2) Если степень свободы определить, задав мольный расход одного из компонентов, как функцию теплоты, отбираемой в конденсаторе – для многокомпонентной смеси возможно существование нескольких решений, т.е. множественность стационарных состояний, с различными флегмовыми числами и нагрузками на конденсатор, т.е. с различными эксплуатационными затратами. Аналогичные результаты получаются и для энтальпии, и давлений потоков, заданных в качестве спецификаций.

3) Интересно, что при одних и тех же расходах компонентов в продуктовых потоках мольное флегмовое число можно регулировать в широких пределах, т.е. могут быть осуществлены разные технологические режимы работы данной ректификационной колонны, при задании различных спецификаций, согласно нижеприведенной таблице 1. Меняется мощность конденсатора и мольное флегмовое соотношение, а расходы компонентов выходных потоков не меняются при замыкании систем уравнений по-разному.

Таблица

Результаты осуществления различных технологических режимов – влияние на расход компонентов на выходе

Спецификация	Мощность конденсатора, Мккал/ час	Мольн. флегмовое соотношение.	Расходы компонентов NBP 16/ NBP 57/ NBP 73 в потоке дистиллята, кмоль/сек, $\cdot 10^{-4}$
$R_{\text{мол}} = f(Q)$	-0,18	0,71	7,65/ 1,99/ 1,75
$H(\text{потока}) = f(Q)$	-0,35	6,02	7,65/ 1,98/ 1,74
$G(\text{компонента}) = f(Q)$	-0,37	7,51	7,65/ 1,98/ 1,72
$P(\text{потока}) = f(Q)$	-0,38	8,9	7,65/ 1,97/ 1,68

Обозначения: $R_{\text{мол}}$ – мольное флегмовое соотношение, H – энтальпия, G – расход, P – давление, NBP – normal boiling point – нормальная температура кипения компонента сырья, Q – теплота

Исходя из фактов, представленных выше, можно заключить, что в качестве заполнения степени свободы данной ректификационной колонны лучше выбирать постоянное флегмовое число, поскольку наблюдается единственность получаемого решения системы уравнений. В случае с выбором фиксированного мольного расхода одного из компонентов, а также энтальпий или давлений потоков, как функции теплоты, отбираемой в конденсаторе, заданных в качестве спецификаций, наблюдается множественность решений, следовательно, труднее найти оптимальные значения параметров ректификации, что снижает эффективность проектирования и управления процессом.

Литература

1. William L. Luyben // Industrial and Engineering Chemistry Research. 1996. Ind. Eng. Chem. Res. 35, 2204–2214.
2. Zalizawati Abdullah, Norashid Aziz, and Zainal Ahmad // Chemical Product and Process Modeling. – 2007. Volume 2.– Issue 3. – Article 12.– The Berkeley Electronic Press.
3. Бенедек П., Ласло А. Научные основы химической технологии. – Изд. Химия. – 1970, 3376 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ АЛКАДИЕНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА

М.А. Гущина, Р.В. Романовский

Научный руководитель доцент Е.Н. Ивашкина

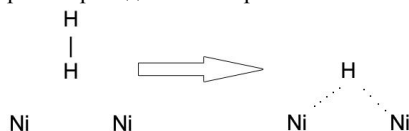
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день мировая нефтяная промышленность тесно связана с промышленностью нефтехимии и органического синтеза. Активное взаимодействие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств повышает эффективность использования нефтяного сырья, а также значительно увеличивает доходы предприятий.

Сырьевой базой для производства синтетических моющих средств (СМС) являются линейные алкилбензолы (ЛАБ) и линейные алкилбензолсульфонаты (ЛАБС). Масштабное использование ЛАБ обусловлено тем, что он абсолютно безопасен для окружающей среды. Преимуществами ЛАБ являются также его высокая эффективность при использовании в качестве моющего средства и сравнительно низкая себестоимость.

Комплекс для производства ЛАБ, ЛАБС, включает в себя ряд технологически связанных блоков: предварительного фракционирования смеси *n*-парафинов с числом углеродных томов в ней от 10 до 20; дегидрирования фракции C_{10} – C_{13} ; фтористоводородного алкилирования бензола моноолефинами.

Для гидрирования диолефинов до моноолефинов при производстве ЛАБ-ЛАБС применяется никелевый катализатор. Электронная конфигурация никеля – $3d^8 4s^2$ – делает его сильным активатором водорода благодаря незаполненной внешней *d*-оболочке. Таким образом, согласно химической теории катализа, водород из молекулярной формы переходит на поверхности катализатора в атомарную:



При этом никель настолько активен, что помимо диолефинов гидрируются также и моноолефины до *n*-парафинов, что нежелательно в данном процессе. Для повышения селективности процесса и предотвращения гидрирования моноолефинов применяют отравление катализатора соединениями серы – диметилдисульфидом (ДМДС), с образованием NiS . При этом необходимо точно рассчитать оптимальное количество подаваемого ДМДС, при котором гидрироваться будут только диолефины. В конечном итоге следует достигнуть такого состояния катализатора, при котором он отравлен достаточно сильно, чтобы не активировать превращение моноолефинов, но активировать превращение диолефинов.

Для решения этой задачи разработана программа расчета параметров процесса гидрирования, позволяющая рассчитывать выход целевых продуктов и оптимальную подачу ДМДС в условиях нестационарности процесса. Входными данными являются состав и расход сырьевого потока, термобарические условия, состав и расход ВСГ, расход ДМДС.

Расчет оптимальной подачи ДМДС в реактор гидрирования проводится следующим образом. Проведем термодинамический анализ реакций в системе, состоящей из следующих элементов: Ni , NiS , H_2 , H_2S , $C_2H_6S_2$, CH_4 .



Чтобы определить возможность протекания этих реакций, рассчитаем их константы равновесия при температуре 180 °С (температура начала процесса гидрирования). Термодинамическая константа равновесия определяется по уравнению:

$$\Delta G^{\circ} = -RT \ln K^{\circ}$$

где ΔG° – энергия Гиббса [Дж/моль], R – универсальная газовая постоянная [Дж/(моль·К)], K° – термодинамическая константа равновесия.

При расчете энергии Гиббса учитывается зависимость термодинамических функций от температуры:

$$\Delta_r S = f(T); \Delta_r H = f(T); c_p = f(T)$$

Тепловой эффект химической реакции определяется по теплотам образования веществ, входящих в реакцию, в соответствии с законом Гесса:

$$\Delta_r H = \sum_{i=1}^N n_i \cdot \Delta_f H_i - \sum_{j=1}^M n_j \cdot \Delta_f H_j.$$

Зависимость энтальпии от температуры определяется из интегрального вида уравнения Кирхгоффа:

$$\int_{\Delta_r H^{298}}^{\Delta_r H^T} d\Delta_r H = \int_{298}^T \Delta_r c_p(T) dt;$$

$$\Delta_r H(T) = \Delta_r H^{298} + \Delta_r a \cdot (T - 298) + \frac{\Delta_r b}{2} (T^2 - 298^2) + \frac{\Delta_r c}{3} (T^3 - 298^3) - \Delta_r c \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{298} \right)$$

где $\Delta_r c$ – изменение теплоемкости реакционной смеси в ходе протекания химической реакции [Дж/(моль·К)].

Реакции (4) и (5) можно исключить из рассмотрения, так как они протекают мгновенно и необратимо. Это означает, что весь вводимый в реактор диметилдисульфид превращается в метан и соединения серы S^2 . Также из системы уравнений следует исключить реакции с участием элементарной серы, так как она моментально превращается в сероводород по реакции (3) или в сульфид никеля по реакции (2). Таким образом, первоначальная система уравнений упростилась до реакции (1).

В этой реакции изменение объема газообразных веществ не происходит, следовательно, $K_o = K_p = K_c = K_n$. Это позволяет выражать константу сразу в мольных долях или количестве веществ водорода и сероводорода.

$$\Delta G^{\circ} = -RT \ln K^{\circ}, \text{ следовательно, } K^{\circ} = e^{-\frac{\Delta G^{\circ}}{RT}}$$

Поставим перед собой задачу: найти равновесную концентрацию ДМДС по отношению к углеводородному сырью в зависимости от мольного соотношения водород:диолефины и температуры. Будем считать, что зависимость константы равновесия от температуры и начальные концентрации газов в смеси известны. На рис. представлена зависимость константы равновесия в системе {Ni, NiS, H₂, H₂S}.

Тогда в соответствии с уравнением равновесия:

$$K(T) = \frac{n(H_2S)}{n(H_2)};$$

Выражая количество водорода через мольное соотношение l , получим:

$$\frac{n(H_2)}{n(DO)} = l;$$

Количество сероводорода в 2 раза больше вводимого количества диметилдисульфида:

$$n(H_2S) = 2 \cdot n(\text{ДМДС});$$

Сделаем допущение, что

$$n(DO) = \omega(DO) \cdot n(YB);$$

Получим количество диметилдисульфида, выраженное в ppm, по уравнению:

$$x(\text{ДМДС}) = \frac{1}{2} \cdot l \cdot \omega(DO) \cdot K(T) \cdot 10^6;$$

$$\omega(\text{ДМДС}) = \frac{1}{2} \cdot l \cdot \omega(DO) \cdot K(T) \cdot 10^6 \cdot \frac{Mr(\text{ДМДС})}{Mr(YB)};$$

Учитывая адсорбцию, получим окончательное уравнение:

$$\omega(\text{ДМДС}) = A \cdot \frac{1}{2} \cdot l \cdot \omega(DO) \cdot K(T) \cdot 10^6 \cdot \frac{Mr(\text{ДМДС})}{Mr(YB)} + B;$$

На рис.1 показано, как зависит количество подаваемого диметилсульфида, соответствующее реальному технологическому режиму и рекомендуемое в качестве оптимального.

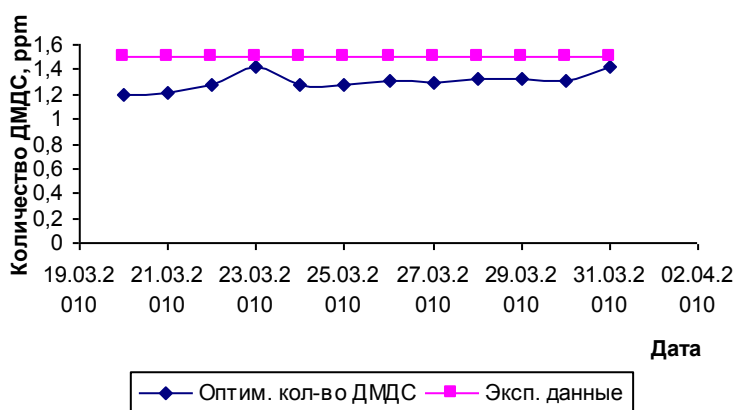


Рис. Зависимость изменения количества ДМДС от даты

Данный график показывает, что данные, полученные с установки, имеют близкие значения с рассчитанным оптимальным количеством ДМДС.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Костенко А.В., Юрьев Е.М., Бесков В.С. Математическое моделирование каталитических процессов переработки углеводородного сырья // Катализ в промышленности. – 2008. – №6. – С. 41 – 46
2. Дуплякин В.К. Современные проблемы российской нефтепереработки и отдельные задачи ее развития // Российский химический журнал (Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева). – 2007. – т. 11. – С. 11 – 12.
3. Кравцов А.В., Зуев В.А., Козлов М.А., Ивашкина Е.Н. и т.д. повышение эффективности производства линейных алкилбензолов путем сочетания заводского и вычислительного экспериментов // Переработка нефти. – 2009. – №10. – С.24–30.

ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ МЕТОДОМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.В. Дериглазов

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современное положение России как поставщика сырых углеводородов и неконденсированных нефтепродуктов, что требует интенсификации темпов и объемов добычи нефти, привело к накоплению целого ряда проблем в области недропользования.

Прежде всего, такой хищнический подход, как к недрам, так и к добытым ресурсам приводит к прямой зависимости экономики страны от изменчивого нефтяного рынка, когда периоды низких и высоких цен непредсказуемо меняются. В свете вышесказанного, является невозможным решить главную экономическую задачу – получить больше доходов с каждой единицы добытых углеводородных ресурсов. Иначе говоря, стоит проблема: как наиболее эффективно использовать ресурсный потенциал для экономического роста страны.

Возможное решение данной проблемы заключается в следующем: нефти и газа нужно добывать не сколько возможно, а сколько необходимо для стабильного экономического развития страны. В этом случае основной долей экспорта будет являться не сырая нефть, а продукты нефтепереработки и нефтехимии с высокой добавленной стоимостью. Такой путь в отношении рационального использования нефтегазовых ресурсов базируется на коренной модернизации нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов страны: обновления оборудования, увеличения глубины переработки нефти, а также качества производимой продукции [1]. Учитывая современные требования, предъявляемые к моторному топливу, а также потребность населения в нем, первоочередным этапом является совершенствование процесса каталитического риформинга. На территории Российской Федерации и стран СНГ он является базовым для производства высокооктановых бензинов.

Научные исследования в области катализа позволили улучшить катализаторы риформинга таким образом, что они обеспечивают выход продукта на уровне максимально близком к термодинамически возможному. Так, значение интегрального критерия – октанотонн в час, на 100 тонн переработанного сырья, для монометаллических катализаторов составлял 68 – 70; для катализаторов серий КР, ПР, РГ, R – 80 – 81. Поэтому дальнейшее совершенствование технологии производства бензинов непосредственно связано с повышением уровня эксплуатации и правильным подбором катализатора [3].

Применение компьютерных моделирующих систем в этом случае является актуальным, ведь именно они позволяют проводить мониторинг работы установок каталитического риформинга с целью оптимизации технологического режима их работы. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики

Томского политехнического университета разработана компьютерная моделирующая система «Активность» основанная на нестационарной кинетической модели процесса каталитического риформинга, учитывающей как физико-химические основы превращения углеводородов на поверхности Pt – Re катализаторов, так и изменение состава перерабатываемого сырья. Такой подход к моделированию процесса каталитического риформинга позволяет учесть практически все факторы, влияющие на дезактивацию катализатора в нестационарных условиях его работы [2].

С использованием программного комплекса «Активность» выполнен мониторинг работы промышленной установки ЛЧ-35-11/1000 ООО «КИНЕФ», на основании результатов которого была проведена оценка экономической эффективности применения данной программы для совершенствования процесса каталитического риформинга.

Технико-экономическими показателями работы катализаторов установок риформинга являются октановое число и выход стабильного катализата. Значение октанового числа стабильного катализата не может быть использовано как критерий технологического режима эксплуатации катализатора, так как этот показатель зависит от требований выпуска той или иной марки автомобильного бензина. При оптимизации процесса и оценки его экономической эффективности объективным критерием служит степень использования потенциала катализатора, которая численно равна отклонению рабочей активности от оптимальной. Минимальное отклонение соответствует максимальному увеличению выхода основной калькулируемой продукции – стабильного катализата процесса риформинга при заданном октановом числе за весь сырьевой цикл его работы. Подбор оптимальных технологических условий эксплуатации катализатора, обеспечивающих максимальную степень его использования, является многофакторной задачей и зависит, прежде всего, от реакционной способности углеводородов – компонентов сырья.

Для обеспечения оптимального режима в промышленных условиях необходимо поддерживать требуемое соотношение скоростей целевых и побочных реакций риформинга, а также сохранять равновесие реакций образования и гидрирования коксогенных структур, определяемого соотношением активных кислотных и металлических центров. Расчет на модели селективного введения воды и хлорорганических соединений в технологическую схему процесса позволяет выбрать режим процесса, обеспечивающий максимальную производительность, выраженную в октанотоннах, т.е. оптимальную активность. Таким образом, применение моделирующей системы «Активность» позволяет без существенных производственных затрат увеличить выход основной калькулируемой продукции и за счет эффекта масштаба снизить ее себестоимость, что является важным обстоятельством в условиях непостоянства состава перерабатываемого сырья и загрузки установки им.

На рисунке 1 приведено графическое сравнение текущей и оптимальной активностей.



Рис. Сравнение текущей и оптимальной активности катализатора установки ЛЧ-35-11/1000

В течение восьмого сырьевого цикла значения текущей активности катализатора отличались от значений оптимальной активности. Таким образом, на протяжении этого времени селективность процесса в силу объективных производственных причин не всегда являлась оптимальной.

Для оценки экономической целесообразности рассчитана себестоимость 1 т готовой продукции при работе установки на текущем режиме и сопоставлена с себестоимостью 1 т продукции при работе установки на оптимальном режиме.

Произведенные расчеты сведены в таблице 1.

Таблица

Экономические показатели работы установки ЛЧ-35-11/1000 при оптимальной активности катализатора

Показатели	Номер цикла							
	1	2	3	4	5	6	7	8
П	1082280							
Δ А	0,1	0,23	0,19	0,1	0,115	0,09	0,012	0,019
Δ С	0,89	2,04	1,69	0,89	1,02	0,8	0,15	0,24
Δ П	8173,3	18798,6	15529,3	8173,3	9399,29	7355,97	1582,3	2875,5
Δ В	83,78	192,7	159,19	83,78	96,35	75,41	16,21	29,43
Δ В ₁	0,755	1,736	1,43	0,755	0,868	0,677	0,146	0,265

Примечание. П — теоретическая производительность установки по сырью, т/год; ΔA — среднее отклонение рабочей активности от оптимальной активности за цикл (расчет на модели); ΔC — увеличение селективности процесса при работе на оптимальной активности катализатора, среднее за цикл, % (расчет на модели); $\Delta \Pi$ — увеличение производительности по стабильному катализату при работе на оптимальной активности катализатора; ΔB — экономическая эффективность работы установки на оптимальной активности, млн. руб.; $\Delta B1$ — Относительное увеличение экономической эффективности при работе установки на оптимальной активности, %.

На основании проведенных расчетов видно, что даже незначительное увеличение отклонения уровня текущей активности от оптимальной, играет существенную роль на селективность процесса, а, значит, и на экономическую эффективность работы установки. Среднее отклонение рабочей активности от оптимальной в восьмом сырьевом цикле имеет большое значение, по сравнению с предыдущим циклом, что вызвало уменьшение селективности процесса на 0,09 %. В этом случае экономическая эффективность работы установки на оптимальной активности возросла на 13,22 млн. рублей, а в относительных значениях — 0,265 %.

Применение метода математического моделирования для процесса каталитического риформинга бензинов может дать не практический результат не только с технологической точки зрения — увеличение длительности межрегенерационного цикла, но и с экономической. Увеличение выхода товарного продукта при сохранении уровня издержек на постоянном уровне приносит значительный дополнительный доход. Ведь именно этот факт должен стать основополагающим при внедрении компьютерных моделирующих систем как для повышения ресурсоэффективности процесса каталитического риформинга, так и для модернизации нефтеперерабатывающей отрасли.

Литература

1. Дуплякин В.К. Современные проблемы российской нефтепереработки и отдельные задачи ее развития // Российский химический журнал (Журнал Российского химического общества им. Д.И. Менделеева). — 2007. — т. LI. — С. 11 — 12.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Костенко А.В., Юрьев Е.М., Бесков В.С. Математическое моделирование каталитических процессов переработки углеводородного сырья // Катализ в промышленности. — 2008. — № 6. — С. 41 — 46.
3. Олтырев А.Г. Закономерности производства и применения катализаторов промышленных процессов гидроочистки и риформинга бензиновых фракций: Автореф. дис. канд. тех. наук. — Москва, 2009. — 177 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННОГО ПРОЦЕССА СИНТЕЗА МЕТИЛ-ТРЕТ-БУТИЛОВОГО ЭФИРА

К.В. Дёрина

Научные руководители доцент М.А. Самборская, ассистент О.Е. Митянина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день совмещённые процессы применяются в технологии получения различных органических и неорганических продуктов. В том числе и для синтеза высокооктановых добавок, таких как метил-трет-бутиловый эфир, этил-трет-бутиловый эфир, третиамилловый эфир.

Одна из главных задач химической технологии сегодня — это обеспечение стабильности и максимальной управляемости совмещённых процессов, основным путём решения которой является исследование процесса.

Данная работа посвящена математическому моделированию, исследованию и оптимизации процесса реакционно-ректификационного синтеза метил-трет-бутилового эфира. Математическая модель процесса в статическом режиме была сформирована с использованием расчетной среды Huprotech HYSYS.

В работе рассмотрено влияние технологических параметров на процесс получения метил-трет-бутилового эфира, определены оптимальные значения параметров, а также проведено исследование расходов пара и жидкости на тарелке.

Схему превращения в колонне синтез МТБЭ можно упрощенно представить как:

Изобутилен + метанол + н-бутан → метил-трет-бутиловый эфир + н-бутан

Существуют две первичные задачи в управлении и регуляции реакционно-ректификационных процессов с двухпоточным питанием колонны [1]. Прежде всего, необходимо получить продукт заданного качества, то есть необходимой чистоты. Кроме того, необходимо поддерживать стехиометрический баланс между компонентами питания, так как избыток любого из реагентов может привести к его избытку в продуктовом потоке.

В качестве регулируемых технологических параметров были выбраны флегмовое и паровое числа, позволяющие добиться заданной чистоты продукта, и состав питания колонны, позволяющий сбалансировать содержание реагентов в колонне.

Исследование (рис. 1–3) позволяет определить следующие оптимальные значения параметров: паровое число, равное 9, флегмовое число, равное 6, расход метанола порядка 650–750 кг/ч, расхода изобутилена порядка 700–800 кг/ч и расход н-бутена порядка 650–750 кг/ч.

Кроме того было проведено исследование расходов потоков жидкости и пара на тарелках (рис. 4–5), которое показало, что несмотря на то, что потоки жидкости и пара неодинаковы, разность между потоками в разных частях колонны можно принять за постоянную величину. Следовательно, коэффициентами тепло- и массообмена при построении математической модели процесса, что позволяет несколько упростить модель.

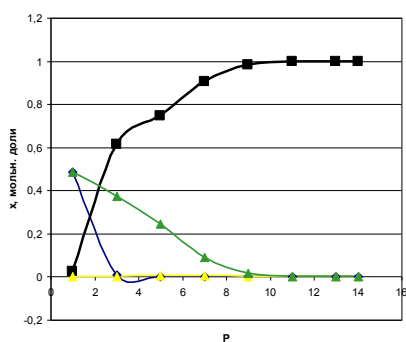


Рис. 1. Зависимость состава потока кубового остатка от парового числа

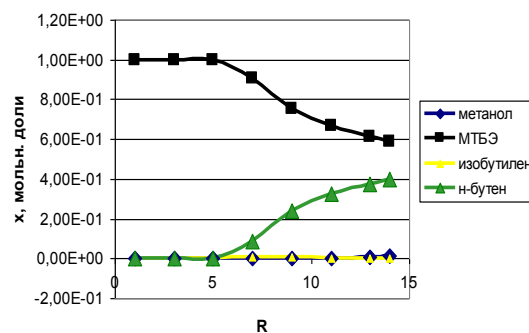


Рис. 2. Зависимость состава потока кубового остатка от флегмового числа

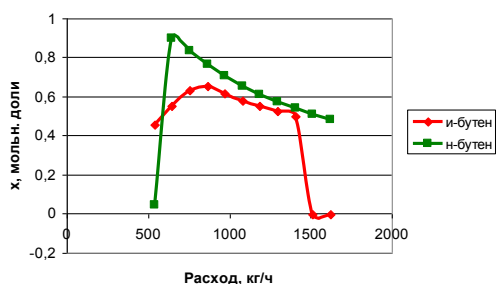


Рис. 3. Влияние расхода реагентов на выход продукта

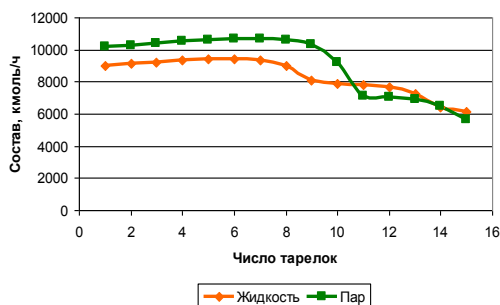


Рис. 4. Потарельчатый состав потоков жидкости и пара

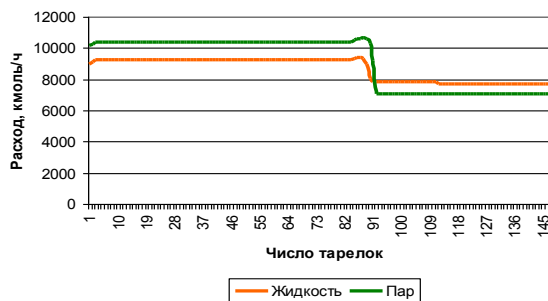


Рис. 5. Потарельчатый состав потоков жидкости и пара

В ходе выполнения данной работы было выполнено формирование математической модели, исследование процесса и его оптимизация. На модели было проведено исследование влияния технологических параметров процесса, таких как паровое и флегмовое число, а также состав питания колонны на выход и состав продукта. Полученные в итоге результаты позволили определить оптимальные значения технологических параметров, соответствующие, прежде всего, максимальному содержанию метил-трет-бутилового эфира в потоке кубового остатка. Расчеты по сформированной математической модели реакционно-ректификационного синтеза МТБЭ находятся в хорошем соответствии с данными исследователя Steinar Hauan [2], следовательно, модель в HYSYS может использоваться для расчета и исследования влияния на процесс основных технологических параметров; анализа поведения процесса в статике. Полученная модель может являться основой для дальнейшего динамического анализа процесса синтеза высокооктановых добавок посредством реакционной ректификации.

Литература

1. Дильман В.В., Лотхов В.А., Глаголева А.А., Кулов Н.Н., Квашнин С.Я. Динамика нестационарной ректификации, совмещенной с реакцией перэтерификации в жидкой фазе // Теоретические основы химической технологии. – 2002. – Т. 36. – № 3. – С. 248.

2. 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.
3. Серафимов Л.А., Писаренко Ю.А., Кардона К.А. Выбор оптимальных вариантов организации реакционно-ректификационных процессов // *Теоретические основы химической технологии.* – 1999. – Т. 33. – № 5. – С. 502.
4. 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.
5. Jacobs, R.; Krishna, R. Multiple solutions in reactive distillation for Methyl tert-Butyl Ether synthesis. *Znd. Eng. Chem. Res.* – 1993. – 32. – 1706–1709.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К РАСЧЕТУ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ НА ПРИМЕРЕ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ

И.О. Долганова

Научный руководитель доцент Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время с растущим уровнем информатизации неизбежно происходит внедрение программных продуктов на промышленные предприятия всех профилей. Ярким примером является нефтеперерабатывающая отрасль, где применяемые компьютерные программы успешно используются как для мониторинга работы промышленных установок, так и для прогнозирования срока эксплуатации катализаторов на основе драгоценных металлов, а также для выявления направлений модернизации технологических схем переработки углеводородного сырья [1]. Такие компьютерные системы относятся к интеллектуальным, т.к. позволяют без проведения продолжительных и дорогостоящих экспериментов проводить оптимизацию производств благодаря сохранению у модели основных свойств исследуемого процесса и аппарата.

Высшим уровнем разработки интеллектуальной системы является программно-реализованная математическая модель, включающая в себя уравнения материального и теплового баланса, учитывающая особенности аппаратного оформления процесса, гидродинамический режим в реакторе, физико-химические характеристики реакционной смеси и катализатора.

Одним из перспективных направлений развития нефтеперерабатывающей промышленности является производство моющих средств, сырьем для которых являются линейные алкилбензолы (ЛАБ). Ключевой стадией их синтеза является процесс алкилирования бензола олефинами C_9-C_{14} – продуктов предшествующих процессов дегидрирования парафинов и селективного гидрирования диолефинов.

На кафедре химической технологии топлива и кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета была разработана математическая модель процесса алкилирования бензола олефинами с использованием HF-катализатора.

$$\frac{dC_i}{d\tau} = W_j,$$

$$\rho^{CM} C_p^{CM} \frac{\partial T}{\partial \tau} = \pm \sum_{j=1}^N Q_{x,p,j} W_j.$$

Начальные условия: $t=0$, $C_i=C_{0i}$, $T=T_{вх}$, где i – соответствующий углеводород; C_i – концентрация i -го реагента, моль/л; τ – время контакта, с; $Q_{x,p,j}$ – теплота химической реакции, W_j – скорость химической реакции, C_p^{CM} – мольная теплоемкость реакционной смеси, ρ^{CM} – плотность реакционной смеси, T – температура, К.

В ходе расчетов на представленной программе показателей процесса алкилирования были выявлены оптимальные условия его проведения: температура 60°C, соотношение бензол/олефины 6,6–9,4/1.

Однако возможности программы не ограничиваются выбором оптимальных с точки зрения эффективности процесса технологических параметров. После некоторой корректировки математического описания (замена модели идеального вытеснения на модель идеального смешения) и кинетических параметров, моделирующая система позволила провести расчет гетерофазного реактора. Следует отметить, что тенденция перехода на твердые катализаторы процесса алкилирования носит глобальный характер в связи с их большей надежностью и экологической безопасностью. Поэтому проведение сравнительного анализа по работе данных принципиально различающихся конструкций реакторов имеет большое значение.

Активное окно программы, разработанной для расчета гетерофазного процесса алкилирования представлено на рис. 1.

Для проведения сравнительного анализа целесообразности использования того или иного типа катализатора (табл. 1) примем в качестве исходных данных для расчета одинаковый состав сырья (см. рис. 1).

Из таблицы 1 следует, что требуемая степень превращения при использовании твердого катализатора достигается при значительно меньшем объеме реакционной зоны. Выход целевого продукта в обоих случаях остается примерно на одинаковом уровне, что в сочетании с экологической безопасностью твердого катализатора и простотой конструкции реактора делает его применение более эффективным.

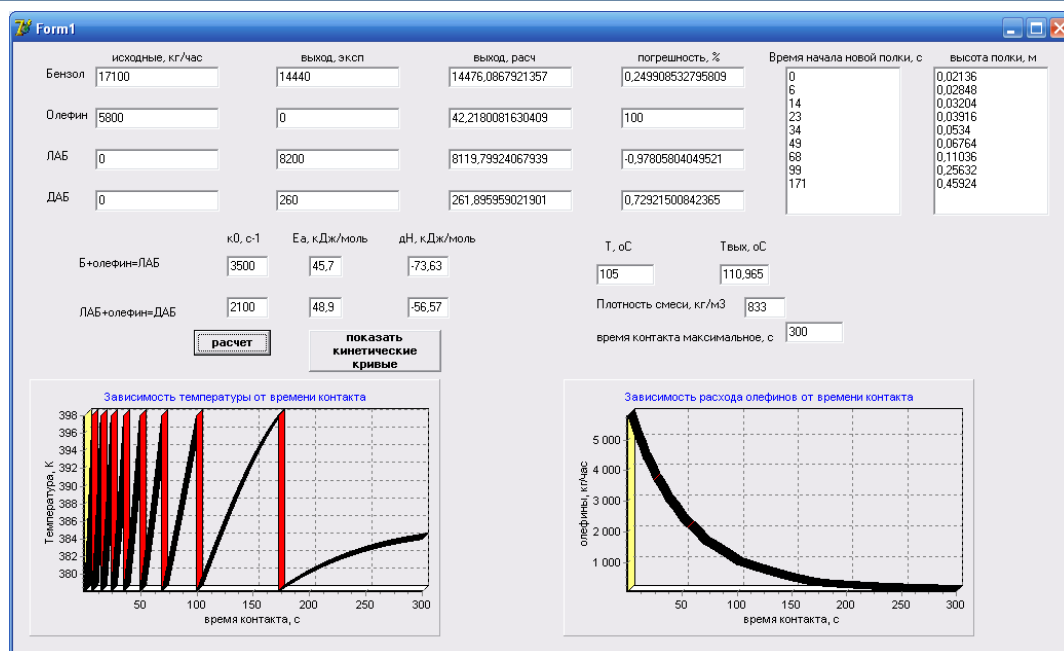


Рис. Активное окно программы расчета процесса алкилирования

Таблица
Результаты сравнения эффективности процессов алкилирования с различным типом катализатора

Показатель	Катализатор HF (жидкий)	Катализатор фосфорновольфрамовая кислота (твердый)
Конверсия по олефинам, %	100	100
Объем реакционной зоны, м ³	80,2	2,3
Выход ЛАБ при оптимальном режиме, кг/час	7950	8120
Тип реактора	Реактор колонного типа	Полочный (9 полок)

Таким образом, использование разработанной технологической моделирующей системы для процесса алкилирования бензола высшими олефинами позволило выбрать технологические условия, обеспечивающие максимальный выход продукта, а также установить целесообразность перехода на твердый катализатор.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.;
2. А.В. Кравцов, В.А. Зуев, И.А. Козлов, А.В. Милишников, Е.Н. Ивашкина, Э.Д. Иванчина, Е.М. Юрьев, В.А. Фетисова, Е.В. Францина, И.О. Шнидорова // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2009. – № 10. – с. 24–30.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕННОГО ГРУНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МОЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ И БИОПРЕПАРАТА
И.А. Епифанова

Научные руководители доцент Л. И. Сваровская, доцент А. И. Левашова,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 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 [2]. Устранение разливов нефти позволяет значительно улучшить санитарное состояние не только на территориях, непосредственно прилегающих к технологическим объектам, но и окружающей среды – воздуха и воды [4].

Поэтому целью исследования являлась рекультивация нефтешлама с применением моющей композиции на основе ПАВ с последующей биодеструкцией остаточной нефти. Отмыв нефтешлама проводили композицией ПАВ в соотношении 1:1 с последующей биодеструкцией остаточного нефтезагрязнения внесением биопрепарата «Дестройл». Шлам загрязнен нефтью Советского месторождения с вязкостью 4,1 мПа·с и плотностью 0,852 г/см³

при температуре 50 °С в концентрации 70 г/кг (7 %). Композиция для отмыва нефтешлама содержала 5 % ПАВ и буферную систему, поддерживающую рН 9,0–9,2 и обеспечивающую моющие свойства композиции.

После частичного отмыва загрязняющей нефти композицией, биодеструкцию остаточной нефти проводили с применением микроорганизмов. Для этого в нефтешлам вносили биопрепарат Дестройл в концентрации 1,0 г/кг (0.1%). Дестройл содержит активную углеводородокисляющую микрофлору численностью 10⁹ клет/г. Процесс биодеструкции проводили в течение 30 суток.

Остаточное нефтезагрязнение нефтешлама после отмыва и биодеструкции определяли горячим способом в аппарате Сокслета. Навеску пробы загрязненного грунта упаковывали в патрон из высококачественной целлюлозы, помещали в экстрактор. Для экстракции нефтепродуктов применяли хлороформ [3].

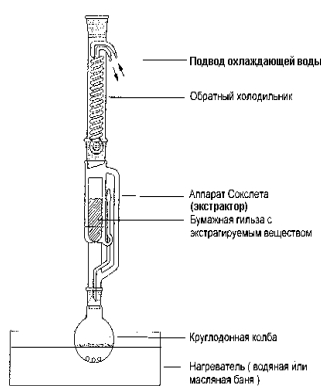


Рис. Аппарат Сокслета

Хлороформ из экстракта удаляли на роторном испарителе, экстракт нефти взвешивали и рассчитывали процент остаточного загрязнения шлама нефтью. После отмыва композицией содержание нефти в загрязненном шламе понизилось до 4 %, после биодеструкции – до 2,0 %. В результате комплексной рекультивации концентрация загрязнения за 30 суток понизилась на 78,6 %. При продлении времени деструкции до 45–50 суток концентрация загрязняющей нефти снижается до 1,0–0,5 %.

Хлороформные экстракты нефти исходного образца нефтешлама и после рекультивации анализировали методом ИК-спектрометрии на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700 для определения изменений в составе функциональных групп по набору спектральных коэффициентов:

$C_1 = D_{1610}/D_{720}$ – коэффициент ароматичности, отношение содержания алкилбензолов к содержанию нормальных алканов;

$C_2 = D_{750}/D_{720}$ – коэффициент относительной интенсивности поглощения полициклических аренов (750 см⁻¹) и нормальных алканов;

$C_3 = D_{720}/D_{1380}$ – коэффициент относительной интенсивности поглощения метиленовых и метильных групп;

$A_1 = D_{825}/D_{750}$ – коэффициент относительного содержания три- и полиаренов;

$A_2 = D_{875}/D_{720}$ – коэффициент относительного содержания триаренов и алканов;

$A_3 = D_{825}/D_{875}$ – коэффициент относительной интенсивности поглощения три- и биаренов;

$C = O/C=C = D_{1710}/D_{1610}$ – коэффициент окисленности.

Спектры снимали в тонкослойных кюветках в растворе хлороформа [1].

Таблица

Спектральные коэффициенты нефтешлама

Спектральные коэффициенты	Исходное загрязнение нефтешлам	Н/шл. п./отм комп. ПАВ	н/шл п./отм с добав. Д-0,1%
$C_1 = D_{1610}/D_{720}$	0,250	0,626	0,779
$C_2 = D_{750}/D_{720}$	0,358	0,474	0,459
$C_3 = D_{720}/D_{1380}$	0,892	0,572	0,565
$A_1 = D_{825}/D_{750}$	0,680	1,143	1,275
$A_2 = D_{875}/D_{750}$	0,464	0,542	0,586
$A_3 = D_{825}/D_{875}$	1,467	0,110	0,109
$C = O/C=C = D_{1710}/D_{1610}$	0,800	0,693	0,621

Анализ колебательных спектров органических соединений в инфракрасной области является надежным методом для идентификации изменений функциональных групп в процессе деструкции углеводов нефти и их структурных трансформаций. По ИК-спектрам продуктов деградации нефти в отмытом шламе можно проследить последовательность окисления составляющих структурных групп нефти с применением биопрепарата «Дестройл».

В первую очередь происходит окисление нормальных алканов, замена связей с малой энергией разрыва (C–C, C–H) связями с большей энергией разрыва (C–O, H–O), что подвергается изменением интенсивности в области 1170 и 1710 см⁻¹, характеризующих накопление кислородсодержащих структур как продуктов метаболизма при окислении нефти относящихся к колебаниям связи (C=O).. На ИК-спектрах проб четко появилось возрастание оптических плотностей поглощения ароматических связей (1610 см⁻¹). При биодеструкции наблюдается увеличение ароматичности и разветвленности: отмечен рост спектральных коэффициентов C₁ и C₂ и уменьшение коэффициента C₃ свидетельствующих об активной биодеструкции n-алканов (сектр поглощения 720 см⁻¹).

Увеличение коэффициентов A₁ и A₂ свидетельствует о деструктивных изменениях, снижающих содержание полиаренов (750 см⁻¹) и увеличение количества конденсированных нафтено-ароматических структур, основу которых составляют стероиды – фенантреновые алкилзамещенные соединения. В результате активной биодеструкции триаренов (825 см⁻¹) значение коэффициента A₃ снижается в десятки раз.

Применительно к условиям Советского месторождения Томской области разработан безопасный метод рекультивации нефтешлама. Максимальное снижение на 78,6 % от общей концентрации нефтезагрязнений получено при отмыве нефтешлама моющей композиции ПАВ с применением биопрепарата «Дестройл». В процессе комплексной рекультивации нефтешлама общая концентрация загрязняющей нефти за 30 суток понизилась от 7,0 до 2,0 %. Процессы биоокисления затрагивают почти все функциональные группы состава нефтей. Отмечено значительное снижение концентрации парафинов, моно- полиаренов и увеличение содержания эфирных, карбонильных и карбоксильных группировок.

Концентрация остаточного нефтезагрязнения (2,0 %) и визуальная оценка отмытого нефтешлама дает возможность применять его для практических целей (присыпки дорог, кустовых площадок и других нужд).

Литература

1. Большаков Г. Ф. Инфракрасные СПЕКТРЫ насыщенных углеводородов. Алканы.– Новосибирск: Наука, 1986. – 15 с.
2. Демина Л. А. Как отмыть «Черное золото»: о ликвидации нефтяных загрязнений // Энергия. – 2000. – № 10. – С. 51–54.
3. Другов Ю. С., Родин А. А. Анализ загрязненной почвы и опасных отходов // БИНОМ. Лаборатория знаний. – 2007. – с 26–27.
4. Середин В.В. Санация территорий, загрязненных нефтью и нефтепродуктами. – М.: Геология, 2000. – 525 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ И ОТСТАИВАНИЯ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.Н. Зуева

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование процессов обезвоживания является одной из актуальных проблем промышленной подготовки углеводородного сырья. Увеличение обводненности добываемой нефти, которое наблюдается при возрастании срока эксплуатации месторождений, приводит к снижению эффективности систем сбора и подготовки скважинной продукции, спроектированных и построенных в период начального освоения месторождений [4].

В пластовых условиях нефтяные эмульсии не образуются. Образование эмульсий начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при движении по промышленным коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное перемешивание нефти и воды. Интенсивность образования эмульсий в скважине во многом зависит от способа добычи нефти, которая в свою очередь определяется характером месторождения, периодом его эксплуатации и физико-химическими свойствами самой нефти [2, 3].

Одним из основных этапов при промышленной подготовке нефти является процесс каплеобразования, поэтому важно знать, как влияют различные параметры на размер капли в процессе отделения воды.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики были выполнены экспериментальные исследования процесса отстаивания водонефтяных эмульсий Западно-Лугинецкой, Верхне-Салатской, Снежной и типовой нефтей при различных значениях технологических параметров. Эксперимент выполнялся по следующей методике. Исследуемые эмульсии готовились для четырех нефтей с различными физико-химическими свойствами и добавлением пластовой воды в объемном содержании 10 %, 20 %, 30 %, и с содержанием воды – 60 %, 70 % и 80 %. Кроме того был проведен ряд опытов с применением деэмульгатора. В результате выполненных экспериментов были получены значения времени отстаивания и количество отстоявшейся воды.

Целью работы являются обработка и анализ полученных экспериментальных данных процесса разрушения нефтяных эмульсий месторождений Западной Сибири, а также проведение исследований на математической модели процесса каплеобразования и отстаивания.

На основании экспериментальных данных и известной формулы Стокса [1], которая лежит в основе процесса осаждения капель, был разработан алгоритм и программа расчета диаметра капель водонефтяных эмульсий:

$$v = \frac{d_k^2(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}$$

$$v = \frac{d_K^2(\rho_B - \rho_H)g}{18\mu_H}$$

$$r = \sqrt{\frac{9\mu_H v}{2(\rho_B - \rho_H)g}}$$

где u – скорость осаждения капли, м/с; d_K – диаметр капли, м; ρ_B – плотность воды, кг/м³; ρ_H – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; μ_H – вязкость нефти, Па·с.

Скорость осаждения капли равна:

$$v = \frac{H}{\tau},$$

где H – высота слоя воды, м; τ – время осаждения, с.

Высота слоя воды определяется по следующему соотношению:

$$H = \frac{V}{S},$$

где V – объем отстаиваемой воды, м³; $S = \frac{\pi d^2}{4}$ – площадь контактной трубки; d – диаметр контактной трубки, м.

Получаем выражение для расчета радиуса капли:

$$r = \sqrt{\frac{9\mu_H H}{2(\rho_B - \rho_H)g\tau}}$$

Были выполнены исследования влияния технологических параметров: температуры, начальной обводненности нефти, режима перемешивания на диаметры капель и скорости их осаждения. Результаты исследований отделения воды для различных нефтей без применения деэмульгатора приведены на рис. 1 – 4.

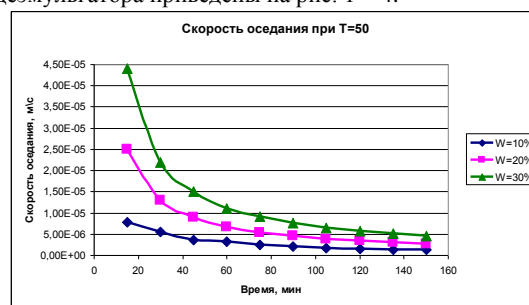
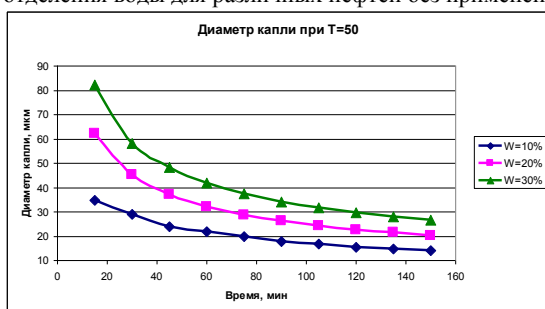


Рис. 1. Зависимость диаметра капель от времени отстаивания при различных обводненностях для Снежной нефти без деэмульгатора (режим перемешивания – 3, T=50)

Рис. 2. Зависимость скорости осаждения от времени отстаивания при различных обводненностях для Снежной нефти без деэмульгатора (режим перемешивания – 3, T=50)

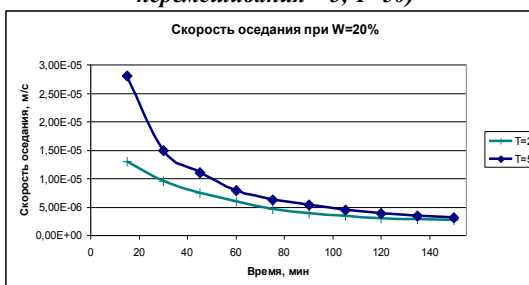
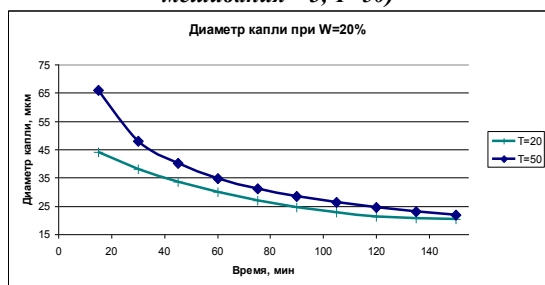


Рис. 3. Зависимость диаметра капли от времени отстаивания при различных температурах для Верхне-Салатской нефти без деэмульгатора (режим перемешивания – 3)

Рис. 4. Зависимость скорости осаждения капель от времени отстаивания при различных температурах для Верхне-Салатской нефти без деэмульгатора (режим перемешивания – 3)

В результате исследований были получены зависимости диаметра капель и скорости осаждения от времени отстаивания при различных режимах перемешивания и температурах. Показано, что с увеличением времени отстаивания и диаметр капель, и скорость осаждения уменьшаются. При этом важную роль играет обводненность нефти. При W=10 масс. % диаметр капли и скорость осаждения для Снежной нефти имеют минимальное значение (при времени отстаивания $t=15$ 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 масс. % диаметр капли и скорость осаждения имеют наибольшее значение ($t=15$ 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 (рис. 1, 2).

Значительное влияние на процесс обезвоживания оказывает температура проведения процесса. Так, для Верхне-Салатской нефти при W=20 % при разных температурах диаметр капель и их скорость осаждения в на-

чальный период времени значительно различаются. При температуре 50 °С диаметр капель и скорость оседания больше в 1,5 и в 2,15 раз соответственно ($t=15$ мин), чем при 20 °С (рис. 3, 4). При дальнейшем отстаивании температура оказывает очень слабое влияние на диаметр капель и скорость оседания. Так при температуре 20 °С диаметр капли (при $t=150$ мин) равен 20,28 мкм, а при 50 °С диаметр капли ($t=150$ мин) равен 22 мкм (рис. 3, 4).

В результате выполненной работы можно сделать следующие выводы:

- диаметры капель для всех эмульсий имеют наибольшие значения в начальный период отстаивания при применении режима перемешивания – 6;
- увеличение температуры процесса до 50 °С приводит к тому, что скорости оседания капель возрастают практически в два раза, что обусловлено увеличением диаметра капель в начальный период времени.
- применение деэмульгатора значительно ускоряет процесс каплеобразования.

Литература

1. Абрамзон А. А. Эмульсии. - Л.: Химия, 1984. – 392 с.
2. Гамарник Р.Г. Обезвоживание и деэмульсация нефтей на промыслах. Баку: Азнефтеиздат, 1951. – 88 с.
3. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. М.: Недра, 1974. – 272 с.
4. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. Казань: ФЭН, 2002. – 512 с.

РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ ПО ОКТАНОВЫМ ЧИСЛАМ КОМПОНЕНТОВ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ

Зыюнг Чи Туен

Научный руководитель ассистент Ю. А. Смышляева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные автомобильные бензины, представляют собой смеси компонентов, получаемых различными технологическими процессами. В бензинах в зависимости от углеводородного состава сырья и технологии получения может содержаться более 200 индивидуальных углеводородов различного строения, концентрация которых, а также их взаимодействие между собой определяют свойства бензина. Одним из основных показателей качества товарного бензина является его детонационная стойкость, оцениваемая октановым числом. В основном, существующие математические методы расчета детонационной стойкости бензинов основаны на покомпонентном и групповом углеводородном составе топливной смеси. Однако, учитывая многокомпонентность бензинов, создание базы данных по октановым числам, включающую весь индивидуальный углеводородный состав бензинов, является затруднительным. На сегодняшний момент детонационная стойкость многих индивидуальных углеводородов является неизвестной.

Была разработана агрегированная база данных по октановым числам компонентов, включающая 90 групп углеводородов. Агрегирование углеводородов по группам осуществлялось на основе сходства их по химической структуре и детонационной стойкости. Наиболее полно в базе данных представлены углеводороды с числом атомов углерода от C_3 до C_8 , поскольку концентрация именно этих углеводородов в бензиновой смеси наибольшая. Более крупные углеводороды, начиная от C_9 были объединены в группы. Так для изоалканов агрегирование осуществлялось по 3 основным подгруппам: монометилалканы, диметилалканы и триметилалканы. В свою очередь диметилалканы были также разделены на 2 подгруппы: с центральным и с крайним расположением радикалов. Подобное разделение на группы было целесообразно по следующим причинам: во-первых, величина октанового числа существенно зависит от степени разветвленности углеводородов; во-вторых относительно распределение изомеров в топливах различного производства неравномерно, так в алкилатах преобладают триметилизомеры, в то время как в риформатах – монометилизомеры [1]. В отличие от базы данных, представленной авторами [1], нами было предложено дополнительное разделение диметилизомеров на подгруппы с центральным и с крайним расположением радикалов, поскольку взаимное расположение радикалов относительно друг друга существенно влияет на величину октанового числа.

Разработка базы данных по октановым числам осуществлялась с использованием справочной и научной литературы. [1, 4–5]. Для углеводородов, чьи октановые числа неизвестны, был использован метод расчета детонационной стойкости по сумме октановых чисел алкильных групп в молекуле индивидуального углеводорода [5]. Сущность метода заключается в анализе структуры молекул углеводородов бензинов с определением октанового числа их составляющих.

$$ОЧ = a + b \sum (ОЧ)_i + c (\sum (ОЧ)_i)^2 + d (\sum (ОЧ)_i)^3 + e (\sum (ОЧ)_i)^4 + f / (\sum (ОЧ)_i)$$

где ОЧ – октановое число (по исследовательскому или моторному методу), $\sum (ОЧ)_i$ – сумма октановых чисел всех алкильных составляющих групп молекулы углеводорода; a, b, c, d, e, f – константы.

Таким образом, разработанная база данных включает 90 компонентов: 10 нормальных алканов; 40 изоалканов; 18 циклоалканов; 13 ароматических углеводородов и 9 алкенов. Значения октановых чисел углеводородов приведены в таблице 2.

Подобная база данных является единым шаблоном, согласно которому углеводороды, входящие в состав потоков, направляемых на компаундирование для получения товарного бензина требуемой марки, распределяются в файл с исходными данными. Часть углеводородов так и записываются в файл в виде индивидуальных углеводородов, часть агрегируются в более крупные группы, например группа «нафтены C_8 » включает в себя

нафтены с восьмью атомами углерода. Таким образом, вся информация по углеводородному составу потоков, получаемая в результате хроматографического анализа, обрабатывается и записывается в файл с данными, где количество компонентов сокращается до 90.

Для проверки достоверности значений октановых чисел, представленных в базе данных, были проведены расчеты октановых чисел сырьевых потоков по данным, полученным с промышленных установок. Поскольку в сырьевых потоках доля углеводородов (например, ароматических), склонных к межмолекулярным взаимодействиям минимальна, неаддитивная составляющая в этом случае стремится к нулю. Результаты расчетов показали, что использование предложенной базы данных позволяет рассчитывать октановые числа по моторному и исследовательскому методам с погрешностью, не превышающей одного пункта.

Таблица

Агрегированная база данных по октановым числам

Компонент	ИОЧ	МОЧ	Компонент	ИОЧ	МОЧ
алканы			циклоалканы		
пропан	105,7	100	циклопентан	100	84
н-бутан	93,6	90,1	циклогексан	83,0	77,2
н-пентан	61,7	61,9	метилциклопентан	91,3	80,0
н-гексан	24,8	26	метилциклогексан	74,8	71,1
н-гептан	0	0	этилциклопентан	67,2	61,2
н-октан	-15	-20	диметилциклопентаны (центр)	107,83	103,17
н-нонан	-20	-20	диметилциклопентаны (крайн)	91,97	84
н-декан	-30	-30	этилциклогексан	46,5	40,8
н-ундекан	-35	-35	диметилциклогексаны (центр)	80,9	78,6
н-додекан	-40	-40	диметилциклогексаны (крайн)	69	64
и-бутан	102	97,6	триметилциклопентаны	122,57	105,52
и-пентан	92,3	90,3	н-пропилциклопентан	31,2	28,1
монометилпентаны	73,9	74	С ₈ нафтены	55	50
2,2-диметилбутан	91,8	93,4	н-пропилциклогексан	17,8	14,0
2,3-диметилбутан	105,8	94,3	изопропилциклогексан	62,8	61,1
2-метилгексан	42,4	46,4	изобутилциклопентан	33,4	28,2
3-метилгексан	52	55	С ₉ +нафтены	35	30
3-этилпентан	65	69,3	триметилциклогексаны	81,3	82,6
2,4-диметилпентан	83,1	83,8	ароматика		
2,3-диметилпентан	91,1	88,5	бензол	113,0	111,6
2,2-диметилпентан	92,8	95,6	толуол	115,7	102,1
3,3-диметилпентан	80,8	86,6	о-ксилол	115	111
2,2,3-триметилбутан	112,1	101,1	п-ксилол	115	111
2-метилгептан	21,7	23,8	м-ксилол	115	111
3-метилгептан	26,8	35	этилбензол	106,0	97,9
4-метилгептан	26,7	39	н-пропилбензол	105,1	98,7
3-этилгексан	33,5	52,4	изопропилбензол	110,0	99,3
2,5-диметилгексан	55,5	55,7	1-метил-3 этилбензол	109,0	100,0
2,4-диметилгексан	65,2	69,9	ароматика С ₉	110	101
2,3-диметилгексан	71,3	78,9	ароматика С ₁₀	109	98
3,4-диметилгексан	76,3	81,7	ароматика С ₁₁	105	94
2,2-диметилгексан	72,5	77,4	ароматика С ₁₂	102	90
3,3-диметилгексан	75,5	83,4	олефины		
3-этил-2метилпентан	87,3	88,1	н-бутен	98,7	82,1
3-этил-3метилпентан	80	88,7	н-пентен	90	77,2
2,3,4-триметилпентан	102,7	95,9	и-пентен	103	82
2,2,4-триметилпентан	100	100	циклопентен	93,3	69,7
2,2,3-триметилпентан	109,6	99,9	н-гексен	90	80
2,3,3-триметилпентан	106,1	99,4	и-гексен	100	83
2,2,3,3,-тетрабутан	137	117	С ₆ циклоалкены	95	80
монометилоктаны	15	22,3	С ₇ алкены	90	78
диметилгептаны (центр)	64	64	С ₈ алкены	90	77
диметилгептаны (крайн)	41	41	изо-С ₁₁ +	5	5
триметилгексан	100	93			
тетраметилпентан	116	116			
триметилгептан	95	87	монометилнонан	10	10
диметилоктан (крайн)	35	35	диметилоктан (центр)	45	45

Использование в расчетах октановых чисел смешения бензина единой базы данных по октановым числам позволяет унифицировать и упростить процесс расчета, за счет систематизации индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций в единый файл с данными. База данных по октановым числам будет использована при разработке компьютерной моделирующей программы процесса компаундирования, которая может практически определить октановое число смешения товарных бензинов. Программа с новой базой данных по октановым числам позволяет выбрать теоретически оптимальный и экономический выбор состава компонентов при компаундировании для получения бензинов высокого качества.

Литература

1. Prasenjeet Ghosh, Karlton J. H., Stephen B. J. Development of a Detailed Gasoline Composition-Based Octane Model // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2006. – №45. – P. 341.
2. Lugo Heli J. Correlations between Octane Numbers and Catalytic Cracking Naphtha Composition // *Ind. Eng. Chem. Res.*, 1999. – P. 2171 – 2176.
3. Anderson P. C.; Sharkey J. M.; Walsh R. P. Calculation of Research Octane Number of Motor Gasolines from Chromatographic Data and a New Approach to Motor Gasoline Quality Control // *J. Inst. Pet.* . – 1972. – №59. – P. 83-91.
4. Perdih A., Perdih F. Chemical Interpretation of Octane Number // *Acta Chim. Slov.* – 2006. – №53. . – P. 306–315.
5. Albahri Tareq A. Structural Group Contribution Method for Predicting the Octane Number of Pure Hydrocarbon Liquids // *Ind. Eng. Chem. Res.* – 2003. – №42, P. 657-662.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РЕГЕНЕРАЦИИ ПЛАТИНОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ**С.Ю. Иванов**

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Интенсивное развитие компьютерных технологий в настоящее время позволяет быстро и эффективно осуществлять контроль промышленных процессов. Компьютерная реализация математических моделей в виде программного продукта делает возможным ускорить процедуру расчета оптимальных параметров процесса.

Применение подобных программ в химической технологии в настоящее время относится к прогрессивным направлениям развития химической промышленности. С помощью компьютерных моделирующих систем (КМС) стало возможным повышение ресурсоэффективности современных промышленных предприятий нефтегазовой отрасли.

КМС, включающие в себя математические модели на основе физико-химической сущности процесса, являются на сегодняшний день наилучшей альтернативой моделям, описанным по принципу «черного ящика». Кроме того такие модели обладают прогнозирующей способностью, что также является их неоспоримым преимуществом [2].

Большинство современных процессов нефтеперерабатывающей промышленности являются каталитическими. Большую долю используемых катализаторов занимают платиновые катализаторы, которые применяются в различных процессах, таких как риформинг, дегидрирование углеводородов. От свойств катализатора напрямую зависят качественные характеристики получаемого продукта и эффективность работы установки в целом.

В ходе работы установок происходит снижение активности катализатора. Причиной дезактивации являются побочные реакции коксообразования, протекающие наряду с целевыми. Образующийся кокс блокирует активные центры катализатора. В определенный момент времени использование катализатора становится неэффективным. В виду высокой стоимости катализатора замена его на новый по истечении каждого сырьевого цикла привела бы к увеличению издержек на производство, поэтому для восстановления его активной поверхности проводят процесс регенерации. Таким образом, мониторинг и прогнозирование процесса регенерации при помощи компьютерных моделирующих систем позволяет проводить процесс в наиболее оптимальных условиях.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики была разработана программа «Регенерация», позволяющая проводить расчет по основным стадиям процесса регенерации. Принцип расчета в программе основан на основных стадиях регенерации Pt-катализаторов риформинга. Данный процесс состоит из выжигания кокса, за счет которого происходит удаление коксогенных структур с поверхности катализатора, оксигенирования, позволяющего редуцировать платину с целью повышения ее поверхностной активности, и осернения, снижающего избыточную активность платины в углах кристаллической решетки.

На стадии выжигания кокса использование программы «Регенерация» позволяет оценить динамику горения кокса и определить его структуру по отношению C/H. Расчет основан на данных анализов циркулирующих при выжиге газов, а именно – содержании кислорода и углекислого газа на входе и выходе из реактора. В ходе оксигенирования определяется оптимальная подача хлорагента, с учетом конверсии хлористого водорода в хлор и водно-хлорного баланса – ключевых параметров, позволяющих управлять данной стадией. При расчете осернения определяется необходимое количество сероорганики для подачи в реактор.[1]

В настоящее время, наряду с регенерацией катализаторов риформинга ведется анализ регенерации катализаторов дегидрирования с установки по получению n-моноолефинов. Производителем данного катализатора заявляется, что данный катализатор не может быть подвергнут регенерации, и по его окончательной дезактивации необходима замена на новый.

В октябре 2010 года проводилась пробная регенерация катализатора дегидрирования. Она включала в себя стадию выжигания кокса с постепенным подъемом температуры подаваемого в реактор воздуха. На представленном ниже графике приведен перепад температур в реакторе P4/1, позволяющий оценить динамику горения кокса.

Перепады температур в реакторах носят похожий характер, этапы положительных перепадов совпадают по времени. В ходе выжигания характерны три этапа горения – три промежутка положительного перепада темпера-

тур. Этапы горения делятся 5–8 часов каждый. Каждый этап характеризуется четко выраженными пиками. Это говорит о том, что сначала выгорает кокс с большим индексом водорода, а затем – с меньшим. В исходных отсутствовала информация о расходе воздуха и содержании в нем кислорода и углекислого газа, поэтому можно предположить, что на этом этапе происходила выдержка катализатора при высокой температуре без подачи воздуха в реактор.



Рис. Перепад температур в реакторе Р4/1

В ходе расчета было определено соотношение С/Н в структуре кокса. Расчет проводился с использованием результатов анализа циркуляционных газов. Расчетное значение С/Н для кокса составило 0,45, что близко к экспериментальному значению данного параметра, определенного при помощи дериватографического анализа [3].

Анализ регенерации катализаторов дегидрирования находится на начальном этапе, поэтому все расчетные данные пока носят только оценочный характер. Адекватность полученных данных можно будет оценить после пуска установки на регенерированном катализаторе. В дальнейшем планируется отработка методики расчета.

Таким образом, применение моделирующей системы «Регенерация» для нового типа катализаторов является перспективным направлением. Дальнейшая отладка методики позволит прогнозировать срок службы катализаторов, оценивать и прогнозировать качество регенерационных циклов.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Галушин С.А., Полубоярцев Д.С. Системный анализ и повышение эффективности нефтеперерабатывающих производств методом математического моделирования: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 170 с.
2. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Технологические компьютерные системы – новый этап в развитии методов управления процессами переработки углеводородного сырья // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005. – № 9. – С. 96
3. Романовский Р.В., Максимова Е.В. Анализ физико-химических свойств катализаторов как основа математического моделирования процесса дегидрирования высших парафинов // Проведение научных исследований в области инноваций и высоких технологий нефтехимического комплекса: Материалы Всероссийской научной школы для молодежи, г. Казань: КазГТУ, 19–21 сентября 2010. – С. 26–27.

ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ

М.В. Киргина, И.М. Долганов

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной задачей развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности на ближайшие годы является дальнейшее углубление переработки нефти и повышение качества нефтепродуктов. Увеличение глубины переработки нефтяного сырья требует как проектирования и строительства новых установок, так и реконструкции и модернизации уже действующих. Поставленные задачи практически невозможно решить без применения метода математического моделирования и широкого внедрения в практику исследовательской и проектно-конструкторской работы методов и средств компьютерного моделирования на физико-химической основе.

Целью настоящей работы стало создание компьютерной моделирующей системы производства линейных алкилбензолов (ЛАБ), являющихся основным компонентом синтетических моющих средств, которые широко применяются как для бытовых нужд, так и в промышленности. Основной задачей являлась разработка математической модели и на ее основе программного модуля, позволяющего рассчитывать различные варианты син-

теза химико-технологической схемы (ХТС). Это позволило бы повысить выход целевых продуктов за счет более эффективного использования сырьевых ресурсов.

Комплекс для производства ЛАБ включает в себя три технологически связанных реакторных блока: дегидрирования парафинов с получением олефинов, гидрирования побочных продуктов процесса дегидрирования - диолефинов до олефинов, а так же блок алкилирования бензола олефинами с получением ЛАБ [3].

В процессе дегидрирования проектом принята сравнительно низкая конверсия парафинов – порядка 10 % [1]. Для повышения конверсии возможна организация различных вариантов рециркуляции непрореагировавшего сырья (потоки 1, 2, 3 на рис.1).

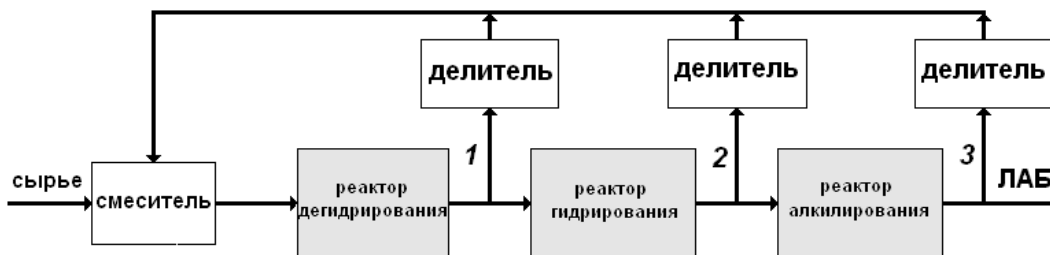


Рис. 1. Блок-схема комплекса производства ЛАБ

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета была разработана компьютерная моделирующая система «LAB-LABS», базирующаяся на физико-химической сущности протекающих процессов [2]. Система учитывает реакционную способность углеводородов, дезактивацию катализатора, а так же влияние технологических параметров на показатели каталитических процессов.

На основании математической модели процесса дегидрирования, была разработана методика расчета ХТС с различными вариантами организации рецикла сырья, и программа была дополнена соответствующим модулем расчета. Разработанная компьютерная моделирующая система позволяет рассчитывать текущие показатели стадий производства ЛАБ, а так же различные варианты реконструкции системы в автоматическом режиме, кроме того система позволяет тестировать катализаторы и обладает прогнозирующей способностью.

Были проведены расчеты процессов дегидрирования и гидрирования для схемы производства ЛАБ с рециклом после реактора дегидрирования. Расчет процесса дегидрирования проводился на высокоселективных и активных платиновых катализаторах КД-1 и КД-2.

Результаты расчета показали, что соотношение рециркуляции равное 0,3 является наиболее оптимальным, так при этом наблюдается: для катализатора КД-1 (рис. 2) - увеличение выхода олефинов, по сравнению со схемой без рецикла, более чем на 55 кг на тонну свежего сырья (на 45%) при увеличении выхода диолефинов менее чем на 2 кг на тонну сырья; для катализатора КД-2 (рис. 3) - увеличение выхода олефинов приблизительно на 50 кг на тонну сырья (на 50%) при увеличении выхода диолефинов менее чем на килограмм на тонну сырья.

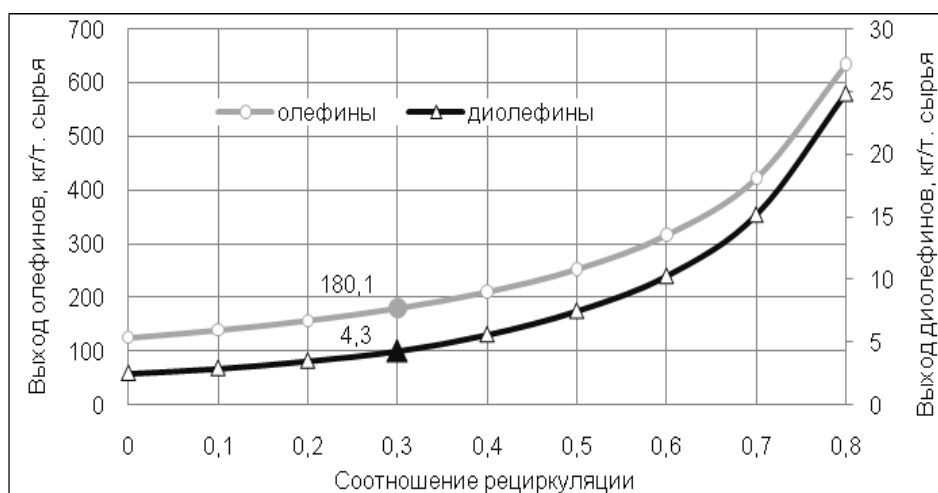


Рис. 2. Зависимость выхода олефинов и диолефинов на тонну сырья от соотношения рециркуляции на катализаторе КД-1

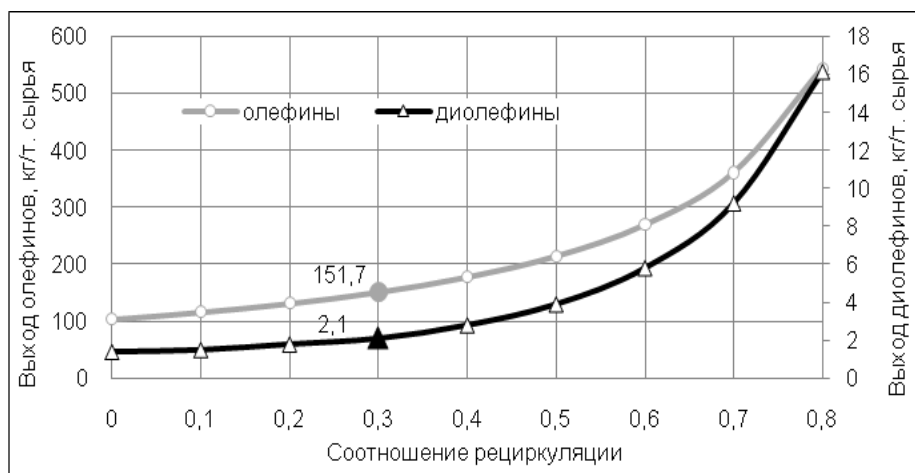


Рис. 3. Зависимость выхода олефинов и диолефинов на тонну сырья от соотношения рециркуляции на катализаторе КД-2

Из представленных данных становится очевидным, что, при одинаковом соотношении рециркуляции катализатор КД-2 является более предпочтительным, так как при использовании данного катализатора достигается достаточно высокий выход целевых продуктов – олефинов, при сравнительно более низком выходе побочных продуктов – диолефинов (более чем в два раза). То есть данный катализатор является более селективным.

Кроме того было установлено что высокое содержание парафинов и низкое содержание циркулирующих ЛАБ в исходном сырье оказывает положительное влияние на выход как олефинов так и диолефинов.

Таким образом, с помощью моделирующей системы были выбраны оптимальные параметры рециркуляции, которые позволят увеличить эффективность процесса дегидрирования парафинов, и тем самым повысить выпуск ЛАБ. Кроме того был выбран наиболее предпочтительный катализатор без необходимости проводить испытания на реально действующем объекте.

Разработанная модель и созданные на ее основе программы пригодны для контроля и технического сопровождения работы установки, а так же найдут свое широкое применение в качестве тренажеров и экспертных систем для инженерно-технического персонала завода.

С помощью разработанной программы было установлено, что введение рецикла сырья после реактора дегидрирования позволяет увеличить выход олефинов более чем на 400 тонн в год за счет более эффективного использования сырьевых ресурсов.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001 – 330 с.
2. Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М., Кравцов А.В., Козлов И.А., Фетисова В.А. Промышленный мониторинг работы установки по получению моноолефинов с применением технологической моделирующей системы // Мир нефтепродуктов. – 2009. – № 1. – С. 25 – 32.
3. Кравцов А.В., Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М., Иванчина Э.Д. IT-технологии в решении проблем промышленного процесса дегидрирования высших парафинов. – Томск: STT, 2008 – 229 с.
4. Кравцов А.В., Хадарцев А.Ч., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М. и др. Компьютерное моделирование процесса дегидрирования n-парафинов на Pt-катализаторах // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2007. – № 5. – С. 35 – 40.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.С. Кислова

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При промышленной подготовке газового конденсата высокая четкость разделения пластовой смеси определяет качество транспортируемых продуктов и, следовательно, экономическую эффективность производства. Высокое качество подготовки пластовой смеси предусматривает не только разделение газообразных и жидких углеводородов, но и наиболее полное отделение воды и метанола, что необходимо при транспортировке газа, а так же способствует стабильной работе установок дегидратации и стабилизации газового конденсата.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета были разработаны математические модели процессов промышленной подготовки газового конденсата, на основе которых создана технологическая моделирующая система для расчета материальных, тепловых балансов и оперативного анализа технологических режимов. Основными блоками технологической моделирующей

щей системы комплексной подготовки газового конденсата являются модули расчета процессов сепарации, каплеобразования, разделения жидкостей, дросселирования и теплообмена.

В настоящее время при расчете процесса каплеобразования принималось некоторое постоянное значение поверхностного натяжения на границе раздела фаз, что отражалось на точности расчетов процессов разделения жидкостей. Поэтому целью данной работы стало совершенствование модуля расчета процесса каплеобразования и разделения жидкостей технологической моделирующей системы. А именно, разработка математической модели процесса каплеобразования с учетом поверхностного натяжения.

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:

$$d = 52,68 \cdot D \left(\frac{\mu_o}{\mu_c} \right)^{-0,54} \cdot Re^{0,41} \cdot \left(\frac{u^2 \cdot D \cdot \rho_c}{\sigma} \right) \quad (1)$$

где d – диаметр капли, м; σ – поверхностное на натяжение, Н/м; μ_o – вязкость дисперсной фазы, Па·с; u – скорость потока, м/с; D – диаметр трубопровода, м; μ_c – вязкость сплошной среды, Па·с; ρ_c – плотность сплошной среды кг/м; Re – критерий Рейнольдса.

Как следует из уравнения (1) для расчета диаметра капель, необходимо рассчитать поверхностное натяжение газожидкостной смеси. Для этой цели нами были выбраны следующие методы расчета: метод Брока – Бреда – Миллера и метод расчета поверхностного натяжения углеводородов через их плотность.

На базе метода Брока – Бреда - Миллера была составлена программа для расчета поверхностного натяжения чистых компонентов. Проведена проверка разработанной программы на адекватность путем сравнения экспериментальных [1] и расчетных данных. Значения поверхностного натяжения, полученные экспериментальным путем, практически полностью совпадают с расчетными значениями (табл.1).

Таблица 1

Поверхностное натяжение компонентов газового конденсата

№	Компоненты ГК	Поверхностное натяжение чистых компонентов σ , Н/м.					
		T= – 60 °C	T= – 40 °C	T= – 20 °C	T= 0 °C	T= +20 °C	T= +30 °C
1	CO ₂	0,018/0,020	0,018/0,015	0,010	0,006	0,002	0,0001
2	C ₂ H ₆	0,011	0,009	0,006	0,003	0,001	0,0001
3	C ₃ H ₈	0,018/0,017*	0,018/0,015	0,012	0,010	0,008	0,0063
4	i-C ₄ H ₁₀	0,022/0,020	0,018	0,015	0,015/0,013	0,013/0,011	0,0094
5	C ₄ H ₁₀	0,022/0,022	0,020	0,017	0,015/0,014	0,013/0,012	0,0114
6	i-C ₅ H ₁₂	0,024	0,022	0,019	0,017	0,015	0,0138
7	C ₅ H ₁₂	0,025	0,023	0,021/0,020	0,018	0,016	0,015/0,0148
8	C ₆ H ₁₄	0,0270	0,0248	0,0226	0,0205	0,018/0,0183	0,017/0,0173
9	C ₇ H ₁₆	0,0284	0,0263	0,025/0,0242	0,0222	0,020/0,0202	0,0192
10	C ₈ H ₁₈	0,0293	0,0273	0,025/0,0253	0,0234	0,022/0,0215	0,0205
11	C ₉ H ₂₀	0,0314	0,0294	0,0275	0,0255	0,0236	0,0226
12	C ₁₀ H ₂₂	0,0317	0,0298	0,028/0,0279	0,0261	0,024/0,0242	0,0233
13	CH ₃ OH	0,029	0,027	0,026	0,024	0,023	0,0218
14	H ₂ O	0,084	0,081	0,078	0,075	0,073	0,0711

* В числителе – эксперимент, в знаменателе – расчет.

Результаты, приведенные в таблице 1, иллюстрируют применимость метода для расчета поверхностного натяжения чистых веществ, причем, чем больше молекулярная масса вещества, тем меньше погрешность расчетного метода. В среднем погрешность рассмотренного метода не превышает 8,4 %.

Был осуществлен расчет поверхностного натяжения углеводородов через их плотность [2]. Результаты расчета поверхностного натяжения для различных компонентов приведены в табл. 2.

Значения поверхностного натяжения, полученные по методу расчета через их плотность, имеют так же хорошую сходимость с экспериментальными значениями. Погрешность в среднем не превышает 11 %.

Проведенные расчеты поверхностного натяжения позволяют определить диаметр капель (формула 1), образующихся при промышленной подготовке газового конденсата, а так же исследовать влияние изменения технологических и физико-химических параметров на процесс отделения воды и метанола.

Для расчета зависимости диаметра капель от температуры, давления, и от диаметра трубопровода были взяты исходные данные для Мылдзинского газоконденсатного месторождения и использована модернизированная нами технологическая моделирующая система промышленной подготовки газового конденсата.

Установлено, что наибольшее влияние на изменение параметров в разделителях жидкости оказывает выбор диаметра трубопровода, так как при этом значительно изменяется линейная скорость потока. Так при изменении диаметра трубопровода от 0,1 до 0,15 м во втором разделителе жидкости диаметр капель варьировался в интервале 100 – 150 мкм.

Таблица 2

Поверхностное натяжение для состава в РЖ-1

Компоненты	Плотность при 20 °С, ρ_{20} , г/см ³	Поверхностное натяжение чистых компонентов, Н/м.						
		T= + 5 °С	T= + 10 °С	T= + 15 °С	T= + 20 °С	T= + 25 °С	T= + 30 °С	T= + 32 °С
CH ₄	0,415	0,0072	0,0067	0,0062	0,0057	0,0052	0,0047	0,0045
C ₂ H ₆	0,561	0,0146	0,0141	0,0136	0,0131	0,0126	0,0121	0,0119
C ₃ H ₈	0,583	0,0157	0,0152	0,0147	0,0142	0,0137	0,0132	0,0130
i-C ₄ H ₁₀	0,563	0,0146	0,0141	0,0136	0,0131	0,0126	0,0121	0,0119
C ₄ H ₁₀	0,500	0,0115	0,0110	0,0105	0,0100	0,0095	0,0090	0,0088
i-C ₅ H ₁₂	0,620	0,0175	0,0170	0,0165	0,0160	0,0155	0,0150	0,0148
C ₅ H ₁₂	0,626	0,0178	0,0173	0,0168	0,0163	0,0158	0,0153	0,0151
C ₈ H ₁₈ (C ₆₊)	0,702	0,0216	0,0211	0,0206	0,0201	0,0196	0,0191	0,0189
CH ₃ OH	*	0,0238	0,0234	0,0230	0,0226	0,0222	0,0218	0,0216
H ₂ O		0,0746	0,0739	0,0732	0,0725	0,0718	0,0711	0,0708
Поверхностное натяжение смеси σ , Н/м		0,0180	0,0175	0,0170	0,0165	0,0160	0,0155	0,0153

* Поверхностное натяжение метанола и воды рассчитывается по формулам, приведенным в литературе [1].

Таблица 3

Зависимость параметров от диаметра трубопровода.

Параметры	Диаметр трубопровода, мм			
	Разделитель жидкости - 1		Разделитель жидкости - 2	
	100	150	100	150
Диаметр капли d , мкм	278,7	1799,8	64,96	419,4
Поверхностное натяжение σ , Н/м	0,0560	0,0560	0,0546	0,0546
Плотность воды ρ , кг/м ³	998,0	998,0	985,4	985,3
Линейная скорость потока U , м/с	0,3657	0,1625	0,7861	0,3494
Критерий Рейнольдса Re	69187,0	46124,7	195465,1	130303,3
Критерий Вебера We	155488,3	46070,6	686785,9	203496,9
Обводненность на входе, %	5,27	5,27	3,07	3,06
Обводненность на выходе, %	0,011	0,001	0,150	0,004

Использование данной математической модели позволяет с минимальной погрешностью рассчитать реальный диаметр капель метанольной воды, образующихся в разделителях жидкости, подобрать оптимальные технологические параметры проведения процесса. Следовательно, с применением усовершенствованной математической модели подготовки газового конденсата можно подобрать такие технологические параметры, которые позволят максимально увеличить выход продукта и повысить точность прогнозирования процессов отделения воды и метанола.

Литература

1. Технология переработки природного газа и конденсата / под ред. В.И. Мурина. — М.: ООО «Педр-Бизнесцентр», 2002. — 517 с.
2. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки / под ред. Е. Н. Судакова. — М.: Химия, 1979. — 568 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ КАТАЛИЗАТОРОВ РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

Е.С. Климова

Научный руководитель ассистент Е.С. Шарова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время каталитический риформинг бензинов является одним из основных способов получения высокооктановых компонентов автомобильного топлива в России. В связи с необходимостью повышения ресурсоэффективности использования дорогостоящего углеводородного сырья возникает проблема интенсификации работы действующих и проектирования новых производственных установок. Решение подобных задач становится возможным при активном использовании метода математического моделирования и разработанных на его основе компьютерных моделирующих систем.

Кроме того, ресурсоэффективность работы установки главным образом зависит от катализатора, важнейшими показателями работы которого являются активность, селективность и стабильность, определяющие качество получаемого продукта. При этом главной проблемой остается проблема выбора и эффективной экс-

плуатации промышленных катализаторов, которую также можно решить с помощью компьютерных моделирующих систем [2].

Математическое моделирование реакционного аппарата – многоэтапный процесс, который начинается с исследования закономерностей протекания химических реакций с последующим их кинетическим описанием. Далее решается обратная кинетическая задача и устанавливается адекватность математической модели реальному процессу. На завершающем этапе создается интеллектуальная система для прогнозирования активности катализатора и комплексных технологических схем с оценкой по технологическим, экономическим и экологическим критериям. Математическая модель химического реактора описывается системой (1) дифференциальных уравнений материального и теплового баланса [1]:

$$\begin{cases} V_c \frac{\partial C_i}{\partial Z} + V_c \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_j W_j \\ V_c \frac{\partial T}{\partial Z} + V_c \frac{\partial T}{\partial V} = - \frac{\sum_j Q_j}{C_p^{cm}} \end{cases} \quad (1)$$

при $Z = 0 \quad C_i = C_{i,0}, \quad T = T_0;$
при $V = 0 \quad C_i = C_{i,0}, \quad T = T_0.$

где Z – общий объем переработанного сырья, m^3 ; V – объем катализатора в реакторах, m^3 ; V_c – расход газосырьевой смеси, $m^3/ч$; i – номер компонента в смеси; j – номер реакции по формализованному механизму; C_i – концентрация i -го компонента (гомологической группы) смеси на входе в реактор, $моль/м^3$; W_j – скорость j -й реакции, $моль/м^3 \cdot ч$; k_j – константа скорости j -й реакции; C_p^{cm} – теплоемкость смеси, $Дж/(моль \cdot К)$; Q_j – тепловой эффект j -й реакции, $Дж/(моль \cdot ч)$; T – температура, $К$.

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Томского политехнического университета на базе приведенной выше модели была разработана компьютерная моделирующая система «Активность» для анализа, контроля и прогнозирования эффективности процесса риформинга бензинов, позволяющая проводить сравнительную характеристику эффективности работы катализаторов по технологическим и экономическим показателям. Это делает возможным с большей достоверностью производить замену и выбора оптимального катализатора с учетом специфики перерабатываемого сырья и технологических условий ведения процесса, а также снижать себестоимость получаемого продукта.

На примере работы установки риформинга Л-35-11/450К с помощью компьютерной системы моделирования был проведен сравнительный анализ работы катализаторов ПР-9 и ПР-71, на основании которого был выбран оптимальный катализатор и проведена оценка возможного экономического эффекта при внедрении его в производство.

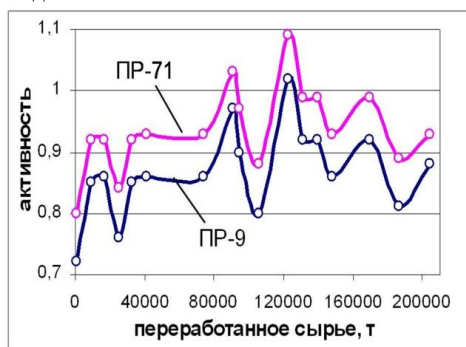


Рис. 1. Текущая активность катализаторов ПР-9 и ПР-71 от объема переработанного сырья

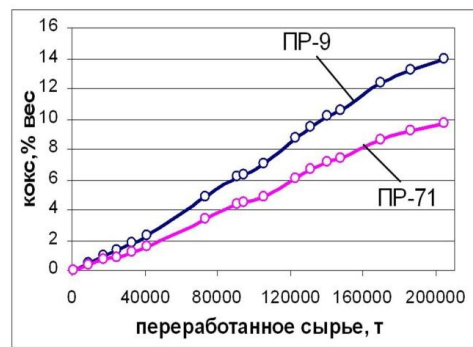


Рис. 2. Темп накопления кокса на катализаторах ПР-9 и ПР-71 от объема переработанного сырья

Представленные зависимости показывают, что активность катализатора ПР-71 в среднем выше на 7 пунктов, чем ПР-9, и принимает значения в пределах 0,8–1,09. Процентное содержание кокса на катализаторе показывает эффективность его работы. Количество кокса возрастает с увеличением объема переработанного сырья. На катализаторе ПР-9 скорость накопления кокса выше, и поэтому к концу исследуемого периода кокса на катализаторе содержится 13,99 % масс., в то время как на катализаторе ПР-71 к концу периода процент кокса составляет всего 9,76 %.

Расчет экономического эффекта проводился для марки бензина АИ-95, стоимость одной тонны которого равна 27800 руб./т, по следующей формуле:

Расчеты производились на основании следующей формулы:

$$E = \Delta \cdot P / 100$$

где E – эффективность, млн. руб.; P – цена бензина, млн. руб./т; V_c – объем переработанного сырья, т.

Расчет экономического эффекта по коксу

Объем переработанного сырья, т	Кокс при текущей активности, % масс.		Δ , % масс.	Эффективность, руб./т
	ПР-9	ПР-71		
1145	0,03	0,02	0,01	2,78
41232	2,29	1,53	0,76	211,28
94774	6,36	4,44	1,92	533,76
123050	8,75	6,12	2,63	731,14
147906	10,58	7,40	3,18	884,04
204641	13,99	9,75	4,24	1178,72

Расчет экономической эффективности, приведенный в таблице, показал, что при использовании катализатора ПР-71 снижение содержания кокса на катализаторе приводит к экономии до 1178,72 рублей за тонну на конец рассматриваемого периода.

Таким образом, внедрение в производство катализатора ПР-71 приведет к снижению скорости накопления кокса и тем самым к увеличению межрегенерационного периода эксплуатации катализатора. Кроме того, это приведет к увеличению выхода и повышению качества получаемого риформата, к значительной экономии затрат на его производство и, таким образом, к снижению себестоимости получаемого бензина.

Литература

1. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: СТТ, 2000. – 230 с.
2. Шарова Е.С., Климова Е.С., Полуобяров Д.С., Кравцов А.В. Системный анализ и тестирование катализаторов риформинга бензинов с применением формально-кинетического подхода // Труды 9-го Петербургского международного форума ТЭК – г. Санкт-Петербург, 25-27 марта 2009г. – г. Санкт-Петербург: Выставочное объединение «РЕСТЭК», 2009. – С. 266–272.
3. Шарова Е.С., Полуобяров Д.С., Чеканцев Н.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д. Мониторинг промышленной эксплуатации катализаторов риформинга с использованием компьютерной моделирующей системы // Катализ в промышленности. – 2009. – № 3. – С. 29–34.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ И СОСТАВА КАТАЛИЗАТОРОВ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ НЕФТИ

В.А. Коченов¹, Н.И. Погадаева¹, Т.А. Федущак²

Научный руководитель ассистент Н.И. Погадаева¹

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

²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

С 1 января 2005 года в странах Евросоюза действуют нормы по выбросам вредных веществ для автомобильной техники Евро 4, регламентирующие содержание серы в топливе не более 50 ppm. В будущем планируется весь транспорт перевести на топливо с ультра низким содержанием серы – 10 ppm [3].

Снижение содержания серы в топливе может быть достигнуто путем гидроочистки, проводимой в более жестких условиях, что в свою очередь может быть достигнуто подбором нового, более эффективного для данного типа сырья, катализатора.

Целью данной работы является создание высокоэффективной каталитической системы гидроочистки дизельных фракций на основе наноразмерного активного компонента и его носителя, полученных электрофизическими способами [2].

В качестве объектов исследования выбраны:

1. Нанопорошок никеля в углеродной оболочке – Ni(C), полученный методом электрического взрыва проводника и газофазного синтеза, имеющий высокую реакционную способность и повышенный энергоаккумулирующий эффект; средним размером частиц 5..100 нм (рис. 1).

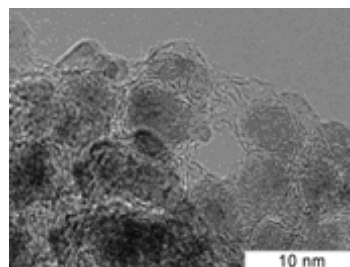


Рис. 1. Электронная микрофотография Ni(C)

2. Промышленный катализатор РК-442, производства ООО «Промкатализ» (г. Рязань) по лицензии ООО «Компания КАТАХИМ» (г. Москва), состава: 4–6 % NiO, 12–16 % MoO₃, остальное γ -Al₂O₃.

3. Промышленный катализатор ИК-ГО-1 (CoMo/ γ -Al₂O₃), г. Новосибирск.

Гидроочистке подвергалась прямогонная дизельная фракция Рязанского НПЗ (температура 180–350 °С) с общим содержанием серы 1,18 %, на лабораторной установке процесса гидрообессеривания дизельного топлива.

Рабочие параметры лабораторной установки:

- Давление водорода 4,0 МПа.
- Отношение H₂ : сырьё = 400 : 1.
- Скорость подачи водорода 1,5 мл/с.
- Объёмная скорость подачи сырья 3 ч⁻¹.
- Масса катализатора 4,0 г.
- Размер частиц катализатора от 0,5 до 2 мм.

В таблице 1 представлены экспериментальные данные для промышленных и синтезированных катализаторов.

Таблица 1

Содержание серы после гидроочистки дизельной фракции (S = 1,18 %) в зависимости от применяемого катализатора и температуры процесса

Номер эксперимента	Образец катализатора	Температура, °С	Содержание серы, %
88	РК-442 (без осернения)	320	0,5463
89		350	0,3054
90		380	0,0263
95	РК-442+ 3%Ni(C) (без осернения)	320	0,54
96		350	0,23
97		390	0,05
109	РК-442 (сульфидированный)	320	0,49
110		350	0,26
111		390	≈0,01
112	РК-442(сульфидированный)+3%Ni(C)	320	0,43
113		350	0,22
114		390	≈0,01
164		390	0,31
104	ИК-ГО-1 (сульфидированный)	320	0,67
105		350	0,05
106		390	0,01

Из таблицы 1 видно, что значительное влияние на положительный эффект оказывает сульфидирование катализатора (эксперименты № 88 и 109). Известно, что в процессе гидроочистки после восстановления катализатора в каждый реактор вводят обычно около 0,06 масс. % серы от массы катализатора. Это обусловлено тем, что после восстановления катализатор приобретает очень активную форму, то есть предварительное сульфидирование катализаторов гидроочистки повышает активность катализатора и позволяет снизить температуру гидрообессеривания на 15–20 °С в начальных циклах эксплуатации.

Кроме того с добавлением нанопорошка Ni(C) выход по сере уменьшается. Это связано с высокой реакционной способностью и повышенным энергоаккумулирующим эффектом нанопорошка.

Катализатор РК-442 характеризуется средней величиной кислотности (табл. 2). В ИК-ГО-1 концентрация кислотных центров в два раза ниже. Следует отметить, что все спектры термодесорбции аммиака содержат только низкотемпературные пики, которые традиционно относят к центрам Льюисовской кислотности. Таким образом, снижение содержания кислотного промотора в катализаторе ведет к уменьшению кислотности катализатора и ухудшению его активности. Отравление сернистыми соединениями избирательно и ведет к падению активности катализатора лишь в отношении реакций ароматизации углеводородов.

Таблица 2

Кислотность и удельная поверхность катализаторов

Образец	ККЦ в диапазонах температур, °С, мкмоль/мг			S _{уд} , м ² /г
	100 – 300	300 – 500	∑(100-500)	
РК-442	249,1	–	249,1	288,2
ИК-ГО-1	130,8	–	130,8	135,8

Здесь ККЦ – концентрация кислотных центров, найденная методом термодесорбции аммиака; S_{уд} – площадь удельной поверхности, определенная по низкотемпературной адсорбции аргона.

Существенное влияние на соотношение продуктов крекинга оказывает величина поверхности катализатора в реакторе, зависящая от его удельной поверхности. Влияние катализатора на скорость реакции характеризуется удельной каталитической активностью, за меру которой принимается скорость реакции в присутствии

катализатора, отнесенная к единице поверхности катализатора. С повышением удельной поверхности катализатора повышается его активность.

Данные по кислотности и удельной поверхности катализаторов и носителей, представленные в табл. 2, показывают, что наибольшей концентрацией кислотных центров и площадью удельной поверхности обладает катализатор РК-442. Это говорит о том, что добавки уменьшают концентрацию кислотных центров. Для сокращения расхода водорода и предотвращения образования свободных радикалов катализатор для гидрообессеривания остаточного сырья должен, с одной стороны, минимально ускорять процессы крекинга и, с другой стороны, содержать в своем составе металлы, усиливающие их гидрирующие свойства [4].

По мере увеличения температуры (табл.1) при постоянстве остальных параметров процесса, степень гидрирования сернистых соединений и непредельных углеводородов возрастает, достигая максимальной величины при температуре 380...390 °С. При дальнейшем повышении температуры глубина гидрирования сернистых соединений снижается незначительно, а непредельных углеводородов – довольно резко.

По мере увеличения температуры с 300 до 380 °С содержание сульфидирующихся углеводородов в гидрогенизате снижалось с 33 до 30...31 %об. В соответствии с этим при повышении температуры с 300 до 380 °С цетановое число топлива возрастает на 1...2 пункта, а при дальнейшем возрастании температуры начинает несколько уменьшаться [1].

Таким образом, в процессе исследования была показана целесообразность сульфидирования промышленного катализатора РК-442 взятого как исходный образец, и добавления к его составу 9% Ni(C). Остаточное содержание серы с использованием сульфидированного катализатора РК-442 с добавлением 3% Ni(C) составило ≈ 0.01 % при начальном ее содержании 1.18% в дизельной фракции нефти. Установлено, что катализатор должен обладать высокими кислотными свойствами, а также площадью удельной поверхности. Температура процесса гидроочистки должна находиться в интервалах 350-390°С.

Литература

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002.– 672с.
2. Канашевич Д.А., Балашова Н.А., Федущак Т.А., Погадаева Н.И.. Исследование активности наноразмерных катализаторов в процессе гидрооблагораживания среднедистиллятных нефтяных фракций. // Материалы VII Международной конференции «Химия нефти и газа» 21–26 сентября, 2009 г. Томск. – С. 589–591.
3. Крылов О.В. Изменения в структуре нефтепереработки в начале XXI в. // Катализ в промышленности. – 2003. – № 2. – С.82–85.
4. Технология переработки нефти и газа. Процессы глубокой переработки нефти и нефтяных фракций: учеб.-метод. комплекс. Ч.1. Курс лекций / Сост. и общ. ред. С.М. Ткачева.– Новополюк: ПГУ, 2006. – 392 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

К.А. Лазько, Е.П. Филинцева

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации действующих установок промышленной подготовки газа возникают технологические проблемы, вызванные, в первую очередь, выработкой газового месторождения, изменением компонентного состава пластовой смеси, требованиями к качеству товарной продукции и т.п. Это обуславливает необходимость непрерывного анализа основных технологических показателей и эффективности производства в целом.

Подготовленный газ используется в качестве топлива для работы газотурбинной электростанции (ГТЭС). Технологические параметры установки подготовки газа (УПГ) приняты с учетом требований к качеству газа на ГТЭС, являющихся наиболее жесткими по сравнению с требованиями других потребителей газа: отсутствие в газе капельной жидкости, температура топливного газа на входе ГТЭС должна быть выше температуры точки росы газа не менее чем на 28 °С. Поэтому разработка и совершенствование технологии подготовки газа является актуальной задачей исследования. Решение таких задач невозможно без применения моделирующих программ, имеющих высокую точность описания параметров технологических процессов и позволяющих без значительных материальных и временных затрат производить исследования процессов подготовки газа. Такие модельные исследования позволяют учесть влияние внешних факторов (изменение состава сырья, термобарических условий, изменение требований к конечным продуктам и т.д.) на показатели действующих производств.

На установке подготовки газа в связи с увеличением содержания пластовой воды в природном газе возникла необходимость оценки эффективности сепарационного оборудования при дальнейшем увеличении содержания воды в добываемом газе и формирования рекомендаций по оптимизации технологического режима для подготовки газа до требуемого качества.

Промысловая подготовка газа заключается в извлечении влаги и механических примесей из пластового газа и обеспечении требуемой температуры точки росы по влаге. Подготовка газа по схеме двухступенчатой низкотемпературной сепарации (рис.).

Продукция газовых скважин по отдельным шлейфам-газопроводам с избыточным давлением 8,25 МПа и температурой 5 °С поступает на площадку УПГ, в блок входа шлейфов и входных сепараторов, где на дросселирующем устройстве происходит снижение избыточного давления до 4,9 МПа, температуры – до минус 13 °С. Далее газ поступает во входной сепаратор С1 для отделения от газа капельной жидкости, представляющей собой

смесь углеводородов, воды, метанола и механических примесей. Из сепаратора С1 газ поступает на узел редуцирования, где на регуляторе давления избыточное давление газа снижается до 2,5 МПа, при этом температура падает до минус 22 °С, и далее газ поступает в сепаратор С2.

В процессе добычи и подготовки газа для предотвращения гидратообразования в скважину и перед устройствами дросселирования предусмотрена подача метанола. Расчет необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования для каждого конкретного состава газа также был включен в задачу оптимизации технологического режима УПГ.

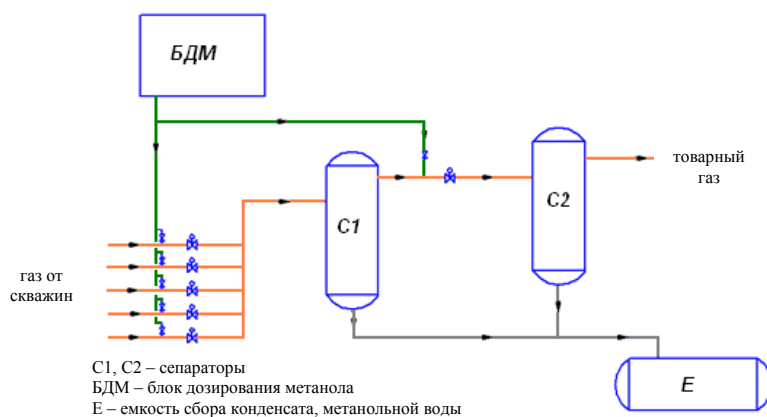


Рис. Принципиальная схема низкотемпературной сепарации газа

Для расчетов состав газа был принят по анализу газа, поступающего во входной сепаратор УПГ (в мольных долях): CH_4 – 98,965; C_2H_6 – 0,126; C_3H_8 – 0,010, N_2 – 0,529; H_2O – 0,270; CH_3OH – 0,100.

Расчет и исследование процесса сепарации газа проводились с помощью универсальной моделирующей системы HYSYS (ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК). В данной расчетной среде для определения констант фазового равновесия использовалось уравнение состояния Пенга-Робинсона. Результаты расчета состава подготовленного газа и его сравнение с усредненными экспериментальными значениями состава газа с установки подготовки газа за период с мая по август 2010 года сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Составы товарного газа рассчитанный в HYSYS и усредненный с установки УПГ

Компоненты	Содержание (расчет.), мольн. доли	Содержание (экспер.), мольн. доли
N_2	0,531	0,817
CH_4	99,322	99,054
C_2H_6	0,127	0,129
C_3H_8	0,010	0,0
H_2O	0,001	-
CH_3OH	0,009	-
Точка росы по воде*, °С	-27,35	-27,0

Полученные результаты расчетов в HYSYS и усредненный состав газа с установки УПГ (таблица 1) имеют удовлетворительное совпадение по ключевым компонентам (метан, этан). Среднее значение температуры точки росы по данным с УПГ за период с мая по август 2010 года составляет минус 27,0 °С. Температура точки росы рассчитанного состава подготовленного газа - минус 27,35 °С.

Результаты исследования влияния давления и температуры показали, что изменение в первом сепараторе давления от 4,5 до 5,4 МПа и температуры от минус 9 до минус 17 °С незначительно влияет на качество товарного газа. Изменение давления во втором сепараторе от 2,0 до 3,0 МПа также незначительно влияет на качество подготовленного газа. Исследование влияния температуры во втором сепараторе в интервале от минус 21 до минус 31 °С показало сильное влияние на качество товарного газа: значение точки росы по влаге соответственно изменялось в интервале от минус 21,2 до минус 31,6 °С.

Исследование влияния содержания пластовой воды в газе (таблица 2) показало, что изменение содержания воды с 0,1 до 2,0 % мольных во входном потоке газа незначительно повлияло на качество подготовленного газа (температура точки росы по влаге изменилась с минус 27,37 до минус 27,45 °С).

Полученные результаты исследования влияния содержания воды в природном газе показали, что проведение равновесных термодинамических расчетов в моделирующей системе HYSYS не позволяет в полной мере отразить процессы протекающие при низкотемпературной сепарации природного газа и оценить качество его подготовки.

Таблица 2

Влияние содержания воды (% мольн.) в природном газе на качество товарного газа

Компоненты	Содержание, % мольн.		
	0,5	1,0	2,0
N ₂	0,532	0,535	0,540
CH ₄	99,325	99,325	99,318
C ₂ H ₆	0,127	0,127	0,129
C ₃ H ₈	0,010	0,010	0,010
H ₂ O	0,002	0,002	0,003
CH ₃ OH	0,005	0,002	0,001
Точка росы по воде*, °С	-27,37	-27,38	-27,45

*Значение температуры точки росы рассчитано при давлении равном 2,64 МПа.

Известно, что в процессе сепарации газа имеет место унос жидкости из сепаратора вместе с газом. На унос жидкости влияет скорость газа, конструкция сепарационных устройств, состав потоков [1–3]. Моделирующая система HYSYS при расчете процесса сепарации не позволяет учитывать влияние данных параметров. Поэтому необходима разработка технологической моделирующей системы, которая позволит учитывать эффективность процесса сепарации и более точно отражать физико-химическую сущность протекающих процессов, а, следовательно, прогнозировать и оптимизировать процесс низкотемпературной сепарации при промышленной подготовке природного газа.

Литература

1. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 596 с.
2. Зиберт Г.К., Седых А.Д., Кандицкий Ю.А. и др. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование (Справочное пособие). М.: Недра, 2001. – 316 с.
3. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа. М.: Недра, 1977. – 254 с.

АНАЛИЗ И ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА (ТСП)

М.А. Лебедева, В.Н. Дричков, В.И. Машуков

Научный руководитель заведующий лабораторией В.И. Машуков

Научный центр СИБУРа по химическим технологиям ООО «НИОСТ», г. Томск, Россия

Тяжелые смолы пиролиза (ТСП) образуются в качестве побочных продуктов на этиленовых производствах. На трех предприятиях ОАО «СИБУР-Холдинг» (ЭП-60 и два ЭП-300) получают до 40 тыс. т. ТСП в год. Несмотря на эффективность использования ТСП для производства сажи и технического углерода [1–3], обусловленную высокой концентрацией полициклических ароматических соединений и низким содержанием серы, существует определенный интерес переработки ТСП в коммерчески ценные продукты. Однако, принимая во внимание относительно небольшой объем получаемой ТСП, процесс ее переработки будет конкурентоспособен только в случае получения полного комплекса продуктов с максимальной стоимостью. Также важно учитывать зависимость состава и выхода ТСП от применяемого в процессе пиролиза сырья и условий процесса.

Кроме того, при рассмотрении схем процессов переработки тяжелой смолы пиролиза необходимо учитывать следующие ее характеристики: содержание кубового остатка, содержание нафталина, содержание серы и компонентный состав, так называемой, «легкой фракции» ТСП, представляющей собой смесь низкомолекулярных компонентов. Применение какого-либо одного метода анализа не позволяет получить полную информацию о составе ТСП, поэтому в данной работе был применен комплексный подход для изучения образцов ТСП предприятий ОАО «СИБУР-Холдинг» (г. Томск, г. Нижний Новгород, г. Пермь) с применением хроматографических (ГХ и ГХ-МС), спектроскопических (ИК, ЯМР), термогравиметрического (ТГ) и элементного методов анализа.

Методом термогравиметрии было исследовано термическое поведение образцов ТСП и установлено, что основная потеря массы происходит в две стадии, причем большая часть (~60 % от массы ТСП) теряется в диапазоне 70 – 310 °С, и соответствует удалению легкой фракции. Методом ГХ с применением внутреннего стандарта (ацетофенон) проанализированы летучие компоненты ТСП (без предварительного отделения смолистого остатка) и было установлено количественное содержание около 20 компонентов смолы. Методом спектроскопии ЯМР ¹³C проведена идентификация основных компонентов смолы по характерным химическим сдвигам.

С учетом компонентного состава ТСП были подобраны оптимальные условия ее фракционирования. Методом ГХ-МС в отделенной от ТСП «легкой фракции» были идентифицированы дополнительно более 20 компонентов смолы за счет улучшения разрешения хроматографических сигналов. Также данный подход позволил провести более полный количественный анализ компонентов ТСП. В зависимости от предприятия, на котором произведена ТСП, количество компонентов находится в следующих диапазонах (% масс.): нафталин (3,0–13,0), дифенил (0,5–9,0), 1,1-дифенилэтан (~5,0), инден (0,5–4,0), 2-метил- (1,0–3,0) и 1-метилнафталин (1,0–2,5), стирол (~2,5), 1-метил-2-циклопропен-1-ил-бензол (0,5–2,0), 2-метиленден (0,5–2,0), 1,4-дигидронафталин (0,5–

1,5), фенантрен и антрацен (1,0-1,5), 4-метил-1,1'-бифенил (~1,0), 2- и 1-этилнафталины (~1,0), флуорен (0,5-1,0), ундекан (~0,5) и другие.

Согласно данным спектроскопии ЯМР ^{13}C , ^1H , ИК, и элементного анализа кубовый остаток фракционирования ТСП по групповому составу аналогичен стирол-инденовым смолам, однако наблюдаются различия, имеющие существенное значение при использовании смол в соответствующих областях промышленности. В частности, неопределенность кубового остатка значительно выше аналогичных образцов стирол-инденовых смол, что сказывается на ряде их технологических характеристик.

Было проведено исследование полимеризации ТСП в присутствии органических пероксидных инициаторов – дикумилпероксида (PERKADOX® BC) и ди-*трет*-бутил пероксида (Triganox® B) с варьированием параметров процесса полимеризации ТСП (температурный режим (150–200 °С), количество инициатора (0,2–5 м.ч. на 100 м.ч. ТСП).

Более высокое значение температуры размягчения, и соответственно меньшая неопределенность остатка после отгонки «легкой фракции» из полимеризата ТСП по сравнению с аналогичными значениями характеристик кубового остатка после отгонки «легкой фракции» из ТСП, свидетельствуют о большей глубине протекания полимеризационных процессов. Значения полученных характеристик образцов остатков отгона «легкой фракции» из полимеризата ТСП сопоставимы со значениями аналогичных характеристик промышленных стирол-инденовых смол.

Предложенная схема переработки ТСП предусматривает возможность выделения инденовой, нафталиновой, и антрацен-фенантреновой фракций узкотемпературным фракционированием отгона полимеризата ТСП. Полученные фракции могут использоваться в качестве светлого котельного топлива, концентрированного сырья для выделения чистого нафталина и высококачественного сырья для получения техуглерода, соответственно.

Литература

1. Беренц А.Д., Меньщиков В.А. Безотходная технология переработки побочных продуктов этиленовых производств // Химическая промышленность. – 1993. – №5, С. – 19–23.
2. Мухина Т.Н. и др. Состав и переработка тяжелых смол пиролиза / Т.Н. Мухина, Г.Ф. Лесохина, Т.А. Колесникова, М.С. Цеханович. – Тематический обзор. Серия «Нефтехимия и сланцепереработка». – М.: ЦНИИТ Энефтехим, 1979. – 77 с.
3. Цеханович М.С. Нефтепереработка и нефтехимия. – М.: ЦНИИТ Энефтехим, 1974. – 56 с.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ПЕНТАН-ГЕКСАНОВОЙ ФРАКЦИИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ДЕИЗОПЕНТАНИЗАЦИЕЙ СЫРЬЯ И РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ НОРМАЛЬНЫХ ПАРАФИНОВ

Е.И. Литвак, Фан Фу

Научный руководитель доцент Н. В. Чеканцев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с тем, что по нормам ЕВРО для автомобильных бензинов предусматривается снижение содержания бензола и ароматических углеводородов процесс каталитической изомеризации пентан-гексановой фракции получает все более широкое распространение в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности. Сущность процесса заключается в превращении низкооктановых нормальных и малоразветвленных алканов в их более разветвленные изомеры, имеющие высокое октановое число. Расширение производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов за счет изомеризатов происходит по двум направлениям: во-первых, реконструкция существующих установок риформинга – перевод их на процесс изомеризации; во-вторых, строительство новых установок. Для повышения октанового числа продукта широко применяются различные методы концентрирования изопарафинов в товарном изомеризате. Октановое число изомеризатов, в зависимости от выбранной схемы производства, изменяется от 82 (для схемы «за проход») до 91 – 92 пунктов для схемы с предварительной деизопентанизацией сырья и рециркуляцией *n*-пентана, *n*-гексана и метилпентанов.

Целью исследования было создание математической модели процесса изомеризации с предварительной деизопентанизацией сырья и рециркуляцией *n*-пентана, *n*-гексана и метилпентанов.

На рисунке представлена принципиальная технологическая схема процесса.

Здесь К-1 – деизопентанизатор, Р-1 и Р-2 – реакторы изомеризации, К-2 – депентанизатор, К-3 – деизогексанизатор; фр. С5 – пентановая фракция, фр. *i*-С5 – изопентановая фракция, фр. *n*-С6+МР – фракция, обогащенная *n*-гексаном и метилпентанами.

В колонну деизопентанизации К-1 подается «свежее» сырье и пентановая фракция из колонны депентанизатора К-2, выделяемая в К-1 изопентановая фракция является высокооктановым компонентом автомобильных бензинов. Далее боковой погон К-3, обогащенный *n*-гексаном и метилпентанами, смешивается с деизопентанизированным продуктом К-1 и подается в реакторы изомеризации. В К-2 из стабильного изомеризата выделяется пентановая фракция. Депентанизированный изомеризат из К-2 поступает в К-3, где происходит отделение *n*-гексана и метилпентанов.

Технологическая схема процесса состоит из реакторного блока и блока, объединяющего разделительное оборудование, которое необходимо для выделения непрореагировавших *n*-парафинов из продукта изомеризации

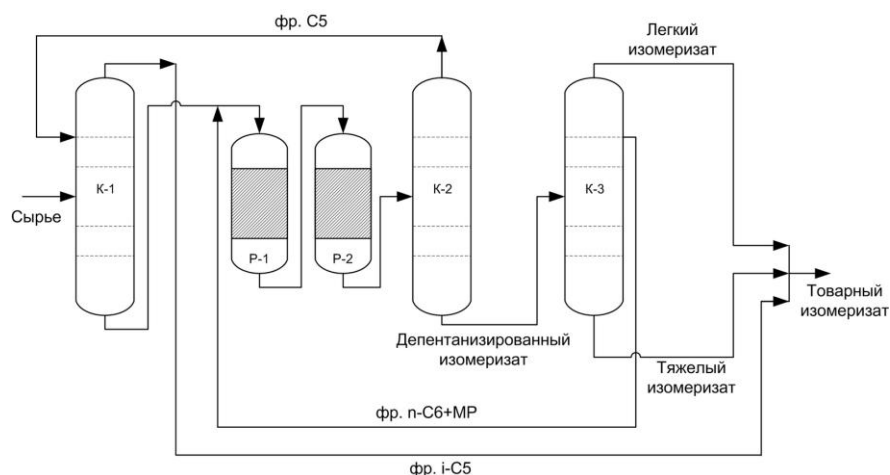


Рис. Принципиальная технологическая схема процесса изомеризации

и концентрирования изопарафиновых углеводородов, и позволяет рассчитывать составы катализата, рециркулята и готового продукта при различных технологических условиях. С применением математической модели стало возможным точно подобрать оптимальный режим проведения процесса. Высокую долю в себестоимости изомеризата составляют затраты на разделение, в этой связи математическая модель может быть использована для минимизации эксплуатационных затрат при выделении рециркулята оптимального состава, необходимого для получения готового продукта с заданным октановым числом. Моделирование колонных аппаратов проводилось в программном пакете HYSYS. Колонны К-1, К-2 и К-3 имеют 98, 60 и 100 тарелок соответственно. Модель реакторов представляет собой отдельную компьютерную моделирующую систему, построенную на основе физико-химических закономерностей превращения углеводородов на катализаторе СИ-2. При разработке математической модели каталитического процесса последовательно выполнялся ряд задач: формирование механизма процесса, определение кинетических параметров, создание математической модели, проверка модели, расчет и прогнозирование производства. Точность расчетов и получение достоверных результатов определяется правильностью формирования схемы механизма и определения кинетических параметров.

В таблице представлены составы потоков при установившемся технологическом режиме. Состав «свежего» сырья и технологические условия работы реакторного блока были постоянными. Температура на входе в реактор – 135 °С, давление – 2,7 МПа, расход сырья в реакторный блок – 85 м³/ч. При подборе технологических параметров работы колонн стремились обеспечить октановое число изомеризата около 92 пунктов по исследовательскому методу при постоянной производительности установки по товарному изомеризату и постоянной нагрузке по сырью на реакторный блок.

Таблица

Состав потоков процесса изомеризации

Компонент	Составы потоков, % мас.					
	Сырье	фр. С5	фр. i-C5	фр. n-C6 + MP	Стабильный изомеризат	Товарный изомеризат
Н-бутан	0,42	0,04	0,84	–	0,01	0,45
Изобутан	0,01	0,11	0,14	–	0,03	0,07
Н-пентан	36,53	25,80	0,15	–	7,20	0,57
Изопентан	13,08	71,00	98,87	–	19,17	52,57
Н-гексан	15,50	–	–	16,48	8,30	–
2-метилпентан	12,85	–	–	38,81	20,87	2,73
3-метилпентан	7,19	–	–	24,53	12,45	0,20
2,2-диметилбутан	0,38	1,43	–	1,20	20,04	39,38
2,3-диметилбутан	1,32	–	–	10,11	6,17	2,23
Н-гептан	0,02	–	–	0,01	0,02	0,03
Σ-iC ₇	0,09	–	–	0,38	0,20	0,02
Циклопентан	4,08	1,61	–	–	1,28	1,75
Метилциклопентан	6,52	–	–	5,12	2,58	–
Циклогексан	0,86	–	–	3,36	1,69	–
Бензол	1,15	–	–	–	–	–
Октановое число (исследовательский метод)	66,29	85,07	92,97	69,96	78,85	92,13

Изменение состава сырья влияет на октановое число продукта, однако, при подборе оптимального технологического режима удается поддерживать октановое число продукта на постоянном уровне. Увеличение содержания в сырье нафтеновых углеводородов приводит к уменьшению глубины изомеризации. При этом для поддержания заданного октанового числа увеличиваются затраты на разделение.

Поскольку сырьем изомеризации может служить не только пентан-гексановая фракция сырой нефти, но и, например, фракция н.к. – 62 °С с комплекса производства ароматики, то становится актуальной задача подбора оптимального соотношения потоков сырья различного происхождения, которая может быть эффективно решена с помощью математической модели.

При повышении отбора изопентановой фракции в К-1 увеличивается содержание н-пентана в дистилляте. Расчетами показано, что для получения изомеризата с октановым числом не менее 92 пунктов концентрация н-пентана не должна превышать 2,5 – 3 % мас., а изопентана – не менее 96 % мас. Дальнейшее повышение отбора дистиллята приводит к уменьшению концентрации н-пентана в кубовом продукте, а это, в свою очередь, приводит к снижению эффективности каталитического процесса – конверсия н-пентана падает.

Увеличение отбора пентановой фракции в К-2 приводит к снижению концентрации н-пентана в депентанизованном изомеризате, с другой стороны содержание в пентановой фракции 2,2-диметилбутана при этом растет, что, в конечном счете, приводит к снижению степени превращения н-гексана и метилпентанов в процессе изомеризации. Концентрация н-пентана в дистилляте должна быть не менее 23 % мас., а его концентрация в депентанизованном изомеризате не должна превышать 2 % мас.

С повышением отбора бокового погона К-3 производительность установки снижается при условии постоянной нагрузки по сырью на реакторный блок, также при этом необходимо увеличивать расход флегмы, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат. Увеличение отбора фракции п-С6+МР приводит к снижению концентрации диметилбутанов в товарном изомеризате, что приводит к снижению его октанового числа. По результатам расчета для получения изомеризата с октановым числом 92 пункта содержание 2,3-диметилбутана в боковом погоне К-6 не должно превышать 12 % мас.

В результате исследований были определены допустимые интервалы технологических параметров установки. Изменение режима в рамках этих интервалов приводит к изменению октанового числа продукта менее 0,5 пункта. Расчеты с использованием математической модели позволяют точно подбирать оптимальные технологические условия работы установки. При этом проведение расчета требует значительно меньше времени, чем анализ проб потоков, а, следовательно, подбор режима на модели осуществляется быстрее.

Эффективность производства определяется экономическими показателями работы установки, использование разработанной модели при оптимизации производства позволяет снизить затраты энергии и других ресурсов, сократить время на пуск установки и вывод ее на режим.

ОПИСАНИЕ КИНЕТИКИ ДЕЗАКТИВАЦИИ ПЛАТИНОВОГО КАТАЛИЗАТОРА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ УГЛЕВОДОРОДОВ C₉ – C₁₄

Е.А. Максимова, Е.В. Францина

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Деактивация катализаторов в промышленной химии – главная проблема. Теме деактивации посвящены примерно 50% всех разработок и 90% всех вложений в области катализа. Технология и аппаратное оформление многих процессов полностью продиктованы деактивацией [3].

Несмотря на такое значение деактивации в современной промышленности всего 10% исследований в институтах и лабораториях посвящены этой проблеме. Это в значительной степени объясняется трудностями, которые возникают при проведении исследований явлений деактивации [3].

Поэтому задачей кинетики деактивации является качественное и количественное описание скоростей изменения активности катализатора под действием протекающей на нем реакции и других (сторонних) явлений, влияющих на состояние катализатора [3].

Для процесса дегидрирования характерна деактивация вследствие коксообразования. Образование кокса отличается многообразием механизмов. Однако для катализа важен не столько механизм формирования кокса, сколько механизм его дезактивирующего воздействия на активные центры. Поэтому целью данной работы являлось получение зависимости, связывающей активность с концентрацией кокса $a = f(C_c)$ [1].

В результате данной работы был изучен цикл эксплуатации платинового катализатора. Осуществлена программная реализация алгоритма подбора кинетических параметров в среде Delphi 7.0, в основу программы легла ранее разработанная математическая модель, процесса дегидрирования высших парафинов.

С использованием программы проведена оценка кинетических параметров (предэкспоненциальных множителей и энергий активаций) для всех реакций, протекающих в процессе дегидрирования. Проверка модели на адекватность показала, что она может быть использована для выполнения оптимизационных расчетов, поскольку ее погрешность не превышает 4 % (табл. 1), что сопоставимо с погрешностью метода хроматографического анализа, традиционно используемого для определения концентраций компонентов в продуктовой смеси.

Таблица 1

Сравнение рассчитанных и экспериментальных значений концентраций продуктов процесса дегидрирования

Компонент	Концентрация компонентов, масс. %		Погрешность расчета, %
	Расчет	Эксперимент	
Алкан	86,75	86,75	0,00
Алкен	9,00	9,00	0,00
Алкадиен	0,88	0,87	1,14
Изоалкан	2,76	2,77	0,36
Изоалкен	0,29	0,29	0,00
Изоалкадиен	0,03	0,03	0,00
Арен	0,29	0,29	0,00
Продукты коксообразования	$1,56 \cdot 10^{-4}$	$1,56 \cdot 10^{-4}$	0,00
Продукты крекинга	5,40	5,40	0,00
Водород	94,60	94,60	0,00

При составлении модели реактора и определении кинетических параметров описываемых реакций необходимо было оценить наличие или отсутствие внутридиффузионных осложнений в ходе процесса для уточнения его кинетического описания [4].

Анализ внутридиффузионных осложнений показал, что модуль Тиле (рис.1) для реакций дегидрирования парафинов и олефинов остается не высоким. Максимальная степень использования зерна катализатора наблюдается при концентрации кокса, равном 0,19 масс. %, или объеме переработанного сырья в 235 тыс. м³ (рис.2). При этом фактор эффективности составляет 71,3 %. Таким образом, реакции дегидрирования парафинов и олефинов протекают в кинетической области.

При анализе кинетики дезактивации был принят ряд допущений:

1. В процессе дезактивации катализатора осуществляется механизм «компенсированного распада». А именно образование кокса здесь происходит через «ряд промежуточных полуразрушенных форм углеводорода» вплоть до углерода, способного внедряться в приповерхностный слой металла или графитизироваться. Данный механизм характерен для металлов платиновой группы.

2. Процесс образования кокса имеет монослойный характер.

3. Для описания дезактивации использовали модель бесконечного коксообразования, когда рост коксовых отложений возможен на всей их поверхности.

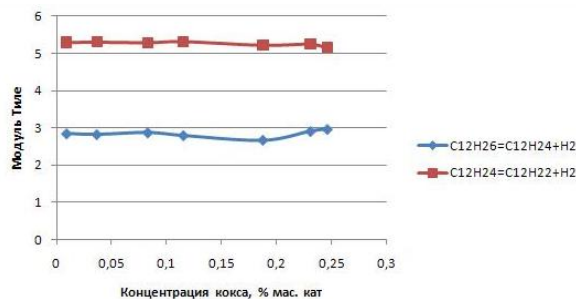


Рис. 1 Зависимость модуля Тиле реакций дегидрирования парафинов от концентрации кокса на катализаторе

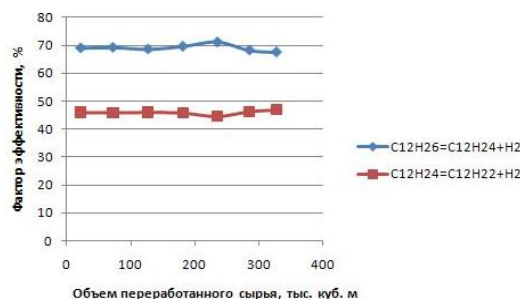


Рис. 2 Зависимость фактора эффективности от объема переработанного сырья

Связь активности с концентрацией кокса была найдена через уравнение, описывающее модель бесконечного коксообразования [5]:

$$\frac{C_c}{C_m} = (1 - \varphi)(1 - a) - \varphi \ln a,$$

где C_m — емкость «монослойного» покрытия коксом, г/г, φ — тип коксообразования ($\varphi = 0 - 1$), a — активность катализатора, C_c — концентрация кокса на катализаторе.

Таблица 2

Изменение активности и концентрации кокса в течение одного цикла

Показатель	18.04	15.05	15.06	15.07	16.08	15.09	09.10
Концентрация кокса, % масс	0,00923	0,03669	0,08294	0,11533	0,18829	0,24618	0,23080
a	0,99991	0,99963	0,99917	0,99885	0,99812	0,99754	0,99769

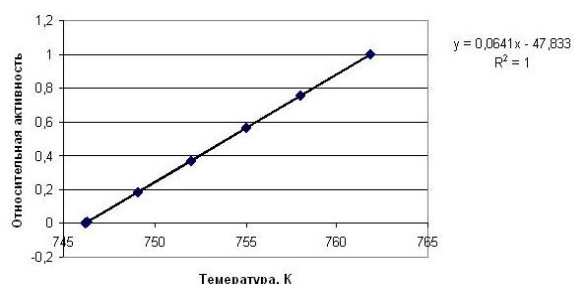
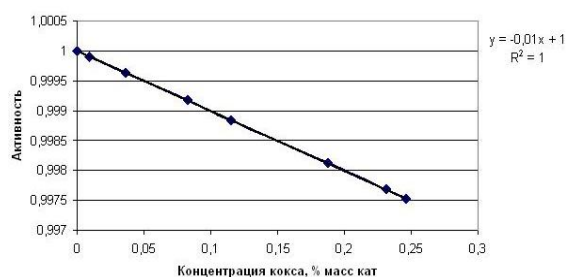


Рис 3. Зависимость активности от концентрации кокса

Рис 4. Зависимость относительной активности от температуры

Из графика получили зависимость активности от концентрации кокса:

$$a = -0,01C_c + 1$$

Для доказательства адекватности полученного результата определили активность катализатора в относительных единицах [2]:

$$a_{\text{отн}} = \frac{\Delta T_{\text{max}} - T_T}{\Delta T_{\text{max}}},$$

где ΔT_{max} – разница между максимальной и минимальной температурой, К; ΔT – разница между максимальной температурой и текущей, К.

Относительная активность характеризует активность катализатора при концентрации кокса равной 0. Относительная активность имеет линейный характер, что доказывает правильность описания кинетики дезактивации.

Литература

1. Буянов Р.А. Закоксовывание катализаторов. Новосибирск: Наука, 1983. – 208 с.
2. Иоффе И.И., Решетов В.А., Добротворский А.М. Расчетные методы в прогнозировании активности гетерогенных катализаторов. – Л.: Химия, 1977. – 208 с.
3. Островский Н.М. Кинетика дезактивации катализаторов: Математические модели и их применение. – М.: Наука, 2001. – 334 с.
4. Ушева Н.В., Кравцов А.В. Макрокинетика химических процессов и расчет реакторов: Лабораторный практикум/Том.политехн. ун-т.- Томск, 2006. – 98 с.
5. Хьюз Р. Деактивация катализаторов. – М.: Химия. – 1989. – 280 с.

РАЗРАБОТКА ГРУППОВОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ

А.Д. Мелешкин, В.А. Фетисова

Научный руководитель профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время отмечается бурный рост потребления синтетических моющих средств (СМС), к качеству которых предъявляются высокие требования, в том числе и экологические [1].

Основным сырьём для производства СМС являются линейные алкилбензол (ЛАБ) и их производные – линейные алкилбензосульфونات. Установлено, что именно строение ЛАБ определяющим образом влияет на биологическую разлагаемость, растворимость, моющие характеристики получаемых СМС [2].

Поэтому актуальной задачей является повышение эффективности процесса алкилирования бензола олефинами с использованием технологической моделирующей системы.

В связи с большими материальными затратами на исследование производственных объектов экспериментальным путем, разработка интеллектуальных систем моделирования нефтехимических процессов представляет одно из наиболее перспективных направлений развития отечественной науки.

В основе таких интеллектуальных систем лежат физико-химические закономерности процессов, протекающих в реакторе.

Разработанная математическая модель процесса алкилирования в основе имеет следующую формализованную схему превращения (рисунок 1):

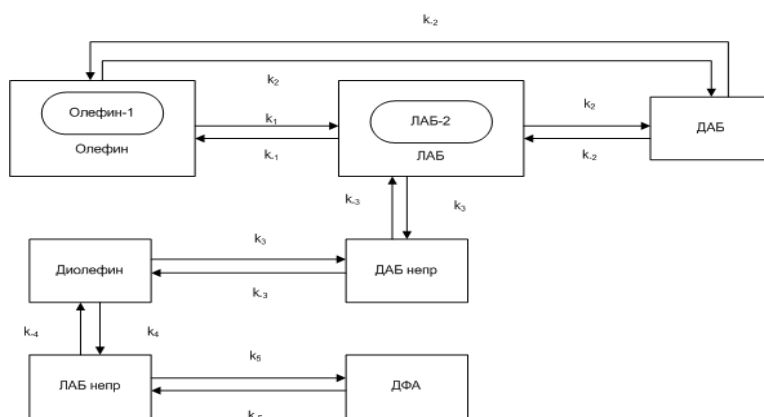


Рис. Формализованная блок-схема превращений углеводородов в реакторе алкилирования

С учетом состава сырья и литературных данных [3] процесса был составлен список протекающих реакций, характеризующимися следующими значениями термодинамических параметров (таблица 1):

Таблица 1

Значения термодинамических параметров

Реакция	ΔG , кДж/моль	ΔH , кДж/моль	E_a , кДж/моль
1. Бензол+олефин=ЛАБ	-38,2	-73,6	40,4
2. Бензол+диолефин=ЛАБ непр	-44,5	-24,1	27,4
3. ЛАБ+олефин=ДАБ	-74,0	-73,6	27,3
4. ЛАБ+диолефин=ДАБ непр	-21,9	-76,3	27,4
5. Бензол+ЛАБ непр=ДФА	-41,2	-12,2	27,3

В производственных условиях происходит распределение всех образующихся веществ по двум продуктовым потокам: ЛАБ (сюда входит непосредственно ЛАБ и непредельный ЛАБ) и тяжелый алкилат (ТА, в него входят диалкилбензолы (ДАБ), ДАБ непредельный, дифенилалканы (ДФА)).

При поиске кинетических параметров методом решения обратной кинетической задачи использовались следующие экспериментальные данные за период работы установки алкилирования ООО «КИНЕФ» с 10.01.2008 по 10.05.2008: расходы сырья на входе в реактор, выход продуктов ЛАБ и ТА, температура входного потока в реактор, температура потока на выходе из реактора, бромный индекс ЛАБ и бромное число ТА. Также в расчетах были использованы характеристики реакций (изменение энтальпии, изменение энергии Гиббса, энергия активации) и характеристики веществ (молекулярная масса, плотность, теплоемкость).

Математическая модель процесса алкилирования в общем случае включает уравнения теплового и материального баланса. Последнее, в свою очередь, включает кинетическую и гидродинамическую модели реактора:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{dC_{\text{олефин}}}{d\tau} &= -(k_1 C_{\text{олефин}} C_{\text{бензол}}) + (k_{-1} C_{\text{ЛАБ}}) - (k_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{олефин}}) + (k_{-3} C_{\text{ДАБ}}) \\ \frac{dC_{\text{ЛАБ}}}{d\tau} &= (k_1 C_{\text{олефин}} C_{\text{бензол}}) - (k_{-1} C_{\text{ЛАБ}}) - (k_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{олефин}}) + (k_{-3} C_{\text{ДАБ}}) - (k_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{диолефин}}) + (k_{-4} C_{\text{ДАБ непр}}) \\ \frac{dC_{\text{диолефин}}}{d\tau} &= -(k_2 C_{\text{бензол}} C_{\text{диолефин}}) + (k_{-2} C_{\text{ЛАБ непр}}) - (k_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{диолефин}}) - (k_{-4} C_{\text{ДАБ непр}}) \\ \frac{dC_{\text{ЛАБ непр}}}{d\tau} &= (k_2 C_{\text{бензол}} C_{\text{диолефин}}) - (k_{-2} C_{\text{ЛАБ непр}}) - (k_5 C_{\text{бензол}} C_{\text{ЛАБ непр}}) + (k_{-5} C_{\text{ДФА}}) \\ \frac{dC_{\text{ДАБ непр}}}{d\tau} &= (k_4 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{диолефин}}) - (k_{-4} C_{\text{ДАБ непр}}) \\ \frac{dC_{\text{ДАБ}}}{d\tau} &= (k_3 C_{\text{ЛАБ}} C_{\text{олефин}}) - (k_{-3} C_{\text{ДАБ}}) \\ \frac{dC_{\text{бензол}}}{d\tau} &= (k_{-1} C_{\text{ЛАБ}}) - (k_1 C_{\text{олефин}} C_{\text{бензол}}) + (k_{-2} C_{\text{ЛАБ непр}}) - (k_2 C_{\text{бензол}} C_{\text{диолефин}}) + (k_{-5} C_{\text{ДФА}}) - (k_5 C_{\text{бензол}} C_{\text{ЛАБ непр}}) \\ \frac{dC_{\text{ДФА}}}{d\tau} &= (k_5 C_{\text{бензол}} C_{\text{ЛАБ непр}}) - (k_{-5} C_{\text{ДФА}}) \\ \rho^{CM} C_p^{CM} \frac{dT}{d\tau} &= \pm \sum_{j=1}^N (-\Delta H_j) W_j. \end{aligned} \right.$$

С начальными условиями: при $\tau = 0$ $C_i(0) = C_{i,0}$

Предложенная математическая модель учитывает особенности процесса (количественные и качественные показатели эффективности процесса) и в то же время ее математическое исполнение приемлемо для применения стандартных вычислительных методов. Для решения системы уравнений был использован метод Эйлера. Решение обратной кинетической задачи основывалось на сведениях к минимуму разницы между расчётными и экспериментальными данными по каждому из экспериментально определяемых параметров. В результате были получены наборы кинетических параметров для каждой даты (таблица 2):

Таблица 2

Значения кинетических параметров

Дата	Предэкспоненциальный множитель, с ⁻¹				
	k ₀₁	k ₀₂	k ₀₃	k ₀₄	k ₀₅
10.01.2008	3,54×10 ⁶	0,95×10 ¹	8,99×10 ⁶	8,7×10 ¹	0,4×10 ³
21.02.2008	3,3×10 ⁶	1,5×10 ¹	0,2×10 ⁶	5,60×10 ¹	1,70×10 ³
07.03.2008	3,12×10 ⁶	1,10×10 ¹	3,30×10 ⁴	4,90×10 ¹	1,00×10 ³
30.04.2008	3,12×10 ⁶	2,20×10 ¹	1,0×10 ⁷	7,70×10 ¹	1,00×10 ³
10.05.2008	3,12×10 ⁶	2,70×10 ¹	2,50×10 ⁵	5,60×10 ¹	1,50×10 ³

В качестве показателей адекватности модели рассматривались отклонения расчётных значений от экспериментальных по таким параметрам как бромное число ТА и бромный индекс ЛАБ, выход ЛАБ и ТА, температура выходного потока (таблица 3).

Таблица 3

Относительные погрешности определения основных параметров

Дата	Погрешность по выходу ЛАБ, % масс	Погрешность по выходу ТА, % масс	Погрешность по температуре, %	Погрешность по бромному индексу ЛАБ, %	Погрешность по бромному числу ТА, %
10.01.2008	0,07	0,97	0,01	0,75	0
21.02.2008	2,48	0,07	0,01	2,4	0,91
07.03.2008	0,45	0,51	0,01	0	2,63
30.04.2008	0,06	0,5	0,01	0,44	2,62
10.05.2008	0,35	1,55	0,01	1,6	0,87

Таким образом, положенная в основу модели схема превращений углеводородов в достаточной степени детализирована, то есть обеспечивает чувствительность модели к составу перерабатываемого сырья, но, тем не менее, не усложняет расчетов. Также модель обеспечивает достаточно хорошую сходимость расчётных и экспериментальных данных, что позволит использовать её для определения оптимальных условий проведения процесса и проводить прогнозные расчёты. Разработанная модель позволит рассчитывать и уточнять материальный баланс блока, определять выход целевых и побочных продуктов, оценивать качество ЛАБ по таким показателям как бромный индекс и оценивать качество ТА по его бромному числу.

Литература

1. Chenier Philips J. Survey of Industrial Chemistry.– New York: Kluwer Academic, 2002. – P. 469–470.
2. G. D. Yadav and N. S. Doshi. Synthesis of Linear Phenylododecanes by the Alkylation of Benzene with 1 – Dodecene over Non-Zeolitic Catalysts//Org. Proc.Res.Dev. – 2002. – 6(3). – P.23
3. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО МЕХАНИЗМА РЕАКЦИЙ СИНТЕЗА МЕТАНОЛА НА Zn-Cu-AL-КАТАЛИЗАТОРЕ

Е.В. Попок, Е.М. Юрьев

Научный руководитель профессор А.В. Кравцов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метанол является одним из важнейших крупнотоннажных продуктов органического синтеза, на основе которого базируется производство целой гаммы химических соединений – формальдегида, уксусной кислоты, диметилтерефталата, метилметакрилата и других важных продуктов химической индустрии [1].

При использовании высокоактивных Zn-Cu-Al-каталитических систем происходит снижение селективности синтеза метанола по сравнению со старыми катализаторами. Поэтому возникает необходимость ее сохранения и создания условий по ингибированию побочного процесса синтеза углеводородов по реакции Фишера-Тропша на металлических центрах катализатора, образовавшихся в условиях термического распада Zn-Cu-кластеров.

Целью данной работы стало создание адекватной математической модели синтеза метанола, учитывающей механизмы протекания реакций на поверхности катализатора и основные диффузионные сопротивления.

Описание этого процесса с использованием различных физико-химических подходов позволяет учесть механизм формирования активного центра на поверхности Zn-Cu-Al-катализатора и режимы активации кластера. А использование метода математического моделирования позволяет также решить проблему тестирования катализаторов различных марок для синтеза метанола.

Существует несколько представлений о механизме синтеза метанола на Zn-Cu-Al-катализаторах. Авторами работ [2, 3] как наиболее точный и обоснованный был выбран механизм с образованием положительно заряженного хемосорбированного комплекса на поверхности слабовосстановленного катализатора и растворением водорода в приповерхностном слое катализаторной системы. В ходе последовательных стадий (1-4) происходит насыщение активным водородом связи Me-CO и отщепление конечного продукта – метанола. Основной побочной реакцией является образование углеводородов по реакции Фишера-Тропша на динамично возникающих в процессе эксплуатации металлических центрах Zn-Cu-Al-катализатора, которые в промышленном синтезе метанола непрерывно пассивируются CO₂, присутствующей в исходном синтез-газе в концентрации порядка 8 % об.

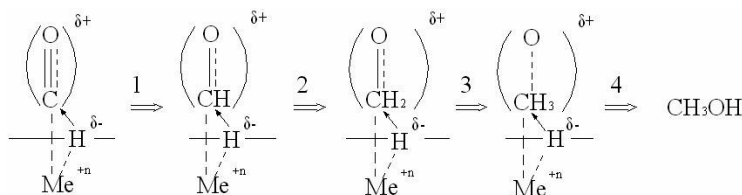


Рис. 1. Поверхностный механизм синтеза метанола по целевой реакции

Для выяснения структуры активного центра и возможности адсорбции молекулы CO на поверхности катализатора были проведены квантово-химические расчеты. Для расчетов были выбраны следующие вероятные структуры активного центра (рис. 2).

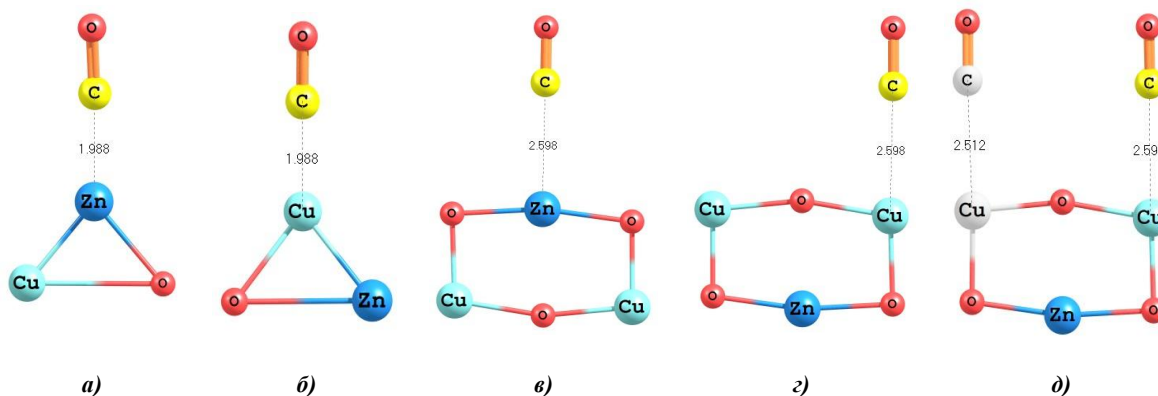


Рис. 2. Структура активного центра катализатора синтеза метанола

Основным критерием возможности существования активного центра заданного строения является энергия связи между адсорбированной молекулой CO и активным центром. В результате расчета с использованием программы Gaussian, метода DFT и базиса B3LYP/6-311G** были получены результаты, приведенные в таблице 1.

Таблица

Энергии связи адсорбированных молекул CO и центров катализатора

Номер активного центра	а	б	в	г	д
$E_{св}$ а.е.	0,10791	0,11747	0,00508	0,0442	структура не оптимизирована
$E_{св}$ кДж/моль	283,4	308,5	13,3	116,1	

Исходя из полученных результатов было принято, что наиболее вероятным активным центром катализатора является трехатомная структура с адсорбцией молекулы CO на атоме меди (рис. 2, б).

Для расчета термодинамических параметров промежуточных соединений, образующихся в процессе синтеза на поверхности катализатора использовался тот же пакет данных DFT B3LYP/6-311G**. Исходя из представленных выше результатов в качестве активного центра выбрана трехатомная структура, молекула CO адсорбируется на меди. Расчет проводился при температуре 543 К и давлении 60 атмосфер. Таким образом, для расчета были использованы следующие структуры:

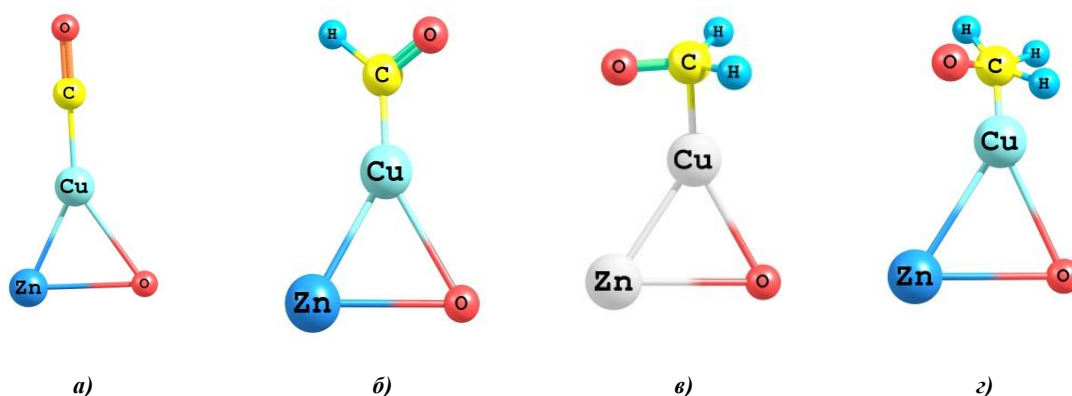


Рис. 3. Промежуточные соединения на поверхности катализатора

В результате оптимизации структур произошло некоторое изменение геометрии молекул. В структурах в и г (рис. 3) произошел «переворот» адсорбированного на кластере соединения, то энергетически более выгодной оказалась связь между медью и кислородом. Этот результат согласуется с работой [4], в которой происходит такое же изменение структуры молекулы, с перемещением адсорбированных атомов на соседний активный центр.

После оптимизации структур был проведен расчет колебаний для полученных соединений для нахождения основных термодинамических параметров. В результате расчета не было получено ни одной мнимой частоты колебаний, что говорит о том, что эти данные можно использовать для составления математической модели процесса и обоснования механизма синтеза метанола.

Таким образом, в данной работе с помощью квантово-химических методов расчета был подтвержден механизм синтеза метанола на низкотемпературных цинк-медь-алюминиевых катализаторах, основанный на образовании положительно заряженного хемосорбированного комплекса. Подтверждена структура активного кластера, состоящего из трех атомов. Установлено, что центром адсорбции на поверхности катализатора является медь. Были рассчитаны основные термодинамические параметры соединений, образующихся на поверхности катализатора. Данные параметры планируется использовать для создания прогнозирующей математической модели процесса синтеза метанола.

Литература

1. Булкатов А.Н. Современные технологии производства метанола и проблемы экологической безопасности // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 6 – С. 28–32.
2. Плясова Л.М., Юрьева Т.М., Кригер Т.А., Макарова О.В., Зайковский В.И., Соловьева В.П., Шмаков А.Н. Формирование катализатора синтеза метанола // Кинетика и катализ. – 1995. – № 3 – С. 464–472.
3. Кравцов А.В. О динамических особенностях механизма реакции гидрирования окиси углерода // Вопросы кинетики и катализа. Межвузовский сборник. – 1980. – С. 33–40.
4. Sharif F. Zaman and Kevin J. Smith. A study of synthesis gas conversion to methane and methanol over a Mo6P3 cluster using density functional theory// Molecular Simulation. –2008. – Vol. 34. – P. 1073–1084.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ ПАРАФИНОВ

Р.В. Романовский, Ю.И. Афанасьева, Е.В. Францина

Научный руководитель доцент Е.Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время динамично развивается такое направление нефтехимической промышленности, как производство высоко эффективных и биоразлагаемых синтетических моющих средств, сырьем для которых служат линейные алкилбензолы (ЛАБ). Производство ЛАБ состоит в дегидрировании n-парафинов в олефины с последующим алкилированием ими бензола и осуществляется в три стадии: дегидрирование высших парафинов C₉-C₁₄, гидрирование образовавшихся диолефинов и алкилирование бензола. Поэтому лимитирующей стадией всего производства является процесс дегидрирования высших парафинов на платиновом катализаторе [1].

Для повышения эффективности любого процесса и поиска оптимальных технологических условий его проведения используются методы математического моделирования и разработанные на их основе технологические моделирующие системы [3]. Так, создание компьютерной моделирующей системы процесса дегидрирования высших парафинов C₉-C₁₄ включает подробный термодинамический анализ протекающих процессов, установление детального механизма реакций, его формализацию, выбор модели дезактивации Pt-катализатора, определение гидродинамического режима, составление кинетической модели процесса, разработка модели реактора.

На основании имеющихся представлений о механизме дегидрирования была составлена предположительная схема данного процесса. С использованием программного пакета Gaussian (основанного на квантово-химическом моделировании [6]) были оценены основные термодинамические характеристики реакций, вероят-

ность их протекания в ходе данного процесса при 753 К и $P=0,2$ МПа и на их основании составлена формализованная схема механизма дегидрирования высших алканов C_9-C_{14} (рис. 1).

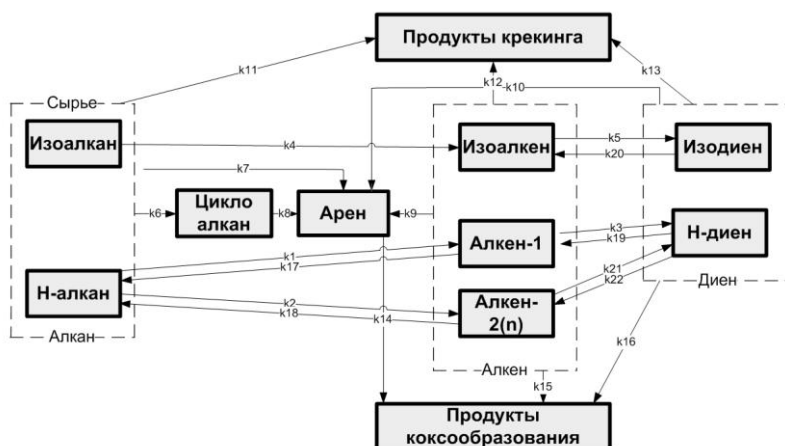


Рис.1 Формализованная схема механизма процесса дегидрирования

При формализации механизма вещества были объединены в группы псевдокомпонентов по реакционной способности, которая оценивалась по изобарно-изотермическому потенциалу ΔG_r . Таким образом, 11 групп псевдокомпонентов участвуют в 22 типах химических реакций. Была составлена кинетическая модель процесса по группам веществ. Она является формализованной и квазигомогенной, следовательно, константы скорости являются эффективными, т. е. представляют собой комбинацию констант всех промежуточных стадий.

Значительное количество протекающих реакций приводит к большой размерности математической модели процесса и требует определения множества кинетических параметров (предэкспоненциальных множителей k_0 и энергий активации E_a) для всех типов реакций. Проведение кинетического эксперимента на промышленной установке не представляется возможным. Поэтому наиболее эффективным вариантом определения k_0 и E_a является решение обратной кинетической задачи [2]. При решении системы дифференциальных уравнений, описывающей реальный химический процесс, необходимо использовать численные методы расчета, в данном случае, нами был использован метод сеток [5]. Все физико-химические параметры углеводородов (тепловые эффекты реакций, теплоемкости и др.), необходимые для решения системы уравнений, были занесены в базу данных, созданную в Microsoft® Office Access 2007. Программа осуществляет считывание этих параметров из базы и вывод результатов расчета в виде документа Microsoft® Office Excel 2007.

Предварительный набор энергий активации всех реакций задается исходя из имеющихся литературных данных по процессу дегидрирования и прошлых исследований, проводившихся на нашей кафедре [4].

Программная реализация модели выполнена в интегрированной среде Delphi 7. Исходными данными для расчета являются физико-химические свойства углеводородов, покомпонентный состав сырья и состав продуктовой смеси, а также технологические условия проведения процесса, которые считываются из сформированной в Microsoft® Office Access 2007 базы данных. Окно программы представлено на рис. 2.

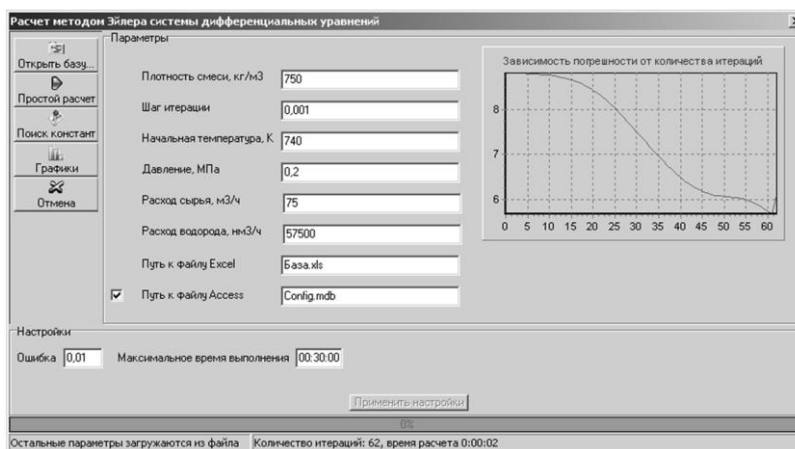


Рис.2 Диалоговое окно программы по расчету оптимальных кинетических параметров процесса дегидрирования углеводородов C_9-C_{14}

С использованием данной программы была произведена оценка всех типов химических реакций, протекающих в ходе данного процесса. Результаты расчета приведены в табл. 1.

Таблица
Значения основных кинетических параметров процесса дегидрирования высших парафинов C₉–C₁₄

Реакция	Кинетические параметры реакции	
	k _{0i}	E _a , кДж/моль
Н-алкан → Алкен-1+H ₂	6,01·10 ⁷	150
Н-алкан → Алкен-2 (n)+H ₂	7,91·10 ⁷	150
Алкен-1 → Н-алкадиен+H ₂	5,09·10 ¹⁰	180
Алкен-2(n) → Н-алкадиен+H ₂	4,79·10 ⁹	180

В качестве модели ректора использовалась модель идеального вытеснения. Данное допущение было проверено путем расчета диффузионного и теплового критериев Пекле $Pe_D=2375-1663$, $Pe_T=2494$. Так как $Pe_D > 200$ и $Pe_T > 0$ конвективные потоки переноса тепла и вещества в слое катализатора значительно преобладают над диффузионными и гипотеза о том, что в реакторе наблюдается гидродинамический режим идеального вытеснения, подтверждается.

Математическая модель построена с учетом факторов нестационарности промышленного процесса дегидрирования, связанных с отложением на поверхности катализатора коксогенных соединений. За основу выбрана экспоненциальная зависимость активности катализатора от содержания кокса:

$$a_j = A \cdot e^{-\alpha_j C_k}$$

где a_j – относительная активность катализатора, равная отношению скоростей реакций, протекающих на закоксованном и на свежем катализаторе; A – энтропийный фактор процесса; α_j – коэффициент отравления, зависящий от соотношения кислотного и основного факторов в данном типе реакций; C_k – концентрация кокса на катализаторе.

Для проверки модели на адекватность расчетные показатели выходного потока сравнивались с аналогичными экспериментальными показателями, соответствующими началу производственного цикла катализатора, когда дезактивация коксом минимальна. Погрешность расчета концентраций основных компонентов процесса не превышает 4 %, что подтверждает высокую точность определения кинетических параметров модели процесса.

Исследования, проведенные с использованием модели, показывают, что показатели выходного потока чувствительны как к изменению состава сырья, так и к изменениям технологических условий: входной температуры потока и мольного соотношения водород:сырье (рис. 3, 4).

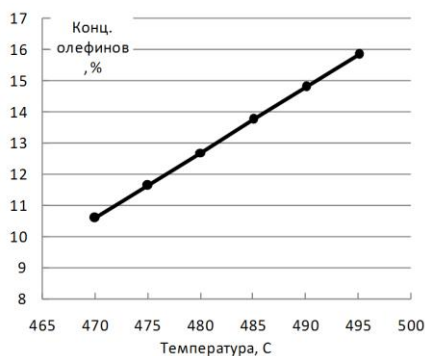


Рис.3 Зависимость выхода олефинов от температуры входного потока

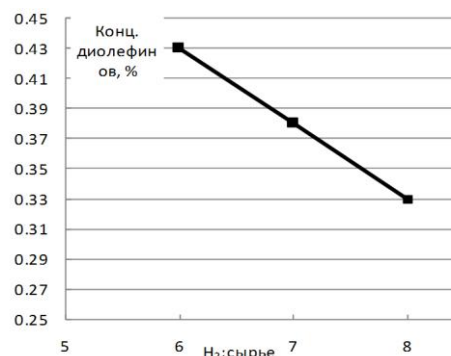


Рис.4 Зависимость выхода диолефинов от мольного соотношения водород : сырье

Показано, что повышение температуры приводит к увеличению выхода целевого продукта – олефинов. Повышение соотношения водород:сырье: приводит к уменьшению выхода побочного продукта процесса.

Программно реализованная модель процесса позволяет с достаточной точностью рассчитывать материальный и тепловой баланс реактора, а также исследовать влияние изменения различных технологических условий на эффективность проведения процесса. С использованием разработанной модели показано, насколько чувствителен процесс дегидрирования к изменениям состава сырья и технологических условий. Поэтому для поддержания требуемого выхода продукта необходимо проводить процесс при оптимальных условиях для данного типа сырья.

Работа выполнена в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. – 224 с.
2. Гартман Т.Н., Клушин Д.В. Основы компьютерного моделирования химико-технологических процессов. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2006. – 416 с.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Костенко А.В., Юрьев Е.М., Бесков В.С. Математическое моделирование каталитических процессов переработки углеводородного сырья // Катализ в промышленности. – 2008. – № 6. – С. 41–46.
4. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Сизов С.В., Ивашкина Е.Н. Разработка компьютерной моделирующей системы процесса дегидрирования n-парафинов C10-C13 // Известия Томского политехнического университета. – 2006. Т. – 309. – №5. – С.86–90.
5. Францина Е.В., Долганов И.М., Афанасьева Ю.И., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Разработка алгоритма для оценки кинетических параметров процесса дегидрирования парафинов C9-C14 и его программная реализация // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – т.315 – № 5. – С. 74–78.
6. Хурсан С.Л. Квантовая механика и квантовая химия. – Уфа: ЧП Раянов, 2005. – 164 с.

СОЗДАНИЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

А.А. Рыбкина¹, Е.В. Кирбижекова²

Научные руководители доцент О.Е. Мойзес¹, старший научный сотрудник И.В. Прозорова²
¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия
²Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Для России, как и для многих северных стран мира, проблемы улучшения низкотемпературных свойств нефти и нефтепродуктов и ингибирования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) являются одними из самых актуальных проблем в области транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам.

Одним из самых экономически эффективных и экологически безопасных способов улучшения низкотемпературных свойств нефтей является использование депрессорных и ингибирующих присадок. Депрессорные присадки комплексного действия представляют собой нефтерастворимые синтетические полимерные продукты, которые при введении их в небольших количествах в нефть с повышенным содержанием парафиновых углеводородов (ПУ) способны существенно изменять ее реологические свойства (температуру застывания, вязкость, напряжение сдвига) и предотвращать АСПО.

В качестве объектов исследования взяты нефти с высокими температурами застывания и различным содержанием парафиновых и смолисто-асфальтеновых компонентов (САК) (табл. 1).

Таблица 1

Компонентный состав нефтей

Нефть	Содержание, мас. %		
	Масла (в том числе n-УВ)	Смолы	Асфальтены
Фестивальная (скв. 258)	98,6 (8,2)	1,3	0,1
Арчинская	86,5 (6,6)	12,5	1,0
Герасимовская	83,6 (3,5)	11,5	4,9
Крапивинская	73,5 (9,0)	21,9	4,6
Мамуринская	72,7(16,1)	8,5	2,2
Майская	85,2(9,4)	4,5	0,1
Верхнее-Салатская	–	–	0
Альметьевская	81,3 (1,2)	15, 4	3,3

В качестве активных составляющих (полимеров) для депрессорных присадок были выбраны алкил(мет)акрилаты (Присадка 1) и полиолефины (Присадка 2). Полимеры растворяли в толуоле при соотношении 1:7. Эффективность действия присадок оценивали по изменению температуры застывания (Т_з) и динамической вязкости исходных нефтей.

Присадка 1 показывает значительную депрессию температуры застывания – около 30°C для нефтей Арчинского, Герасимовского и Крапивинского месторождений (табл. 2).

Концентрация Присадки 1 составила для исследуемых нефтей 0,15 % масс.. Для нефтей Фестивального, Майского, Альметьевского и Верхне-Салатского месторождений наиболее эффективно применение Присадки 2. Депрессия температуры составила от 6 °С (для Верхне-Салатской и Мамуринской нефтей) до 17 °С (для нефти Майского месторождения). Концентрация Присадки 2 составила 0,2 % масс.

Характерной особенностью новых разработок в области депрессорных присадок к нефтям является композиционный характер их состава (два или более компонентов активного вещества) и многофункциональность их действия. Разработки 2 – 4-х компонентных композиционных присадок имеют целью не только возможность использования синергетического эффекта, но и возможность достижения сбалансированных свойств присадки как по снижению температуры застывания и реологических характеристик, так и по увеличению степе-

Таблица 2
Температура застывания и динамическая вязкость исследуемых нефтей (значения динамической вязкости приведены при 20 °С)

Нефть	Температура застывания, °С	
	Исх. нефть	Нефть с присадкой
Арчинская	+6,0	-22,0
Фестивальная	+4,5	-16,6
Герасимовская	+3,5	-21,3
Крапивинская	-14,0	-44,5
Альметьевская	-28,0	-47,5
Мамуринская	+20,0	+14,0
Майская	+15,2	-2,4
Верхне-Салатское	+12,5	+5,5

ни ингибирования парафиноотложения. В этой связи наиболее привлекательны композиционные присадки, содержащие поверхностно-активные вещества. Поверхностно-активные вещества составляют отдельный класс ингибиторов парафиноотложения. Среди новых разработок в этой области следует отметить, что наиболее часто в качестве ПАВ используются моноалкиловые эфиры полиэтиленгликоля на основе первичных жирных спиртов («Синтанол»), оксиалкилированные аминсоединения («Дипроксамин», «Оксамин»).

Для увеличения депрессорного эффекта Присадки 2 были добавлены в состав последней ПАВ1 и ПАВ2, обладающие значительными диспергирующими свойствами. Они способны удерживать во взвешенном состоянии мелкие частицы зародышей парафиновых углеводородов и препятствуют выпадению АСПО на поверхности оборудования. Подобные ПАВ обладают помимо этого и антикоррозионными свойствами. Добавление ПАВ2 в концентрации 1,2 % масс. показывает депрессию температуры застывания нефти Майского месторождения на 5 °С по сравнению с образцом нефти с присадкой без добавления ПАВ2 и в общем на 22 °С по сравнению с исходной нефтью (табл. 3). Добавка концентрата ПАВ1 показывает депрессию на 3 и 20,5 °С соответственно.

Таблица 3
Влияние содержания добавки ПАВ1 и ПАВ2 в композиции на основе Присадки 2 на температуру застывания нефти Майского месторождения (температура застывания исходной нефти - $T_z = +15,2$ °С)

Содержание присадки в композиции на основе Присадки 2, масс. %	T_z , °С	Депрессия температуры ($T_{исх.} - T_{присадка}$), °С
ПАВ1 0	-2,4	17,6
0,24	-2,4	17,6
0,48	-1,1	16,3
0,72	-0,1	15,3
0,96	-2,0	17,2
1,2	-7,4	22,6
ПАВ2 0	-2,4	17,6
0,24	-5,3	20,5
0,48	-3,2	18,4

Температура ввода присадки в нефть является одним из основных факторов определяющих эффективность действия присадки. Это связано с тем, что непосредственным условием снижения температуры застывания в присутствии присадки, является необходимость разрушения исходной нефтяной дисперсной системы, перевод парафиновых углеводородов нефти в расплавленное состояние. Это необходимо для обеспечения более полного взаимодействия последних с присадкой и создания новой, стабильной нефтяной дисперсной системы, характеризующейся более низкой температурой застывания и улучшенными реологическими свойствами. Практические результаты по влиянию температуры ввода присадки на эффективность действия присадки представлены в табл. 4.

Таблица 4
Влияние температуры ввода Присадки 2 на температуру застывания нефти Майского месторождения (температура застывания исходной нефти - $T_z = +15,2$ °С)

Температура ввода, °С	T_z , °С	Депрессия температуры ($T_{исх.} - T_{присадка}$), °С
20	-7,4	22,6
30	-7,4	22,6
35	-7,6	22,8
40	-9,7	22,6
45	-8,1	24,9
50	-7,4	22,6

Показано, что оптимальный температурный диапазон ввода присадки в нефть Майского месторождения является 40 – 45 °С.

Работа выполнена в рамках проекта по г/к № 02.740.11.0645 (ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России», мероприятие 1.1).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Ю.А. Смышляева

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современные автомобильные бензины, представляют собой смеси компонентов, получаемых различными технологическими процессами. В бензинах в зависимости от углеводородного состава сырья и технологии получения может содержаться более 200 индивидуальных углеводородов различного строения, содержание которых, а также их взаимодействие между собой определяют свойства бензина.

В процесс приготовления товарного бензина вовлекается большое число компонентов: углеводородные потоки (прямогонный бензин, катализат, изомеризат, алкилат и т.д.), антидетонационные присадки (ФК-4, АДА, Нитес-3000 и др.) и добавки-оксигенаты (МТБЭ, ЭТБЭ, этанол).

Механизм повышения октанового числа базового бензина для различных компонентов неодинаков. Так, принцип действия вторичных продуктов переработки нефти (продукты процессов риформинга, изомеризации, крекинга) и оксигенатов основан на том, что октановое число смешения $ОЧ_{см}$ повышается за счет увеличения общего содержания высокооктановых компонентов. Основные трудности в расчете $ОЧ_{см}$ таких бензинов связаны с наличием межмолекулярных взаимодействия между компонентами смеси, которые вызывают отклонения $ОЧ_{см}$ от аддитивности.

Поскольку детонационная стойкость является характеристикой, напрямую зависящей от структуры молекул, поэтому октановые числа смешения можно представить в виде суммы двух составляющих: аддитивной и неаддитивной:

$$ОЧ_{см} = \sum_{i=1}^n ОЧ_i \cdot C_i + B, \quad (1)$$

где $ОЧ_{см}$ – октановое число смешения бензинов по исследовательскому или моторному методам; $ОЧ_i$ – октановое число i -го компонента товарного бензина, C_i – концентрация i -го компонента товарного бензина в масс. %, B – суммарное отклонение октановых чисел от аддитивности.

$$B = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=2}^n B_i B_j C_i C_j,$$

где B_i, B_j – величина, характеризующая склонность i -й (j -й) молекулы к межмолекулярному взаимодействию, которую можно выразить через дипольные моменты молекул:

$$B_i = \alpha D_i^n,$$

где α и n – коэффициенты, определяющие зависимость интенсивности межмолекулярных взаимодействий от дипольного момента D .

Для оценки и прогнозирования величины B_i были проведены расчеты дипольных моментов молекул углеводородов, входящих в состав товарных бензинов. Расчет был произведен методом Хартри-Фока (метод согласованного поля), с использованием пакета квантово-химических программ. Расчет дипольных моментов позволил определить удельные отклонения углеводородов, входящих в состав товарного бензина (табл. 1).

Таблица 1

Характеристики неаддитивности ароматических углеводородов

Углеводород	D	B _i
Толуол	0,37	0,902
Бензол	0,48	0,918
О-ксилол	0,51	1,005
М-ксилол	0,36	0,729
П-ксилол	0,06	0,104
Этилбензол	0,59	1,247
Пропилбензол	0,40	0,817
Изопропилбензол	0,85	1,854
1,2,3-триметилбензол	0,56	1,178
1,2,4-триметилбензол	0,30	0,598

С целью оценки адекватности математической модели (1) реальному процессу были проведены расчеты октановых чисел отдельных фракций по данным промышленных установок различных НПЗ (табл. 2).

Таблица 2

Октановые числа отдельных фракций нефти, перерабатываемой на Комсомольском НПЗ

Дата	ОЧ сырья			ОЧ стабильного катализата		
	Эксп.	Расч.	Δ	Эксп.	Расч.	Δ
07.04.2009	69,46	69,98	0,52	94,79	94,83	0,04
14.04.2009	68,58	69,22	0,64	94,62	94,69	0,07
21.04.2009	70,10	70,84	0,74	95,68	95,80	0,12
28.04.2009	68,24	68,68	0,44	95,25	95,76	0,51
05.05.2009	66,48	66,52	0,04	96,03	96,22	0,19
12.05.2009	71,09	71,68	0,59	98,89	99,69	0,80

Кроме углеводородных потоков в процессе компаундирования широко используются антидетонационные присадки (ферроцен и его производные, карбонильные соединения марганца, ароматические амины). Для повышения технико-экономической эффективности этого способа необходимо иметь математическую модель для расчета скорости изменения октанового числа от концентрации присадки.

Проведенный анализ экспериментальных данных для Октан-Максимум и Нитес-3000 выявил экспоненциальную зависимость октанового числа от концентрации присадки.

Полученное уравнение, описывающее зависимость октанового числа бензина от концентрации присадки, имеет следующий вид:

$$\text{ОЧ}_i = \text{ОЧ}_0 + \Pi \cdot \Delta \text{ОЧ}_{\max} \cdot (1 - e^{-K_{\text{эфф}} \cdot C_{\text{пр}}}) \quad (2)$$

$$C_{\text{пр}} = \frac{C_i}{C_{\max}},$$

где Π – величина, характеризующая приемистость разного типа топлива к присадке; $K_{\text{эфф}}$ – коэффициент эффективности присадки.

С использованием вышеприведенной модели (2) были получены различные варианты компаундирования потоков для получения товарных бензинов требуемых марок (табл. 3).

Таблица 3

Рассчитанные варианты компаундирования

Наименование	Плотность, кг/м ³	ИОЧ 92			ИОЧ 95		ИОЧ 98	
		I	II	III	I	II	I	II
Прямогонный бензин	713	10	20	15	0	0	0	0
Стабильный катализат	732	70	60	60	75	60	70	80
Н-бутан	400	5	5	5	5	5	5	5
Изопентан	600	5	5	5	5	5	5	5
Изомеризат	653	10	10	15	15	30	20	10
ФК-4, мг Fe/л	980	18	18	–	–	–	–	–
Нитес-3000, мг Мп/л	1380	–	–	18	–	–	–	–
АДА, %	970	–	1,5	1,5	1	1,5	1,5	1,5
МОЧ	–	83	83	84	86	87	88	88
ИОЧ	–	93	93	93	96	97	98	99

Предложенная модель позволяет рассчитывать октановые числа бензинов после узла смешения по моторному и исследовательскому методам. Данная модель может быть использована при разработке оптимальных рецептур приготовления бензинов требуемых марок. Для проверки модели на адекватность были проведены расчеты с использованием данных с промышленных установок, погрешность расчетов не превышает требования ГОСТ.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТИ И МЕХАНИЗМА ДЕЗАКТИВАЦИИ КАТАЛИЗАТОРОВ РИФОРМИНГА

Д.Д. Уваркина, М.С. Гынгазова

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтеперерабатывающая промышленность России сталкивается в настоящее время с рядом серьезных проблем. Одной из них является низкая глубина переработки нефти, по сравнению с зарубежными странами.

Каталитический риформинг один из основных процессов переработки нефти, используемый для производства высокооктановых компонентов моторных топлив, а так же ароматических углеводородов и водорода.

При риформинге основная цель состоит в превращении низкооктановых бензиновых компонентов в более высокооктановые. Процесс обычно применяется к бензиновым фракциям прямой перегонки. В процессе ри-

форминга происходит преобразование исходного сырья при одновременном воздействии на него, как высокой температуры, так и катализаторов [1–2].

Технологически процесс риформинга может быть реализован различными способами: с периодической, циклической и непрерывной регенерацией катализатора. В последние годы большинство новых установок риформинга сконструированы по технологии с непрерывной регенерацией катализатора. Существующие установки также реконструируют под процессы с движущимся слоем катализатора, если возможности завода позволяют это сделать. Процесс риформинга с непрерывной регенерацией катализатора позволяет проводить процесс при более высокой температуре и низком давлении, получать продукт с октановым числом до 108 пунктов и высоким выходом на сырье.

В современном процессе каталитического риформинга в основном используются бифункциональные и полиметаллические катализаторы, обладающие высокой активностью и селективностью. Двойственность функций катализатора объясняется его структурой: на основание, обладающее кислотной функцией (чаще всего оксид алюминия), наносится один или несколько металлов, обладающих основной функцией (к этим металлам относятся: платина, рений и другие) [1–2].

Известно, что целевые реакции идут в основном с поглощением тепла и при небольших давлениях. Повышенное давление используется для подавления побочных реакций и замедления процессов дезактивации [3–4].

В процессе риформинга исключительную роль играет дезактивация катализаторов. Она обусловлена тремя основными причинами: спекание, отравление, коксообразование. Технология процесса риформинга во многом продиктована требованиями, вытекающими из особенностей дезактивации и способов снижения ее влияния. По этой причине в литературе имеется огромное количество публикаций, посвященных дезактивации катализаторов риформинга.

Главную трудность в анализе и предвидении стабильности катализаторов риформинга составляет одновременное влияние различных явлений дезактивации. При этом отравление характеризуется наибольшей «непредсказуемостью», а наибольшее влияние оказывает коксообразование [5].

Механизм образования кокса сложный и изучен поверхностно. Он включает в себя множество процессов, которые зависят от многих факторов. Основные из них:

1. Состав сырья, содержание и структура углеводородов (алканов, алкенов, нафтеннов, ароматики, гетероциклических соединений, и т.д.), так же примеси (металлы, особенно Ni).

2. Свойства катализатора, зависящие от числа, типа и доступности активных центров, которые зависят в свою очередь от элементарных параметров, таких как состав, получение, размер пор и внутренняя структура катализатора.

3. Технологические условия, а именно время эксплуатации, расход сырья, давление и температура достойны внимания [6].

Исследование структуры и состава коксовых отложений является одной из важных задач при изучении особенностей протекания реакций в процессе риформинга. Нами были исследованы образцы промышленного Pt-Sn/Al₂O₃ катализатора: незакоксованный, регенерированный и закоксованный. Исследования проводились методами термогравиметрии и БЭТ.

По результатам ТГА (термогравиметрического анализа) среднее содержание кокса на катализаторе на выходе из реакторной зоны составляет 5 %. Причем коксовые отложения имеют рыхлую структуру, это так называемый аморфный кокс. Выгорание кокса данного типа происходит при температуре 490–520 °С. На восстановленном катализаторе содержание кокса колеблется в пределах 1–2,5 %.

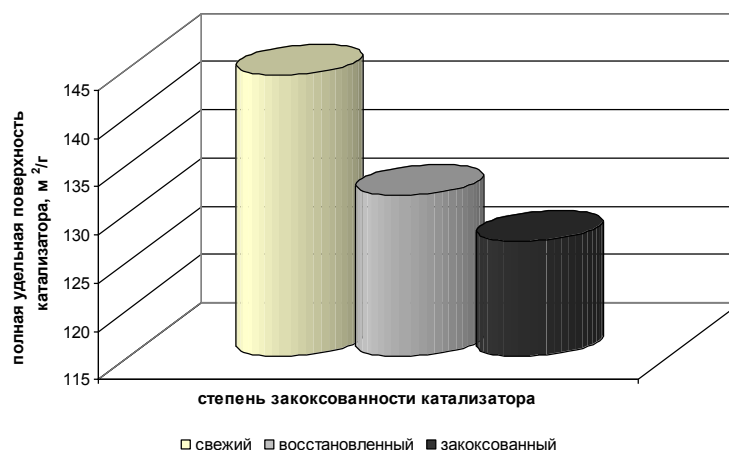


Рис. Результаты анализа удельной поверхности катализатора методом БЭТ

Анализ поверхности катализатора методом БЭТ (рис. 1) показал, что удельная поверхность катализатора существенно снижается в результате проведения большого числа регенераций, а для закоксованного катализатора имеет совсем низкие значения.

Исследование поверхности и механизма дезактивации катализаторов риформинга показали, что работа катализатора при оптимальной активности позволяет добиться низкого содержания кокса, причем кокс имеет рыхлую структуру, графитообразный кокс практически не образуется. Восстановление катализатора и его удельной поверхности происходит в процессе регенерации. Знание о составе и структуре кокса позволит дать рекомендации по оптимальному режиму регенерации катализатора. Поддержание оптимальных условий в реакторном блоке и регенераторе позволит контролировать процесс коксообразования и поддерживать концентрацию кокса на минимально возможном, а удельную поверхность катализатора на максимально возможном уровне.

Литература

1. Риформинг как способ получения бензинов с улучшенными характеристиками. <http://www.ref.by/refs/97/40580/1.html>
2. Д.И. Кирьянов, М.Д. Смоликов, В.В. Пашков, А.Г. Проскура, Е.В. Затолокина, И.Е. Удрас, А.С. Белый. Современное состояние процесса каталитического риформинга бензиновых фракций. Опыт производства и промышленной эксплуатации катализаторов риформинга серии ПР//Российский химический журнал. –2007. – Т. LI. – № 4. – С. 60–68.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. - Уфа: Гилем, 2002. – 672с.
4. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. - М.: Химия, КолосС, 2004.– 456 с.
5. Островский Н.М. Кинетика дезактивации катализаторов: Математические модели и их применение. – М.: Наука, 2001. – 334с.
6. M. Garcia-Dopico, A. Garcia, A. Santos Garcia. Modeling coke formation and deactivation in a FCCU//Applied Catalysis A: General 303. – 2006. – P. 245–250

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРЕРАБОТКИ ВЫСШИХ ОЛЕФИНОВ ПУТЕМ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В.А. Фетисова¹

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина²

¹ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Стадия алкилирования бензола высшими олефинами является завершающей при производстве линейных алкилбензолов (ЛАБ), применяемых в качестве сырья для получения базового компонента синтетических моющих средств – линейных алкилбензосульфонов.

Данная стадия характеризуется протеканием реакций образования как целевого продукта (ЛАБ), так и побочных (диалкилбензолы, дифенилалканы, непредельные моно- и диалкилбензолы) [1].

Технологический режим функционирования установки алкилирования в общем случае базируется на требованиях технологического регламента, разработанного лицензиаром технологии, в котором строго прописаны пределы изменения условий протекания процесса, при которых данное производство является безопасным. В то же время, при подборе того или иного технологического параметра, влияющего на эффективность процесса, в пределах указанных ограничений персонал заводов обычно руководствуется накопленным опытом и эмпирически полученными зависимостями изменения характеристик выходного продукта от изменения тех или иных условий.

Данный подход не принимает во внимание нестационарное протекание процесса в реакторе в силу рециркуляции регенерированного катализатора и не позволяет количественно оценить степень влияния того или иного фактора, что зачастую снижает выход и качество продукции относительно теоретически возможного и приводит к постоянному недополучению прибыли нефтеперерабатывающим предприятием. Наиболее полное представление о направлении, в котором может осуществляться повышение эффективности действующего производства, и что еще важнее, количественное выражение влияния различных факторов может быть получено только с использованием математической модели, адекватно реагирующей на изменение внешних условий.

С учетом того, что компонентный состав сырья достаточно сложен (присутствие примеси диолефинов, наличие различных изомеров олефинов) и не является постоянным (зависит от условий протекания предшествующих стадий производства), а также того факта, что процесс является каталитическим, построение математической модели такого процесса является нетривиальной задачей. В нашем случае построение модели включает составление схемы превращений (составление списка возможных реакций, проведение термодинамического анализа, определение лимитирующих стадий механизма основных реакций, составление детальной схемы превращений и ее формализацию), составление модели реактора алкилирования (создание кинетической модели, оценку корректности поставленной обратной кинетической задачи и сокращение числа независимых параметров модели, оценку гидродинамического режима в реакторе, учет конструктивных особенностей реактора алкилирования, составление материального и теплового балансов), идентификацию кинетических параметров модели (предварительную оценку с использованием косвенных методов, разработку алгоритма поиска, отбор и обработку экспериментальных данных с действующей промышленной установки алкилирования, поиск единственного решения обратной кинетической задачи, проверку полученной модели на адекватность). Заключительным этапом является получение и анализ количественных зависимостей влияния состава сырья и технологического режима проведения процесса на выход и качество продукции, технико-экономический анализ и прогнозирование процес-

сов алкилирования с различными типами катализаторов, подбор оптимальных условий проведения процесса с различным составом сырья.

Было выявлены следующие основные направления совершенствования работы действующих установок алкилирования, каждое из которых было исследовано путем проведения вычислительного эксперимента с использованием модели реактора алкилирования:

1 подбор оптимальных условий проведения процесса (температура, соотношение бензол/олефины) в зависимости от состава сырья с целью получения максимального количества продукта с сохранением допустимого качества;

2 влияние на работу предшествующих стадий производства с целью получения определенного состава сырья;

3 определение оптимального расхода катализатора, направляемого на регенерацию;

4 подбор режима работы колонны-регенератора катализатора;

5 подбор оптимальной конструкции реактора с заменой катализатора.

Далее рассмотрим более подробно задачу определения оптимального расхода катализатора, направляемого на регенерацию. Фтороводород, кроме своего каталитического действия, обладает свойством селективного экстрагирования тяжелых непредельных углеводородов из реакционно-продуктовой смеси при прохождении по реактору. Процесс экстракции протекает параллельно химическим процессам и приводит со временем к загрязнению катализатора, потере им каталитических свойств и ухудшению экстракции непредельных углеводородов. Ухудшение экстракции приводит, в свою очередь, к накоплению в продуктивном потоке непредельных алкилбензолов, что способствует повышению бромного индекса ЛАБ. Бромный индекс ЛАБ является нормируемым показателем качества алкилата и, согласно [2], для ЛАБ марки А не должен превышать 15 мг/100 г продукта. Для того чтобы избежать постепенного загрязнения катализатора и снижения качества алкилата, в производственных условиях осуществляется непрерывный отбор части катализатора на регенерацию. В колонне-регенераторе в качестве верхней фракции выделяется HF-кислота. Из куба этой колонны выводится экстракт (непредельные углеводороды) и подается на дальнейшую обработку (нейтрализацию). Регенерированная кислота возвращается на вход в реактор алкилирования. Степень чистоты циркулирующей HF-кислоты можно оценить как массовое соотношение регенерированной HF-кислоты к количеству выпускаемого ЛАБ. Согласно технологическому регламенту установки по получению ЛАБ, для получения качественного алкилата это соотношение должно находиться в пределах 0,5 – 1,6. Более высокое соотношение дает продукт с более низким бромным числом. При увеличении соотношения более 1,6 уменьшение бромного числа алкилата незначительно. Однако, как показано на рисунке 1, выбор оптимального соотношения HF на регенерацию/ЛАБ зависит от содержания диолефинов в исходном сырье.

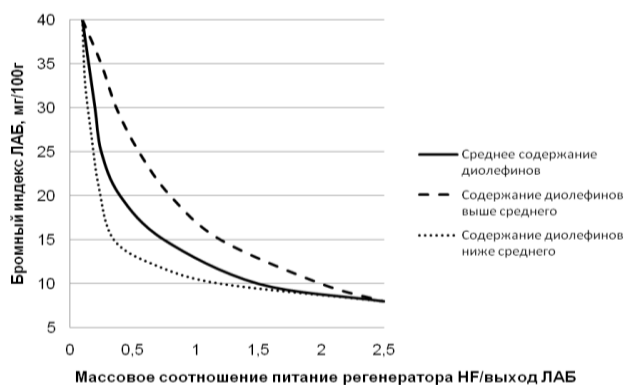


Рис. Зависимость доли катализатора, отводимого на регенерацию, от состава сырья

При малом содержании диолефинов требуется поддерживать сравнительно низкое соотношение для того чтобы получить алкилат приемлемого качества (с бромным числом 15 мг/100г и ниже). При высоком содержании диолефинов в сырье, требуется, напротив, поддерживать достаточно высокое соотношение HF на регенерацию/ЛАБ для поддержания качества алкилата в пределах нормы. При определении оптимального соотношения следует учесть тот факт, что выход значения бромного индекса ЛАБ за пределы нормы означает потерю прибыли предприятием за счет отсутствия продукции товарного качества, а завышенное соотношение HF/ЛАБ увеличивает нагрузку на колонну-регенератор и приводит к повышению затрат на подогрев питания колонны. Здесь следует отметить, что образование ненасыщенного алкилата связано количественно не только с содержанием диолефинов в исходном сырье, но и с режимом проведения реакторного процесса (температура, соотношение бензол/олефины). Поэтому только с применением моделирующей системы становится возможным определение оптимальной нагрузки на колонну-регенератор в зависимости от содержания диолефинов в исходной смеси и технологических условий, определяющих протекание целевых и побочных реакций в реакторе алкилирования.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. - М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. - 625 с.
2. Линейный алкилбензол ТУ 2414-038-04689375-95

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ОКИСЛЕНИЯ 2-ЭТИЛГЕКСАНАЛЯ ДО 2-ЭТИЛГЕКСАНОВОЙ КИСЛОТЫ

А.В. Хомяков, Е.Ю. Беляева, Ю.С. Кудымова
 ЗАО «Сибур-Химпром», г. Пермь, Россия

Исследование процессов жидкофазного окисления альдегидов – имеет большое практическое значение для химической технологии. Высокая реакционная способность альдегидов объясняется сравнительно низкими значениями энергии связи С-Н в карбонильной группе. Однако сложности воспроизводимости результатов обусловлены высокой чувствительностью процесса окисления к всякого рода микропримесям и загрязнениям.

Окисление альдегидов молекулярным кислородом в жидкой фазе протекает по цепному свободнорадикальному механизму, состоящему из последовательных и параллельных элементарных стадий зарождения, продолжения, разветвления и обрыва цепей. При жидкофазном окислении углеводородов наблюдаются периоды индукции, появляющиеся вследствие малой скорости зарождения свободных радикалов. Ускорить процесс окисления в начальный период можно физическим воздействием, а также использованием катализаторов [1].

На производстве бутиловых спиртов и 2-этилгексанола ЗАО «Сибур-Химпром» в качестве побочного продукта получается смесь следующего состава: 60 % масс. 2-этилгексаноля, 30 % масс. сложных эфиров, 10 % масс. неидентифицированных примесей. Окислением 2-этилгексаноля получается 2-этилгексановая кислота, реализуемая как товарный продукт. По существующей технологии конверсия альдегида составляет – 91,1 %, селективность – 68,4 %, выход кислоты – 62,2 %.

Нами было предложено проработать вопрос интенсификации процесса с целью улучшения технико-экономических показателей. Для этого были проведены эксперименты показывающие влияние различных технологических параметров на процесс окисления 2-этилгексаноля до 2-этилгексановой кислоты.

Исследования проводились на опытной установке, состоящей из сырьевой бюретки, дозирующего насоса, реактора объемом 185 см³, холодильника и сепаратора.

На рисунках 1–3 представлено влияние технологических параметров на основные показатели процесса.

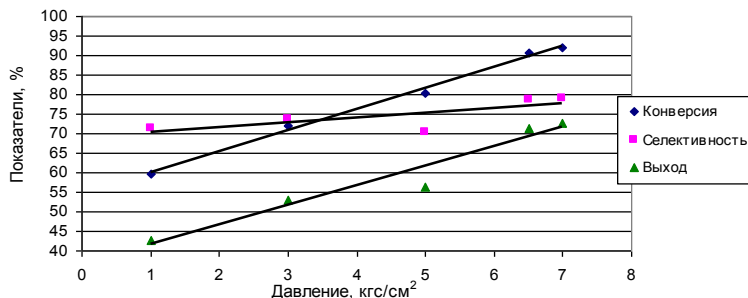


Рис. 1. Влияние давления на основные показатели процесса. Параметры режима эксперимента: температура 45 °С, объемная скорость по сырью 0,3 ч⁻¹, мольное соотношение альдегида С8 : О2 = 1 : 1,5

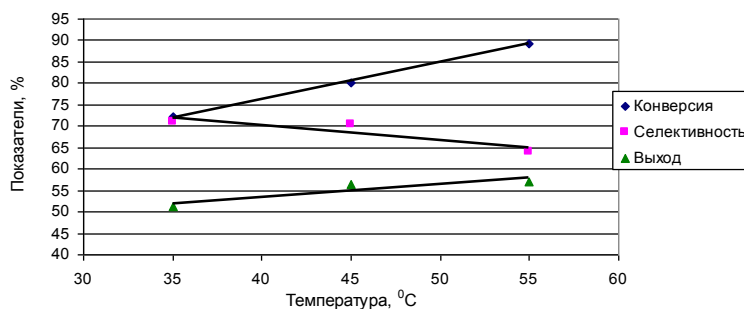


Рис. 2. Влияние температуры на основные показатели процесса. Параметры режима эксперимента: давление в реакторе 5 кгс/см², объемная скорость по сырью 0,3 ч⁻¹, мольное соотношение альдегида С8 : О2 = 1 : 1,5

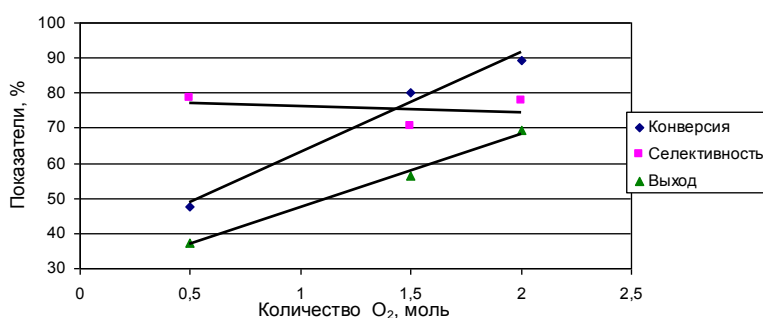


Рис. 3. Влияние мольного отношения альдегида C₈ : O₂ на показатели процесса. Параметры режима эксперимента: температура 45 °С, давление в реакторе 5 кгс/см², объемная скорость по сырью 0,3 ч⁻¹

Одним из важнейших путей увеличения скорости и селективности процесса окисления является использование гомогенных и гетерогенных катализаторов [1].

На основании данных [2–3] было принято решение провести окисление 2-этилгексаналя в присутствии гомогенного катализатора 2-этилгексаналя натрия. Для сравнения на этом режиме был проведен процесс некаталитического окисления. Результаты эксперимента приведены в таблице.

Параметры технологического режима: давление в реакторе 5 кгс/см², температура процесса 45 °С, объемная скорость по сырью 0,3 ч⁻¹, мольное отношение альдегида C₈:O₂=1:3.

Таблица

Результаты экспериментальных исследований

	некаталитическое окисление	каталитическое окисление
Конверсия, %	99,69	99,45
Селективность, %	75,09	88,88
Выход, %	74,78	86,30

Параллельно с описанными исследованиями были проведены эксперименты по окислению 2-этилгексаналя в присутствии гетерогенных катализаторов: образец № 1, палладийсодержащий; образец № 2 цеолит с редкоземельными металлами; образец № 3, содержащий платину, рений, кадмий; образец № 4, содержащий платину. Параметры технологического режима эксперимента: температура процесса 45 °С, давление в реакторе 3 кгс/см², объемная скорость по сырью 0,18 ч⁻¹, мольное отношение альдегида C₈ : O₂ = 1 : 1,5.

Для сравнения были проведены эксперименты на инертной насадке – кварце. На рисунках 4–6 приведены основные показатели процесса на разных катализаторах и кварце.

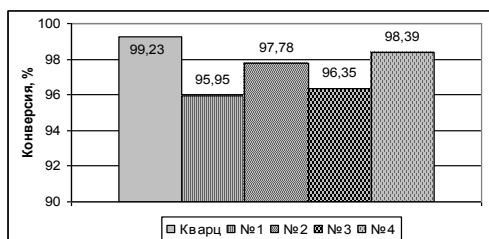


Рис. 4. Зависимость конверсии 2-этилгексаналя при его окислении на разных катализаторах и кварце

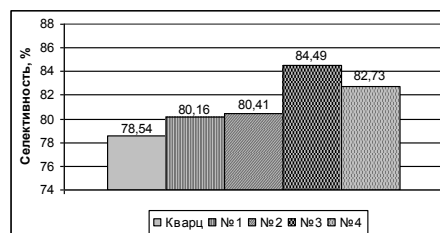


Рис. 5. Зависимость селективности процесса окисления 2-этилгексаналя от типа катализатора

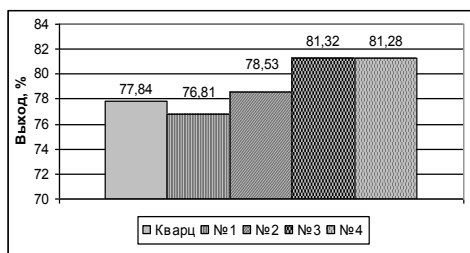


Рис. 6. Зависимость выхода 2-этилгексановой кислоты при окислении 2-этилгексаналя от типа катализатора

Проведенные исследования позволили оценить влияние различных параметров технологического режима (температура, давление в реакторе и мольное отношение альдегиды $C_8 : O_2$) на процесс окисления 2-этилгексаналя до 2-этилгексановой кислоты. Увеличение всех перечисленных параметров приводит к росту конверсии, но на селективность положительное влияние оказывает лишь увеличение давления. Более высокие температуры и расход воздуха стимулируют протекание побочных процессов, снижая селективность процесса.

Был исследован ряд катализаторов и выявлено, что большую каталитическую активность проявили катализаторы платиновой группы.

Литература

1. Мокрый Е.Н. Интенсификация процессов окисления альдегидов в жидкой фазе. – Львов: Вища школа, 1984. – 51 с.
2. Рыбаков В.А., Елькин А.Л. и др. Технология оксосинтеза и родственных процессов с участием окиси углерода. – Пермь: ЗАО «Сибур-Химпром», 2004 – С.186–187.
3. Kolena Jiri, Rubas Vlastimil. Zpusob vyroby technicke kyseliny 2-ethylhexanove. – Ceskoslovenska Socialisticka Republika, 1985.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕССЫ КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ В ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

К.А. Шакина

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Увеличение обводненности добываемой нефти приводит к снижению эффективности систем сбора и подготовки скважинной продукции, спроектированных и построенных в период начального освоения месторождений [2].

Важным технологическим процессом в нефтедобыче является промышленная подготовка нефти, которая представляет собой устойчивую водонефтяную эмульсию. Поэтому основным этапом промышленной подготовки углеводородного сырья является процесс обезвоживания [1]. Устойчивость эмульсий обуславливается присутствием в нефти тяжелых высокомолекулярных полярных компонентов (асфальтены, смолы и др.), которые, адсорбируясь на поверхности капель воды, образуют бронирующие оболочки и препятствуют их слиянию, укрупнению и оседанию. Следовательно, основу технологии обезвоживания нефтей составляют методы воздействия, направленные на снижение агрегативной устойчивости и разрушение бронирующей оболочки эмульсии [4].

Наиболее эффективным способом разрушения эмульсий является использование химических реагентов. Каплеобразование – один из основных этапов процесса отстаивания, чем эффективнее прошел процесс каплеобразования, тем эффективнее будет разделение эмульсии на нефть и воду при отстаивании в отстойной аппаратуре. Поэтому важно знать, как влияют различные технологические параметры на размеры, образующихся в потоке эмульсии капель и, в зависимости от этого, определять оптимальные диаметр и длину трубопровода, для получения капель нужного диаметра [3].

Целью данной работы является обработка и анализ экспериментальных данных по влиянию технологических параметров на процесс каплеобразования при движении эмульсии по трубопроводу.

Были проанализированы экспериментальные данные [1] влияния на показатели процесса каплеобразования следующих параметров: диаметра трубопровода ($D_{тр}$), расхода нефтяной эмульсии, поверхностного натяжения (σ) и длины трубопровода (рис. 1 – 3).

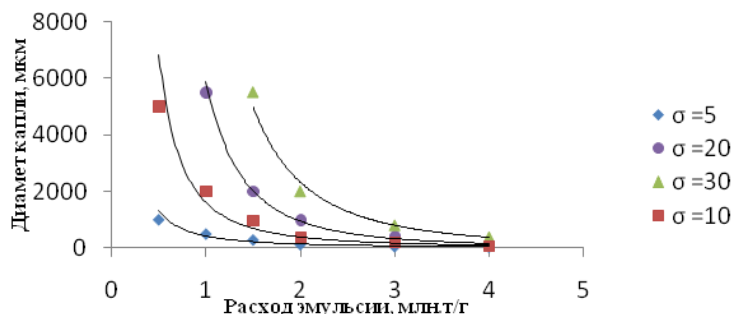


Рис. 1. Зависимость диаметра капли от расхода эмульсии ($D_{тр}=0,24м$)

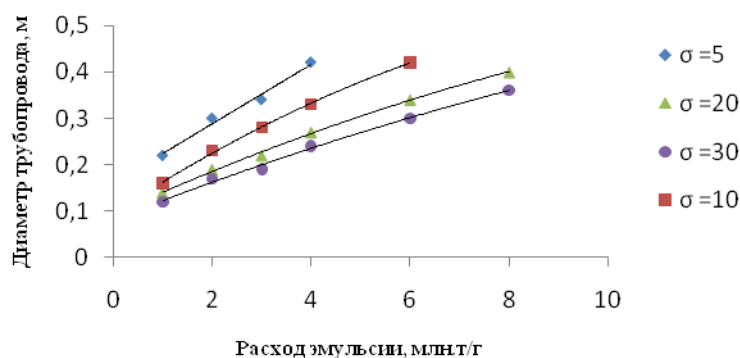


Рис. 2. Зависимость диаметра трубопровода от расхода эмульсии ($d_k=300$ мкм)

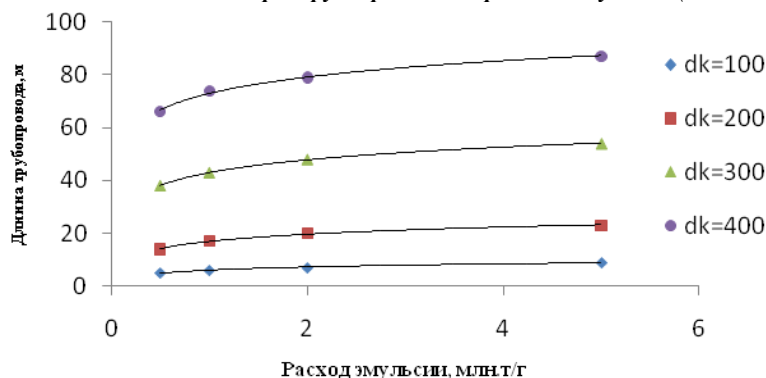


Рис. 3. Зависимость длины трубопровода от расхода эмульсии ($D_{тр} = 0,20$ м)

Размер капли, образующейся при движении эмульсии по трубопроводу, играет важную роль в процессе обезвоживания нефти. Обычно, процесс разделения эмульсии на нефть и воду наиболее интенсивно происходит при диаметре капель от 100 мкм до 400 мкм. Капли с диаметром >400 мкм неустойчивы, а капли с диаметром <100 мкм осадить достаточно трудно. Поэтому на производстве, перед тем как эмульсия попадет в отстойную аппаратуру, стремятся получить капли диаметром 100...400 мкм.

Одним из основных параметров, влияющих на процесс каплеобразования, является концентрация и тип деэмульгатора. Чем выше концентрация деэмульгатора, тем эффективнее происходит разрушение бронирующей оболочки и снижение поверхностного натяжения.

Анализ влияния расхода эмульсии на диаметр капли (рис. 1) показал, что с увеличением расхода эмульсии от 0,5 млн.т/г до 4 млн.т/г при $\sigma = 5$ дин/см диаметр капли уменьшается от 1000 мкм до 35 мкм. Это может быть обусловлено тем, что при увеличении расхода эмульсии, при прочих равных условиях, в трубопроводе изменяется режим течения и, соответственно, частота эффективного соударения капель.

Исследование влияния поверхностного натяжения на диаметр капли (рис. 1) показало что, с уменьшением поверхностного натяжения от 20 до 5 дин/см диаметр капли уменьшился с 5500 мкм до 300 мкм.

Анализ влияния расхода эмульсии на диаметр трубопровода (рис. 2) показал, что с увеличением расхода эмульсии должен увеличиваться диаметр трубопровода. Так, при увеличении расхода эмульсии от 1 до 8 млн.т/г для обеспечения капли диаметром 300 мкм, диаметр трубопровода должен увеличиться с 0,14 м до 0,42 м.

Важным параметром при промышленной подготовке нефти является длина трубопровода, в котором протекает процесс каплеобразования. Анализ зависимости длины трубопровода от диаметра капли (рис. 3) показал, что для увеличения диаметра капли от 100 мкм до 400 мкм, при прочих равных условиях длина трубопровода должна возрасти с 7 до 79 м.

На основании экспериментальных данных был построен ряд теоретических зависимостей, которые будут использованы при математическом моделировании процессов промышленной подготовки нефти.

Зависимость диаметра капли от расхода эмульсии при $\sigma=20$ дин/см:

$$y = 5900,5x^{-2,661}$$

Зависимость диаметра трубопровода от расхода эмульсии при $\sigma=20$ дин/см:

$$y = -0,002x^2 + 0,0574x + 0,0624$$

Зависимость диаметра трубопровода от расхода эмульсии при $d_k=300$ мкм:

$$y = 6,96 \ln(x) + 42,95.$$

Таким образом, анализ экспериментальных данных показал, что диаметр капли растет с увеличением диаметра трубопровода, при этом уменьшается длина секции необходимая для каплеобразования. Поэтому для наиболее эффективного протекания процесса коалесценции и, в дальнейшем, процесса отстаивания, необходимо

подбирать оптимальное сочетание параметров: диаметра трубопровода, расхода потока нефти, концентрации деэмульгатора.

Литература

1. Каспарьянц К. С. Промысловая подготовка нефти и газа. — М: Недра, 1973. — 376 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — Казань: ФЭН, 2000. — 416с.
3. Хуторянский Ф.М., Потапочкина И.И., Антоненко Т.А., Воронина Н.А., Костина Г.В., Алексеев О.В., Сулягин Д.Н. Геркулес 1603. Новый нефтерастворимый деэмульгатор отечественного производства // Мир нефтепродуктов. —2003. — №3. — с. 11.
4. Шаймарданов В.Х., Масленников Е.П., Лоскутова Л.В. Некоторые особенности обработки нефти реагентами-деэмульгаторами и их влияние на качество сточной воды// Технология нефти и газа. — 2007. — № 2.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА БЕНЗИНОВ Л-35-11/450К КОМСОМОЛЬСКОГО НПЗ

Е.С. Шемерянкина

Научный руководитель профессор Э. Д. Иванчина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение октановых характеристик товарных автомобильных бензинов осуществляется, в основном, за счет процесса каталитического риформинга. Данный процесс обеспечивает низкую себестоимость продукта и занимает центральное место на производстве высокооктановых автомобильных бензинов [1]. Следовательно, необходимо тщательно подходить к вопросам повышения эффективности данного процесса, так как это приведет не только к снижению экономических затрат, но и позволит увеличить качество продукта. Увеличение эффективности промышленных установок проводится при помощи оптимизации параметров процесса, что позволяет увеличить октановое число, выход риформата, а также длительность работы катализатора.

Целью данной работы являлся мониторинг и оптимизация процесса каталитического риформинга прямой фракции 85–180 °С на установке Комсомольского НПЗ Л-35-11/450К с помощью компьютерной моделирующей системы «Активность», разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики для мониторинга и прогнозирования промышленных установок каталитического риформинга. Основное достоинство данной системы заключается в том, что она позволяет повысить эффективность данного процесса методом математического моделирования. Математическая модель, которая лежит в ее основе, построена с учетом механизма и кинетики превращений углеводородов на поверхности катализатора, то есть на основе физико-химических закономерностях процесса риформинга. С помощью данной компьютерной моделирующей системы был произведен расчет текущей и оптимальной активности платинового катализатора PR-9, скорости его дезактивации, а также было исследовано влияние состава сырья на активность катализатора. Расчеты были выполнены за 6-ой цикл работы катализатора на установке каталитического риформинга Л-35-11/450К Комсомольского НПЗ, а именно в период с 07.04.2009 до 16.11.2010г.

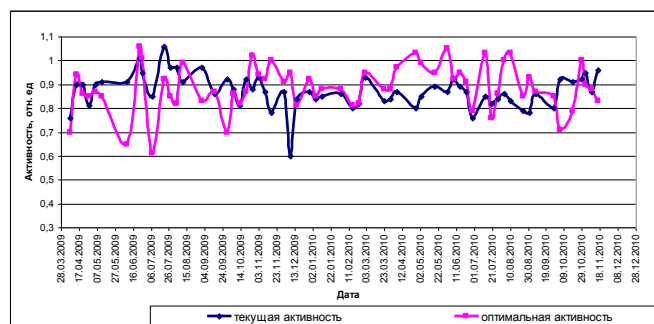


Рис. 1. Соотношение текущей и оптимальной активности катализатора установки Л-35-11/450К

Выполненный расчет показал, что изменение текущей активности носит колебательный характер (рис. 1), так как это вызвано изменением состава и расхода сырья. Однако значения активности довольно высоки, что свидетельствует о качественно выполненной регенерации катализатора. Кроме того, на протяжении всего периода значение текущей активности отличалось от оптимальной. Это нашло отражение на выходе основного продукта — стабильного катализата (рис. 2). Так как на протяжении этого времени селективность процесса не всегда являлась оптимальной.

При рассмотрении изменения концентрации кокса на поверхности катализатора в течение цикла (рис. 3) очевидно то, что характер кривой коксонакопления связан с изменением активности (рис.1), то есть также имеет три ступени: интенсивное коксонакопление; умеренное; по экспоненциальной кривой. Так, можно сделать вывод о том, что концентрация кокса стремительнее увеличивается при текущем режиме работы катализатора, чем при оптимальном. Следовательно, наиболее выгодно с точки зрения коксонакопления проводить процесс при оптимальной активности.



Рис. 2. Выход стабильного катализатора при работе установки на текущей и оптимальной активности катализатор

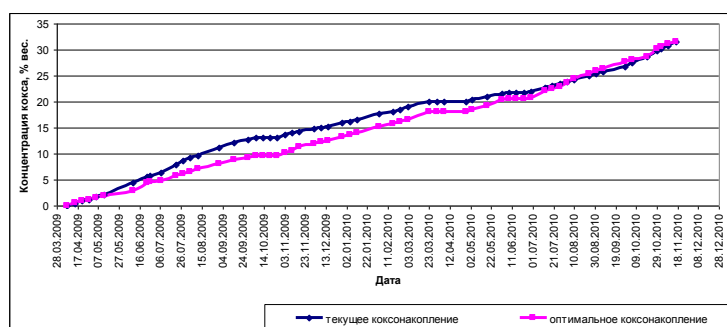


Рис. 3. Изменение концентрации кокса на катализаторе со временем при работе установки на текущей и оптимальной активности

Сравнивая зависимости по активности (рис. 1) и по коксонакоплению (рис. 3) видим, что значения текущей и оптимальной активности приблизительно равны. Это говорит о том, что в процессе наблюдается равновесие между реакциями коксообразования и гидрирования аморфного кокса значит. Данный режим ведения процесса каталитического риформинга способствует долгосрочной работе катализатора и увеличению межрегенерационного периода.

Работа установки каталитического риформинга при оптимальной активности обеспечит максимальную длительность рабочего цикла для данного катализатора, а также обеспечит максимальную селективность процесса и увеличит суммарный выход продукта.

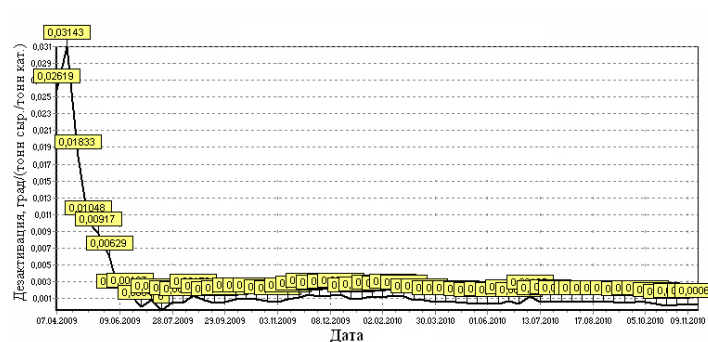


Рис. 4. Изменение скорости дезактивации со временем

Также в рамках данной работы был изучен процесс дезактивации катализатора (рис. 4). Падение скорости дезактивации в самом начале сырьевого цикла вероятно связано с тем, что этот этап соответствовал моменту вывода установки на стационарный режим после очередной регенерации. Именно это привело к падению скорости дезактивации катализатора. После вывода установки на стационарный режим скорость дезактивации катализатора оставалась практически на одном уровне. Это свидетельствует о равномерной динамике формирования коксовых отложений и уровне текущей активности близкой к оптимальной.

По результатам проделанной работы можно сделать следующие заключения:

1. На дезактивацию катализатора в значительной мере влияет отклонение текущей активности от оптимальной.

2. Снижение скорости дезактивации должно обеспечиваться постоянным расчетом и поддержанием оптимальной активности работающего катализатора, что возможно только с применением интеллектуальной компьютерной моделирующей системы,

3. Контроль текущей активности катализатора позволяет вовремя выявить и устранить причины её изменения.

Таким образом, применение компьютерной моделирующей системы позволяет решать задачи мониторинга, оптимизации процесса риформинга и, как следствие, повышать эффективность работы промышленных установок.

Литература

1. Кравцов А. В., Иванчина Э. Д. Компьютерное прогнозирование и оптимизация производства бензинов. Физико-химические и технологические основы. – Томск: СТТ, 2000. – 192 с.

Секция 11

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Подсекция 2

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕ – И ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ

В.И. Ерофеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность России, несмотря на огромные запасы углеродсодержащего сырья всех видов, сильно отстают от своих основных конкурентов как по уровню реализуемых технологий, так и по степени использования 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. Наибольшее отставание наблюдается в части глубины переработки нефти. В среднем глубина переработки нефти в РФ около 72 %, в США – 92 – 93 %. 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].

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 технологий 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 промышленности России стоит также ряд серьезных задач, связанных с изменением структуры и географии отрасли в мире. На рынках химической и нефтехимической промышленности России стоит также ряд серьезных задач, связанных с изменением структуры и географии отрасли в мире.

мической 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.

ГИДРОКОНВЕРСИЯ РАФИНАТОВ (RHC) – КАК ОДИН ИЗ ПРОЦЕССОВ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОИНДЕКСНЫХ МАСЕЛ

С.А. Антонов, С.А. Новиков

Научный руководитель профессор Н.Н. Томина

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Для производства смазочных масел в последний период во всем мире характерны две основные тенденции: повышение требований к качеству масел и ухудшение сырьевой базы для их производства.

Повышение требований к эксплуатационным свойствам масел связано с интенсивным развитием различных видов техники и экологическими аспектами. По классификации API [1], базовые масла II и III групп должны содержать менее 0,03 % мас. серы, 90 и/или более мас % насыщенных соединений. Для II группы масел индекс вязкости должен находиться в пределах от 80 до 120, а для III группы быть более 120.

Ухудшение сырьевой базы объясняется увеличением доли сернистых, высокосернистых и смолистых нефтей в общем объеме переработки и, соответственно, необходимостью вырабатывать масла требуемого качества из менее благоприятных видов сырья.

Традиционная технология производства масел из нефтяного сырья основана на очистке его от нежелательных компонентов с помощью селективных растворителей. При такой технологии выход масел и их качество жестко связаны с составом и свойствами перерабатываемого сырья. Поэтому при существенном ухудшении состава и свойств сырья возникла проблема выхода и качества масел. Качество масел улучшается при углублении очистки сырья селективными растворителями, однако это влечет за собой снижение выхода рафината. Для решения задач производства высокоиндексных масел возникла необходимость в модернизации технологии, в создании процессов, позволяющих активно влиять на химический состав и свойства получаемых масел [2].

Компанией Exxon Mobil разработана относительно недорогая технология гидроконверсии рафината RHC (Raffinate Hydroconversion) селективной очистки масляных дистиллятов. Процесс призван оптимизировать использование существующей инфраструктуры, включая установки экстракции растворителем, и тем самым снизить капитальные затраты [3]. Цель процесса – увеличение индекса вязкости, снижение испаряемости по NOAK, увеличение содержания насыщенных углеводородов, улучшение цвета базовых масел в сочетании с соблюдением требований спецификаций по токсичности, а также с увеличением производства базовых масел.

По существующей схеме на стадии вакуумной перегонки газойль разделяется на узкие фракции, каждая из которых в конце поточной схемы дает только один конечный продукт, что является преимуществом по сравнению с использованием широкой фракции. Полученные дистилляты направляются на селективную очистку, тем самым облегчается задача последующего гидрокаталитического процесса, так как создаются возможности использовать более низкие температуры и давления, применять более селективные катализаторы, обеспечивающие более высокий выход продукта. При этом требуется меньший расход водорода и более низкое его соотношение с сырьем.

Гидроконверсия рафината происходит в двух реакторах гидроподготовки с одним слоем катализатора и в одном реакторе гидрогидрофинишинга (RHF) также с одним слоем катализатора. В процессе гидроподготовки обеспечивается требуемое увеличение индекса вязкости и удаление серы и азота. Рабочее давление в системе составляет 5 МПа. Стадия гидрофинишинга осуществляется при более низких температурах по сравнению со стадией гидроподготовки рафината, чтобы обеспечить удаление остаточных ароматических соединений и добиться хорошей стабильности базовых масел. Поток с установки RHC затем фракционируется в вакуумных отпарных колоннах для обеспечения соответствия требованиям спецификаций по летучести и вязкости. Изменение физико-химических свойств сырья и продукта установки RHC представлено в табл. 1.

На конечной стадии масляные фракции из промежуточного парка направляются на депарафинизацию растворителями.

Глубина экстракции сильно влияет на эффективность процесса РНС и экономические показатели всей производственной программы. Индекс вязкости подаваемого рафината намеренно снижается по сравнению со значением, обеспечиваемым при получении обычных базовых масел группы I, что приводит к повышению выхода продукта и производительности установки в целом. Увеличение объема подаваемого рафината позволяет компенсировать снижение выхода из установки РНС, на которое приходится идти для обеспечения соответствия заданным критериям качества [4].

Таблица 1

Изменение свойств рафинатов в процессе РНС

Рафинат	Средневязкий	Средневязкий после РНС	Вязкий	Вязкий после РНС
Кинематическая вязкость, при 100°C	5,06	4,62	9,54	7,86
Плотность при 15°C, г/см ³	0,869	0,851	0,877	0,864
Содержание серы, мас. %	0,57	0,00	0,59	0,00
Фракционный состав, °С*				
5%	394	387	447	399
50%	429	426	489	483
99,5%	484	481	567	562

*Разгонка при помощи газовой хроматографии ASTM D-2887.

Получаемый в процессе РНС продукт содержит меньшее количество веществ, ухудшающих цвет, стабильность, повышающих токсичность, поэтому возможно использование простой заключительной стадии разделения без сепарации промежуточных продуктов. Содержание насыщенных соединений в базовом масле в начале рабочего цикла достигает 99% (по методу Eххон FLS — жидкостная хроматография высокой разрешающей способности) и очень медленно снижается в процессе работы установки. В реакторе доочистки продукт стабилизируется и затем фракционируется для удовлетворения требований спецификаций по испаряемости. Выход продуктов, получаемых в процессе РНС представлен в таблице 2.

Конечные продукты (после сольвентной депарафинизации) известны на рынке под кодовым обозначением ЕНС™ хх, где ЕНС означает “Еххон Hydro-Converted”, а две цифры хх, следующие за «ЕНС™», служат в качестве условного обозначения вязкости в мм²/с при 100°C. Продукты с кодовым обозначением ЕНС™, полученные с помощью технологии РНС, отвечают требованиям, предъявляемым к базовым маслам группы II по классификации API, однако они характеризуются более высоким индексом вязкости и более низкой испаряемостью в сравнении с традиционными маслами этой группы [2].

Таблица 2

Выход продуктов на установке РНС

Наименование продукта	Выход, % мас.	
	Средневязкий	Вязкий
Рафинат		
Нафта (90°C –129°C)	0,6	0,4
Керосин (130°C –289°C)	5,1	3,8
Дизтопливо (290°C-масляная фракция)	6,9	4,0
Базовые масла	87,4	91,8

Eххон Mobil реализует проект с использованием разработанной технологии на НПЗ в Baytown, США, имеющем маслблок. Процесс РНС хорошо вписывается в работу последнего без потерь продукции во время замены катализатора [4].

Возможно осуществить интеграцию процессов гидроконверсии рафината (РНС) и селективной гидроизомеризации (MSDW) также лицензируемой компанией Eххон Mobil. В случае сочетания с селективной гидроизомеризацией MSDW процесс гидроконверсии рафината называют гидроподготовкой рафината (RHT). Объясняется это тем, что оперативные условия в этом случае несколько отличаются от варианта, в котором используется сольвентная депарафинизация [5]. Перевести схему РНС в RHT/MSDW можно добавлением в реакционную секцию колонны высокого давления для выделения H₂S и NH₃ и реактора селективной гидроизомеризации MSDW [4].

При работе по варианту RHT/MSDW рафинаты сначала подвергаются гидроподготовке в реакторе RHT с несколькими слоями катализатора, в результате которой содержание серы и азота практически сводится к нулю, после чего поступают в сепаратор высоко давления, для удаления сероводорода и аммиака, далее подвергаются гидродепарафинизации в реакторе MSDW, а затем проходят гидродоочистку для стабилизации базового масла в третьем реакторе RHF.

На всех стадиях процесса используются катализаторы, разработанные компанией Eххон Mobil. Продукты затем фракционируются так, чтобы они соответствовали стандартам по температуре вспышки и летучести. Использование этих процессов позволяет получать прозрачные продукты, отличающиеся содержанием насыщенных углеводородов не менее 99% с выходами более высокими, чем выходы продуктов при использовании процессов гидроконверсии РНС с последующей сольвентной депарафинизацией. Однако, в случае использования схемы RHT/MSDW/RHF, нельзя одновременно производить парафины [3].

Литература

1. Производство базовых масел компанией "Exxon Mobil". Экспресс информация. Переработка нефти и нефтехимия, 2002, № 5-6.
2. Шабалина Т.Н., Каминский С.Э. Гидрокаталитические процессы в производстве масел. Самара: ГУП. Издательство Самарский государственный технический университет, 2003. 56 с.
3. Новые разработки в области смазочных материалов на минеральной и синтетической основе. Информационно-аналитический материал. / ОАО ЦНИИТЭнефтехим – М.: 2001.
4. Гидрогенизационное облагораживание нефтяного сырья с целью совершенствования технологии производства смазочных масел. Тематический обзор. В.З. Злотников, М.З. Розенштейн, С.П. Рогов и др. М: ЦНИИТЭнефтехим, 1986.
5. Процесс гидроконверсии рафинатов селективной очистки масел (RHC) компании "Exxon". Экспресс информация. Переработка нефти и нефтехимия, 2001, №1.

МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ, ПОЛУЧЕННЫХ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИЙ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА

Л.С. Богданова, А.А. Мананкова, А.А. Троян

Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При пиролизе нефтяного сырья наряду с целевыми газообразными углеводородами образуются побочные жидкие продукты пиролиза (ЖПП), состав и выход которых зависит от параметров процесса и природы сырья. Квалифицированное использование ЖПП является необходимым условием обеспечения рентабельности и безотходности технологии пиролиза [3]. Одним из направлений переработки ЖПП является получение нефтеполимерных смол (НПС) – олигомерных продуктов с молекулярной массой от 500 до 2500 у.е., получаемых сополимеризацией непредельных углеводородов ЖПП. НПС в настоящее время используют как заменители дефицитного натурального сырья в лакокрасочной, резиновой, целлюлозно-бумажной отраслях промышленности. Специфика применения НПС обусловлена их способностью к пленкообразованию, высокой температурой размягчения, совместимостью с окисированными растительными маслами, водостойкостью.

Основной недостаток НПС – низкая адгезия и высокая окисляемость покрытий, что обусловлено высокой непредельностью смол и отсутствием функциональных групп в их структуре. Одним из перспективных направлений улучшения характеристик НПС и покрытий на их основе является введение полярных групп в структуру молекулы.

Наиболее доступным методом химического превращения является карбоксилирование, осуществляемое взаимодействием смол с непредельными карбоновыми кислотами и их ангидридами [2, 4]. Возможно также окисление НПС кислородом воздуха, перекисями и гидроперекисями. Данные методы, однако, не являются достаточно селективными, требуют затрат, приводят к образованию сточных вод и побочных продуктов.

Методами эффективного введения кислородсодержащих групп по двойной связи является озонирование. Реакция протекает в мягких условиях, не требуют применения катализаторов и не сопровождается образованием отходов. Внедрение в структуру НПС полярных групп увеличивает возможность целенаправленного химического превращения с целью получения практически важных продуктов на их основе.

Таким образом, озонирование НПС приводит к существенному изменению их функционального состава, появлению пероксидных, карбоксильных, карбонильных групп, что позволяет использовать их для дальнейшей модификации и расширения ассортимента смол. Озонированные смолы, благодаря улучшенным адгезионным и эластическим характеристикам, могут быть использованы для получения лакокрасочных материалов с высокими прочностными характеристиками покрытий на их основе [1, 5].

Целью данной работы является изучение закономерностей взаимодействия НПС с озоном и возможности вторичной модификации озонированных смол этаноламинами.

Таблица 1

Индивидуальный состав фракций ЖПП, %

Компоненты	НПС _{ЦФ}	НПС _{ДФ}	НПС _{С9}
Циклопентадиен	14,15	5,3	4,2
Бензол	10,75	7,3	3,3
Толуол	6,97	4,2	6,8
Этилбензол	2,31	0,8	6,5
м-, п-Ксилолы	2,01	1,0	19,3
о-Ксилол, стирол, кумол	1,00	1,0	23,4
Дициклопентадиен	37,32	62,4	13,9
Инден	19,2	13,7	9,6
Димер-метил-дициклопентадиена	1,94	1,6	3,2
Неидентифицированные	4,35	2,7	9,8
Всего	100,00	100,00	100,00

Объектами исследования являются НПС, полученная каталитической полимеризацией непредельных соединений, циклопентадиеновой (НПС_{ЦФ}), дициклопентадиеновой фракций (НПС_{ДФ}) и фракции С₉ (НПС_{С9}) ЖПП в присутствии системы TiCl₄-Al(C₂H₅)₃. Индивидуальный состав фракций определен ГЖХ представлен в таблице 1.

Свойства исходных смол представлены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики НПС_{ЦФ}, НПС_{ДФ}, НПС_{С9} и покрытий, полученных на их основе

Характеристика	НПС _{ЦФ}	НПС _{ДФ}	НПС _{С9}
Бромное число, г Br ₂ /100 г	99,7	85,0	40,0
Кислотное число, мг КОН/г	1,0	1,0	1,0
Температура размягчения (по КиШ), °С	Не плавкая	70	67
Молекулярная масса, у. е.	400	300	450
Цвет 50 %-го раствора в ксилоле, мг I ₂ /100 мл	50	280	900
Адгезия, балл	1	3	4
Прочность при ударе, см	43	4	<3
Прочность при изгибе, мм	3	20	20

Для исследования состава НПС, т.е. характера и сочетания предельных, непредельных и ароматических фрагментов, использовали методы ЯМР ¹H-спектроскопии и ИК-спектроскопии. В ЯМР ¹H-спектрах НПС выделяли протоны шести типов с определенными значениями химического сдвига δ (м. д.) и определяли значение нормализованной интегральной интенсивности (таблица 3).

Таблица 3

Значение нормализованной интегральной интенсивности I протонов (%)

Тип протона (δ, м.д.)	НПС _{ЦФ}	НПС _{ДФ}	НПС _{С9}
A (6,2-8,0) – ароматические	0,97	0,5	23,4
B (4,0-6,2) – олефиновые	20,34	13,5	7,0
C (2,0-3,6) – метиленовые и метиленовые в α-положении к ароматическому кольцу; в α-положении к олефиновым протонам	42,72	27,9	35,5
D (1,5-2,0) – метиленовые парафинов и нафтен	26,27	24,6	15,0
E (1,05-1,5) – метиленовые парафинов и нафтен	6,72	22,1	16,1
F (0,5-1,05) – метильные	2,98	11,1	9,7

По совокупности данных ИК- и ЯМР ¹H-спектроскопии установлено, что в структуре НПС_{С9} содержится большое количество протонов ароматических фрагментов (23,4 %), незначительная разветвленность основной парафиновой цепи – число протонов групп СН₃ – 9,7 %. Количество протонов непредельных фрагментов составляет – 7,0 %. О содержании алкильных заместителей в α-положении к ароматическому кольцу можно приблизительно судить по величине интегральной интенсивности сигнала в диапазоне химических сдвигов 2,0–3,6 м. д., но однозначно определить тип замещения в ароматическом кольце затруднительно. Характер ЯМР ¹H-спектра НПС_{С9} согласуется с данными, полученными ИК-спектроскопией. Наличие в спектре сильной полосы поглощения при 2930 см⁻¹ и полосы средней интенсивности при 1450 см⁻¹, относящихся, соответственно, к валентным и деформационным колебаниям в группах СН₂, а также слабой полосы поглощения в области деформационных колебаний в группах СН₃ (1370 см⁻¹) свидетельствуют о незначительной разветвленности углеводородных цепей. Присутствие ароматической группы обнаруживается по полосам поглощения сильной интенсивности (1600, 1500 см⁻¹). Наличие специфической группы полос в области 1600–2000 см⁻¹ соответствуют оборотам группы СН в олигомерных блоках полистирольного типа. Малая интенсивность полос поглощения в области деформационных (830–1000 см⁻¹) и валентных (1600–1690 см⁻¹) колебаний в группах со связью –С=С не позволяют однозначно судить о характере непредельности молекул НПС_{С9}. В структуре НПС_{ДФ} и НПС_{ЦФ} практически не содержится ароматических фрагментов (0,5, 0,97 %), однако значительно больше, по сравнению с НПС_{С9}, фрагментов с непредельными связями (13,5, 20,4 %). Значительное содержание протонов в интервале химического сдвига 2,0–3,6 м. д., в который попадают сигналы от мостиковых протонов 1-метилнорборнена и норборнана, а также сигналы протонов находящихся в α-положении к непредельным связям, свидетельствует об определяющем вкладе дициклопентадиеновых фрагментов в структуре сополимера. В ИК-спектрах НПС_{ДФ} и НПС_{ЦФ} практически отсутствуют полосы поглощения, соответствующие колебаниям групп в ароматическом кольце.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что НПС представляет собой олигомерные продукты. Характеристики покрытий полученных на основе НПС имеют низкие показания, что не позволяет использовать их в качестве компонентов лакокрасочных материалов без дополнительной модификации. Значительное содержание непредельных фрагментов дает возможность проводить модификацию НПС с использованием озона-кислородной смеси. Взаимодействие озона с ненасыщенными связями включает ряд последовательных превращений: 1,3-диполярное циклоприсоединение озона к двойным связям с образованием 1,2,3-триоксолонов, их распад на карбонильные соединения и карбонилосиды, 1,3-диполярное циклоприсоединение промежуточных соединений с образованием 1,2,4-триоксолонов. В данном случае озонирование позволит ввести в состав смолы различные полярные группы (озонидные, карбоксильные, карбонильные), а взаимодействие озонированной НПС с этаноламинами приведет к образованию в структуре смолы дополнительных функциональных групп [6, 7].

Литература

1. Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И., Троян А.А. Озонирование алифатических нефтеполимерных смол // Известия вузов. Химия и химическая технология. – 2003. – Т. 46. – № 2. – С. 43–45.
2. Братичак М.М., Ромашко І.С., Політікова Л.Г., Мітіна Н.Е. Нафтополімерні смоли з функціональними групами. Синтез, властивості, застосування // Хім. пром-сть України. – 2006. – № 3. – С. 8–11.
3. Ермизин К.В., Бондалетов В.Г., Ляпков А.А., Бондалетова Л.И., Троян А.А., Ионова Е.И., Мананкова А.А., Манжай В.Н. Получение широкого ассортимента углеводородных олигомеров на основе кубовых продуктов колонны К-27 установки ЭП-300//Химическая промышленность. – 2009. – Т. 86. – № 6. – С. 304–313.
4. Ермилова Т.А. Маленизированные нефтеполимерные смолы и лакокрасочные материалы на их основе: дис. ... канд. хим. наук. – Ярославль: НИПИ лакокрасочной промышленности, 1991г. – 135 с.
5. Троян А.А., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Озонирование ароматических нефтеполимерных смол // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 3. – С. 73–77.
6. Щеглова Н.М. Модификация нефтеполимерной смолы озоном, исследование продуктов термического разложения и взаимодействия с аминами//Химия и химическая технология в XXI веке: Тезисы VII всероссийской научно-практической конференции студентов и аспирантов. – Томск, 2006. – С. 246.
7. Щеглова Н.М. Модификация нефтеполимерной смолы озоном и диэтаноломином//Химия и химическая технология в XXI веке: Тезисы VII всероссийской научно-практической конференции студентов и аспирантов. – Томск, 2006. – С. 247.

СОВМЕСТНАЯ КОНВЕРСИЯ ПНГ И МЕТАНОЛА НА ЦЕОЛИТАХ ТИПА MFI, СИНТЕЗИРОВАННЫХ С РАЗНЫМИ ТЕМПЛАТАМИ**Г.С. Боженкова**

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

В последние годы наметился определенный интерес к изучению процесса совместной конверсии метанола и углеводородов в олефины и компоненты моторного топлива. Исследования последних лет показали, что ароматизация парафинов C_2-C_5 с наибольшей селективностью протекает на цеолитсодержащих катализаторах, а в процессе конверсии метанола микропористые цеолиты типа MFI повышают селективность по алкенам и снижают коксообразование. Возможность практической реализации совместного превращения метанола и углеводородов будет определяться, главным образом, разработкой термостойких высококремнеземных (ВКЦ) цеолитов, устойчивых к водяному пару и катализирующих как расщепление углеводородов, так и конверсию метанола в низшие алкены.

Целью данной работы – явилось изучение процесса совместной конверсии попутного нефтяного газа и метанола на цеолитах, синтезированных с разными темплатами.

Объектами исследования послужили ВКЦ типа MFI. Синтез проводили [1-4] гидротермальным способом из щелочных алюмосиликатов при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием органических структурообразующих добавок в качестве темплата: гексаметилендиамин (ЦКЕ-Г), фракция «Х-масла» - отход производства капролактама (ЦКЕ-ХМ), ϵ -капролактан (ЦКЕ-КЛ), пентаэритрит (ЦКЕ-ПЭ).

Процесс конверсии, как метанола, так и алканов на цеолитных катализаторах приводит к образованию большого числа различных продуктов. В табл. 1 приведены типичные составы углеводородной фракции, полученные для процесса конверсии метанола на цеолите, синтезированном с гексаметилендиамином в качестве темплата, в интервале температур 573 – 723 К и объемной скорости метанола 1 ч^{-1} [5]; для процесса конверсии низших алканов на цеолите типа MFI в интервале температур 623 – 923 К и объемной скорости пропан – бутана 240 ч^{-1} , а также результаты совместной конверсии низших алканов и метанола на ЦКЕ-Г в интервале температур 673-923 К при соотношении объемных скоростей алканы - метанол = 240:1. Индивидуальная конверсия метанола характеризуется содержанием в продуктах небольшого количества алканов C_1-C_2 (в сумме не более 5 % в интервале температур 573 – 673 К и не более 10 % при 723 К) и нафталиновых углеводородов (до 0,4 %). В продуктах преобладают алканы C_3-C_4 (до 50 %), алкилароматические углеводороды (4 – 27 %), наблюдается высокое содержание алкенов C_2-C_4 (от 18 до 68 %). Выход жидкой фазы колеблется в пределах от 7 до 40 % и максимален при температуре конверсии 623 К. Напротив, в продуктах конверсии алканов C_2-C_4 преобладают алканы C_1-C_2 (> 50 мас. %), алкены (5 мас. %). Арены представлены в основном бензолом, толуолом и ксилолами. В интервале температур 623–723 К жидкая фаза не образуется, а степень конверсии не превышает 9%. С увеличением температуры от 723 до 923 К увеличивается степень конверсии (93 %), уменьшается выход алканов C_1-C_2 . Процесс совместной конверсии имеет набор продуктов, аналогичный индивидуальным процессам, а по количественному соотношению продуктов процесс занимает промежуточное положение. Из табл. 1 прослеживается, что с увеличением температуры с 673 до 923 К возрастает количество метана (с 2,3 до 39,4%, что в 1,5 раза ниже, чем при индивидуальной конверсии алканов), этилена и пропилена (с 7,8 до 31 %).

Селективность этана во всем интервале температур изменяется незначительно и колеблется в пределах от 5,3 до 6,6 %. Также снижается селективность по ароматическим углеводородам, селективность бензола постоянна во всем интервале температур и составляет 0,3 %.

При высоких температурах заметно активируются низшие алканы, ускоряются реакции их крекинга. Кроме того, высокая температура обуславливает высокую скорость транспорта продуктов с поверхности, что приводит к возрастанию доли газообразных низкомолекулярных углеводородов (от 80,7 до 93,4 %), не успевающих вступить в дальнейшие реакции олигомеризации, ароматизации и т.д., в связи с чем, снижается количество ароматических углеводородов.

При количественном сравнении продуктов индивидуальной конверсии попутного нефтяного газа и совместной конверсии наблюдается уменьшение селективности по алканам и заметное увеличение селективности по алкенам и аренам. Более того снижается селективность нафталиновых углеводородов, которые в большей степени приводят к дезактивации катализатора.

Существенные изменения наблюдались в каталитической активности цеолитов типа MFI, синтезированных с различными темплатами, в процессе совместной конверсии ПНГ и метанола. Для всех образцов цеолитов с увеличением температуры увеличивается селективность по алканам и алкенам.

Таблица 1

Селективность продуктов конверсии углеводородов на цеолите ЦКЕ-Г

Исходное сырье	Метанол				Метанол + алканы C ₂ – C ₄						Алканы C ₂ - C ₄						
	573	623	673	723	673	723	773	823	873	923	623	673	723	773	823	873	923
Т, °С	573	623	673	723	673	723	773	823	873	923	623	673	723	773	823	873	923
Водород	1,5	1,5	0,9	0,6	2,1	2,2	1,6	2,5	2,1	2,3	3,2	2,7	2,7	1,2	1,3	1,5	4,3
Метан	2,1	3,4	3,7	7,6	2,3	4,0	5,6	9,3	16,3	39,4	0,3	0,5	1,5	35,8	48,7	58,4	60,9
Этан	0,1	1,0	1,0	2,3	5,8	5,7	5,3	6,5	6,6	6,1	9,8	9,4	9,5	33,2	31,6	29,1	21,7
Этилен	43,6	15,5	8,9	18,2	4,4	6,7	9,1	12,6	17,3	14,5	0,1	0,2	0,6	1,1	1,8	1,8	4,2
Пропан	6,0	15,9	15,7	13,3	54,5	51,5	48,5	43,9	16,4	20,9	83,4	83,7	82,0	20,0	4,2	0,8	1,6
Пропилен	23,6	6,5	9,1	20,4	3,4	5,8	8,8	10,6	11,9	7,9	0,1	0,1	0,4	0,8	0,8	0,5	0,8
И-бутан	1,6	0,2	0,7	0,9	0,5	1,5	1,2	1,0	0,4	0,4	1,1	1,1	1,5	0,6	0,1	0,1	0,0
Н-бутан	5,7	14,4	23,0	13,8	7,7	6,5	4,8	3,5	1,6	0,8	2,2	2,3	2,2	0,6	0,1	0,1	0,0
Бензол	0,0	0,5	0,4	0,8	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,4	-	-	-	0,9	2,3	2,0	2,5
Толуол	0,2	3,0	4,7	3,5	2,3	1,9	2,1	1,8	1,4	2,0	-	-	-	2,3	4,2	2,6	1,8
Ксилолы	1,9	12,8	11,4	6,4	7,5	5,3	5,7	3,4	2,3	2,8	-	-	-	1,3	1,8	0,8	0,3
АреныC ₉₊	1,8	11,0	6,2	2,2	3,5	2,2	2,0	1,0	0,7	0,6	-	-	-	0,3	0,4	0,1	0,1
Нафталины	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	-	-	-	1,3	1,9	1,3	1,3
∑Алканы	21,1	43,7	50,1	40,5	70,8	70,3	66,2	64,8	61,7	67,6	96,7	97,0	96,3	90,2	84,5	88,3	84,3
∑Алкены	71,7	23,0	21,2	43,3	7,8	14,2	19,7	25,2	31,0	23,4	0,1	0,3	1,0	1,9	2,6	2,4	4,9
∑Арены	5,7	31,8	24,3	13,6	19,3	13,3	12,4	7,5	5,2	6,7	0,0	0,0	0,0	6,7	11,5	7,8	6,5
Конверсия,%	100										8,3	8,5	9,0	71,2	86,2	93,2	78,9
Масса г.ф.,%	92,4	59,9	66,4	83,4	80,7	87,6	87,6	92,6	94,8	93,4	100	100	100	93,4	88,8	92,6	93,8
Масса ж.ф.,%	7,6	40,1	33,6	16,6	19,3	12,4	12,4	7,4	5,2	6,6	0,0	0,0	0,0	6,6	11,2	7,4	6,2

Наибольшая селективность по этилену и пропилену наблюдается для образца ЦКЕ-Г, синтезированного с гексаметилендиаминном (максимум приходится на 873 К и составляет 31 %). Выход жидкой фазы для всех образцов с увеличением температуры падает, наибольшим выходом жидкости в интервале температур 723-923 К характеризуется образец ЦКЕ-ХМ. Селективность по аренам (преимущественно бензол, толуол, ксилолы) уменьшается с увеличением температуры. Для цеолита ЦКЕ-ХМ в интервале температур 723–923 К наблюдается наивысшая селективность по ароматическим углеводородам и снижается всего на 31 %, в то время как на образце ЦКЕ-ПЭ снижается на 46 %, на ЦКЕ-КЛ на 57 %, а на цеолите ЦКЕ-Г на 73 %. Как видно природа темплата оказывает заметное влияние на каталитические свойства цеолитов типа MFI. К этим изменениям приводят различия в структурных, адсорбционных и кислотных свойствах цеолитов. В табл. 2 представлены кислотные характеристики цеолитов, синтезированных с различными темплатами.

Таблица 2

Кислотные свойства высококремнеземных цеолитов

Образец	Е, кДж/моль		С, мкмоль/г		С _{общ} , мкмоль/г
	L-центры	B-центры	L-центры	B-центры	
ЦКЕ-Г	60	92	309	139	448
ЦКЕ-ХМ	64	95	275	203	478
ЦКЕ-КЛ	60	90	346	87	433
ЦКЕ-ПЭ	60	72	278	124	402

Из данных табл. 2 видно, что при использовании в процессе синтеза темплатов различной природы, получают цеолиты, отличающиеся по кислотным свойствам. Если сравнить кислотные и каталитические свойства образцов, то можно отметить, что образцы, имеющие наибольшую концентрацию сильных Бренстедовских кислотных центров (B-центры), проявляют себя селективными по отношению к ароматическим углеводородам. Наибольшая селективность по олефинам, напротив, наблюдается для цеолитов с наивысшей концентрацией слабых Льюисовских кислотных центров (L-центры). Помимо кислотных свойств на каталитическую активность цеолитов влияет и пористая структура. Так цеолит ЦКЕ-ХМ, синтезированный с олигомером ε-капролактама, имеет наибольший объем микropор, удельную поверхность и адсорбционную емкость по бензолу и метанолу. Скорее всего, в связи с этими показателями, образец ЦКЕ-ХМ показал себя наиболее перспективным катализатором для процесса совместной конверсии попутного нефтяного газа и метанола. Таким образом, суммируя рассмотренные каталитические данные можно сделать заключение, что цеолиты типа MFI, синтезированные с раз-

личными темплатами, проявляют различную активность и селективность в процессе совместной конверсии попутного нефтяного газа и метанола. Цеолит ЦКЕ-ХМ является наиболее активным и селективным катализатором превращения смеси пропан - бутана и метанола в арены ($S=26,5 - 32,5 \%$), по сравнению с другими образцами, чему способствует наибольшая концентрация В-центров. А цеолиты ЦКЕ-КЛ и ЦКЕ-Г селективны по отношению к алкенам ($S=26,9$ и 31% соответственно), которые обладают наибольшей концентрацией L-центров.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы. ГК № П165 от 15.04.2010 г.

Литература

1. Пат. 1527154 Россия МПК С 01 В 33/28. Способ получения высококремнеземного цеолита ZSM-5 // Ерофеев В.И., Антонова Н.В., Рябов Ю.В., Коробицина Л.Л. Заявлено 17.11.1987; Оpubл. 07.12.1989.
2. Пат. 2313487 Россия МПК С 01 В 39/48. Высококремнеземный цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Заявлено 24.04.2006; Оpubл. 27.12.2007.
3. Пат. 2312063, Россия МПК С 01 В 39/48. Синтетический пористый кристаллический материал и его способ получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Заявлено 12.04.2006; Оpubл. 10.12.2007.
4. Пат. 2313488, Россия МПК С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения // Ерофеев В.И., Коваль Л.М. Заявлено 24.04.2006; Оpubл. 27.12.2007.
5. Liederman D., Jacobs S.M., Voltz S.E., Wise J.J. Process variable effects in the conversion of methanol to gasoline in a fluid bed reactor // Ind. and Eng. Chem. Process Des. and Develop. – 1978, – V.17. – N 3. P.340 –346.

ВЛИЯНИЕ МОДИФИЦИРУЮЩИХ ДОБАВОК НА АКТИВНОСТЬ И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ВЫСОКОКРЕМНЕЗЕМНЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ КОНВЕРСИИ ПНГ

М.М. Вайсбеккер, В.С. Бланк

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

Проблема необходимости утилизации огромного количества выброса газообразных углеводородов в местах добычи газа и нефти по настоящее время носит до конца нерешённый характер. Значительная часть углеводородного сырья до недавнего времени из-за отсутствия приемлемых технологий переработки попросту сжигалась в регионах добычи на факелах. Решение проблем экологического благополучия, энергосбережения важных сырьевых источников углеводородов должно быть неотъемлемой приоритетной составляющей промышленно-энергетического комплекса нашей страны. Как один из перспективных вариантов преодоления проблемы является переработка попутных нефтяных газов в ароматические углеводороды, высокооктановые компоненты моторных топлив, низшие олефины на цеолитных высококремнеземных катализаторах типа MF1(ZSM-5). Переработка попутного нефтяного газа на исходном синтезированном образце катализатора имеет менее значимые результаты, чем в случае ведения процесса конверсии углеводородного сырья на модифицированных цеолитных катализаторах. Целью настоящей работы явилось рассмотрение влияния модифицирующих добавок на активность и селективность цеолитных катализаторов процесса конверсии ПНГ.

Исследуемые образцы цеолитных катализаторов готовили методами ионного обмена и механического смешения. Ионный обмен осуществляли добавлением рассчитанного количества раствора соли металла к HZSM-5 при интенсивном перемешивании. Модифицирование методом механического смешения в твердой фазе проводили добавлением порошка оксида металла к исходному цеолиту, с последующей механохимической активацией в шаровой вибромельнице КМ-1 при температуре 20°C в течение 12 ч. В результате модифицирования цеолита HZSM-5 ($\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 50$) ионным обменом были получены катализаторы Rh/HZSM-5 с массовым содержанием оксида родия 0,35 % и 0,75 %; в результате модифицирования механическим смешением – 1 % $\text{ZrO}_2/\text{HZSM-5}$. Каталитические свойства модифицированных цеолитных катализаторов определяли на каталитической проточной установке со стационарным слоем катализатора в заданном интервале температур $500-650^{\circ}\text{C}$, объёмной скорости подачи УВ сырья (ПНГ) 240 ч^{-1} при атмосферном давлении. Состав исходной смеси УВ сырья, мас. % следующий: метан – 0,6 %, этан – 10,3%, пропан – 84,4 %, н-бутан – 3,4 %. Качественный и количественный состав исходного сырья и продуктов определяли хроматографическим методом на хроматографе марки «Хроматэк-Кристалл 5000.1». Разделение газообразных веществ осуществлялось на набивной колонке длиной 3м и диаметром $d=3\text{мм}$, заполненной 8 % $\text{NaOH}/\text{Al}_2\text{O}_3$, детектор – катарометр. Жидкие продукты конверсии определяли с помощью пламенно-ионизационного детектора, разделение производилось на капиллярной колонке длиной 30м (кварц), с нанесённой неподвижной фазой SE-30. Кислотные свойства катализатора определяли методом температурно-программированной десорбции аммиака в хроматографическом режиме с применением детектора по теплопроводности, в роли газа-носителя выступал гелий. Термодесорбция аммиака проводилась при постоянной скорости газа-носителя 100 мл/мин с программированным нагревом образца – 15 град/мин. Результаты по исследованию активности и селективности цеолитсодержащих катализаторов, приготовленных с различными модифицирующими добавками, представлены в таблице. Полученные значения показывают, что промотирование, а также механоактивация исходного цеолитного катализатора позволяют получить изменение каталитических свойств катализатора при конверсии исходной смеси, проводимой в интервале температур $550-600^{\circ}\text{C}$ и объёмной скорости подачи смеси 240 ч^{-1} . На исходном образце при $T=600^{\circ}\text{C}$ наблюдается наибольшая конверсия – 93 %, связанная, в первую очередь, с большим содержанием лёгких предельных УВ, на которые приходится до 85 мас. %. При этом общая селективность по алкенам не более 2,5 %, по аренам – до 9 %. На образце, подвергнутом

механоактивации, обозначенном HZSM-5 (помол), степень конверсии ПНГ уменьшается с ростом температуры, и при 600 °С составляет 84%. Активизируются процессы дегидрирования и ароматизации, при этом ароматизирующая активность значительно выше, чем на остальных образцах; наблюдается значительный привес БТК-фракции. Селективность по аренам в общих продуктах составляет 17,5 %, главным образом, за счёт увеличения выхода бензола (до 6,5 %), толуола (до 8 %) и других ароматических УВ. Стоит заметить, что при этом процессы алкилирования невелики: максимальная селективность по ксилолам не превысила 2,5 % мас. и уменьшается с ростом температуры, то есть почти весь этилен, образующийся в результате процессов дегидрирования, превращается в бензол и толуол.

Процессы крекинга на данном образце снижаются и суммарная селективность по предельным углеводородам уменьшается с 79 % при 550 °С до 72 % при 600 °С, в основном, за счёт меньшего выхода этана и пропана. На цеолитсодержащем катализаторе, промотированном 1 % ZrO₂, стоит отметить увеличение выхода непредельных углеводородов: так, например, для этилена и пропилена суммарная селективность составила 8,5 % при 600 °С. Образование БТК-фракции, напротив, оказалось меньше, чем на исходном цеолите без модифицирования. Образец, модифицированный 0,75 % оксида родия Rh₂O₃ при 550 °С имеет селективность, по продуктам сопоставимую с исходным катализатором, при этом степень конверсии много меньше и равна 46 %. Повышение температуры процесса до 600 °С приводит к резкому увеличению конверсии до 65 % и нарастанию выхода жидкой БТК-фракции до 37 %. Из проведённых на проточной установке исследований прослеживается, что хорошими каталитическими свойствами обладает образец, модифицированный 0,35 % оксида родия 3-х валентного. С ростом температуры увеличивается степень конверсии (при 600 °С составляет 86,7 %), в продуктах увеличивается содержание алкенов (основная доля приходится на этилен и пропилен, общая селективность которых составляет порядка 10 % при 600 °С). В то же время уменьшается содержание алканов в системе. Увеличивается доля основной жидкой фракции – бензола и толуола, на которые приходится соответственно 3,3 % и 5,1 % по селективности. Как видно, в данной системе активизируются процессы дегидрирования и последующей ароматизации. Нельзя не отметить и появление в газовой фазе изо- и н-бутана, с выходом до 1,5 %.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном HZSM-5 и модифицированных катализаторах, при объёмной скорости подачи сырья 240 ч⁻¹

Температура, °С	С помолом		С родием		С цирконием		H-ZSM-5	
	550	600	550	600	550	600	550	600
Конверсия, %	88,2	83,9	57,1	86,7	66,7	84,2	86,2	93,2
водород	2,5	3,6	4,0	3,0	2,8	3,6	1,3	1,5
метан	45,3	51,6	40,0	46,5	40,4	51,3	48,7	58,4
этан	24,3	18,7	21,8	20,1	25,4	21,1	31,5	29,1
этилен	3,0	4,8	2,4	7,1	3,5	5,8	1,8	1,8
пропан	9,0	2,1	20,0	8,1	17,7	7,8	4,2	0,8
пропилен	1,5	1,4	1,5	2,9	2,1	2,7	0,8	0,5
изо - бутан	0,2	0	0,5	0,1	0,5	0,1	0,1	0,04
н - бутан	0,2	0	0,7	0,1	0,4	0,1	0,1	0,04
бензол	2,4	4,6	1,0	3,2	0,7	1,1	2,3	2,0
толуол	5,3	6,5	4,0	5,1	2,7	3,0	4,2	2,6
п,м - ксилолы	1,9	1,6	1,7	1,3	1,3	1,1	1,3	0,6
о - ксилол	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,4	0,2
арены C ₉₊	3,9	4,3	1,6	1,8	1,9	1,7	3,9	3,5
Σ алканы	79,0	72,4	83,0	74,9	84,4	80,4	84,6	87,66
Σ алкены	4,5	6,2	3,9	10,0	5,6	8,5	2,6	2,3
Σ арены	13,7	17,5	8,8	11,8	7,0	7,2	12,1	8,9

Сопоставляя результаты, полученные методом термодесорбции кислотных свойств цеолитов, с результатами, полученными по их каталитической активности, следует отметить, что каталитические свойства исследуемых образцов пропорциональны оптимальному соотношению количества кислотных центров, отнесённых к поверхности образца, и их силы, выраженной энергией активации десорбции. Эта зависимость прослеживается при рассмотрении кислотных характеристик исследуемых цеолитов по данным термопрограммированной десорбции аммиака. Активные кислотные центры цеолитных катализаторов разделяют на два типа. Низкотемпературный пик относится к процессу десорбции аммиака со слабых, преимущественно льюисовских кислотных центрах, а высокотемпературный пик характеризует десорбцию с сильных льюисовских и брэнстедовских кислотных центров. По всем признакам цеолит HZSM-5, модифицированный оксидом родия (0,35%) имеет большее число кислотных центров (суммарная концентрация кислотных центров равна 590 мкмоль/г) по сравнению с исходным катализатором. При этом увеличены в равной степени доли ККЦ1 и ККЦ2, соответственно равные 388 и 203 мкмоль/г. Как уже говорилось, именно этот образец имеет хорошие результаты каталитической конверсии. При рассмотрении образцов, модифицированных 1 % оксидом циркония, не нашли увеличения кислотных центров, Общая концентрация равная 405 мкмоль/г, что ниже, чем на исходном – с суммарной концентрацией 510 мкмоль/г. Образцы HZSM-5 (помол) и 0,35%Rh/HZSM-5 схожи по количеству и распределению кислотных цен-

тров на поверхности. Однако на исходном цеолите, подвергнутом механоактивации, увеличена доля Бренstedовских кислотных центров, она составляет 225 мкмоль/г – наибольшее из полученных данных. По всей видимости, концентрация кислотных центров Бренstedовского типа обеспечивает преимущественно протекание процессов ароматизации в ходе конверсии. Таким образом, проведенные исследования показали увеличение активности и селективности промотированных цеолитных катализаторов. Была установлена зависимость активности катализатора от распределения и концентрации кислотных центров на поверхности высококремнезёмных цеолитов. Показано, что природа кислотных центров во многом определяет каталитическую способность цеолита, приводит к увеличению селективности по разным компонентам продуктов реакции.

ПОЛУЧЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ВИНИЛБУТИЛОВЫМ ЭФИРОМ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ НА ОСНОВЕ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Ю.Б. Варакина

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтехимической промышленности требует поиска новых путей квалифицированного использования жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья, образующихся при производстве низших олефинов. Одним из направлений рационального использования побочных продуктов является получение нефтеполимерных смол (НПС) полимеризацией непредельных углеводородов, содержащихся в жидких продуктах пиролиза. Нефтеполимерные смолы представляют значительный интерес в качестве полимеров, позволяющих заменить ряд ценных продуктов растительного происхождения или синтетических продуктов, имеющих большое значение в промышленности [1].

Для получения смол с улучшенными физико-химическими и механическими характеристиками проводят модификацию реакционноспособными соединениями, содержащими кроме ненасыщенных связей другие функциональные группы. Возможна модификация как исходного сырья путем сополимеризации фракции с реакционноспособными модифицирующими агентами, так и собственно готовых НПС. В качестве модифицирующих агентов для неполярных смол используют, как правило, полярные соединения – α, β -ненасыщенные алифатические или ароматические кислоты и их ангидриды: малеиновая, фумаровая, фталевая, акриловая, метакриловая кислоты, акрилонитрил и малеиновый ангидрид [6]. При этом свойства нефтеполимерных смол могут значительно зависеть от используемых иницирующих или каталитических систем и изменяться в широких пределах. В данной работе в качестве модифицирующего агента был выбран винилбутиловый эфир (ВБЭ). Из литературных источников известно, что ВБЭ полимеризуется преимущественно гетеролитически по катионному механизму с образованием жидких вязких продуктов, используемых как загустители [2, 3]. Целью исследования является получение модифицированных нефтеполимерных смол сополимеризацией непредельных компонентов фракции C_9 жидких продуктов пиролиза и винилбутилового эфира под действием различных катализаторов.

Для решения поставленной задачи использована фракция C_9 жидких продуктов пиролиза ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», выкипающая в интервале температур 130-190 °С. Винилбутиловый эфир с температурой кипения 93,8 °С очищали от ингибитора перегонкой по стандартной методике перед каждым синтезом.

Сополимеризацию фракции C_9 и 10 % ВБЭ проводили под действием катализаторов: $TiCl_4$, $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$ в соотношении 1:1, $Al(C_2H_5)_2Cl$ при температуре 80 °С в течение 180 мин. Количество $Al(C_2H_5)_2Cl$ взято равным количеству $Al(C_2H_5)_2Cl$ в каталитической системе $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$ (1:1, моль), при концентрации $TiCl_4$ 2 %. Дезактивацию катализатора осуществляли оксидом пропилена. Выделение смол из реакционной массы проводили удалением непрореагировавших углеводородов. Технические свойства пленок определяли по стандартным методикам [4].

Первоначально была проведена полимеризация 50 %-го раствора винилбутилового эфира в ксилоле при 80 °С в течение 180 мин под действием различных катализаторов: $TiCl_4$, $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$, $Al(C_2H_5)_2Cl$. Концентрация ВБЭ выбрана в соответствии с количеством непредельных углеводородов в исследуемой фракции. Нами показано, что катионная полимеризация эфира под действием 2 % $TiCl_4$, каталитической системы $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$ ($TiCl_4$ 2 %), $Al(C_2H_5)_2Cl$ приводит к получению полимеров с выходом 35, 34 и 50 % соответственно, что указывает на более высокую активность $Al(C_2H_5)_2Cl$ в выбранных условиях.

Выход продукта при полимеризации модифицированной ВБЭ фракции C_9 под действием $Al(C_2H_5)_2Cl$ составил 10...11 %. Значение выхода сополимера ниже ожидаемого, исходя из полученных ранее данных по полимеризации исходной фракции C_9 под действием $Al(C_2H_5)_2Cl$ (15 %) и полимеризации ВБЭ (50 %).

Исследование сополимеризации фракции C_9 с 10 % ВБЭ под действием $TiCl_4$, взятого в количестве 1...5 % показало увеличение выхода нефтеполимерных смол от 13 до 34...36 %. Следует отметить, что практически максимальный выход смол достигнут за 60 мин, который при дальнейшем увеличении продолжительности реакции существенно не изменяется.

Ранее было показано, что использование каталитической системы $TiCl_4 - Al(C_2H_5)_2Cl$ при полимеризации непредельных компонентов жидких продуктов пиролиза приводит к выходу, превышающему суммарный выход смол при применении индивидуальных катализаторов $TiCl_4$ и $Al(C_2H_5)_2Cl$. При сополимеризации фракции C_9 жидких продуктов пиролиза и винилбутилового эфира под действием каталитической системы $TiCl_4 -$

$\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ в мольном соотношении 1:1 также происходит увеличение выхода сополимеров по сравнению с катализаторами TiCl_4 и $\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ в отдельности, что согласуется с литературными данными. Изменение концентрации TiCl_4 в каталитической системе $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ от 2 до 5 % приводит к возрастанию выхода сополимера от 23 до 38 % в течение 60 мин., что незначительно превышает выход смолы, полученной под действием индивидуального катализатора TiCl_4 той же концентрации.

Полученные результаты можно объяснить возможностью образования комплексов ВБЭ с TiCl_4 и алюминийорганическими соединениями ($\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$). Образование устойчивых окрашенных комплексов винилбутилового эфира и SnCl_4 описано в литературных источниках, где отмечается образование координационной связи между атомом металла TiCl_4 и атомом кислорода или двойной связью эфира [5]. Изменение окраски реакционной массы при проведении полимеризации ВБЭ под действием TiCl_4 указывает на образование донорно-акцепторного комплекса.

С учетом возможности образования комплекса ВБЭ с TiCl_4 состава 2 : 1 была проведена сополимеризация непредельных компонентов фракции C_9 с ВБЭ под действием каталитической системы $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ (концентрация TiCl_4 2 %). В этих условиях выход модифицированных смол увеличивается до 48 %, что подтверждает одновременное протекание процесса комплексообразования ВБЭ с TiCl_4 и участие последнего в реакции в качестве катализатора.

Из реакционных растворов модифицированных смол были получены пленки методом полива. Свойства модифицированных смол представлены в таблице.

Таблица

Свойства нефтеполимерных смол

Катализатор/ количество, %	Свойства пленок				
	Адгезия, балл	Цвет, мг $\text{J}_2/100 \text{ см}^3$	Прочность при изгибе, мм	Прочность при ударе, см	Твердость, см
Немодифицированная нефтеполимерная смола					
$\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl} / \text{TiCl}_4, 2$	3	300	10	3	0,8
Модифицированные нефтеполимерные смолы					
$\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl} / 1,3$	1	100	2	4	1
$\text{TiCl}_4 / 1$	1	700	5	5	0,8
$\text{TiCl}_4 / 2$	1	900	2	4	1
$\text{TiCl}_4 / 3$	2	1100	3	5	1,2
$\text{TiCl}_4 / 5$	2	1400	3	5	1,2
$\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl} / \text{TiCl}_4, 2$	1	400	2	5	1
$\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl} / \text{TiCl}_4, 5$	1	900	1	5	1,2
Комплекс ВБЭ с TiCl_4 (2 : 1), $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl} / \text{TiCl}_4, 2$	2	1600	3	5	1,2

Сравнение свойств покрытий на основе модифицированных и немодифицированных смол позволяет заключить, что использование модифицированных смол приводит к улучшению адгезии (от 3 до 1 балла), эластичности, которая характеризуется прочностью при изгибе (от 10 до 1 мм), прочностью при ударе (от 3 до 5 см) и твердости (от 0,8 до 1,2 см) по сравнению с немодифицированными смолами.

Покрытия на основе смол, полученных сополимеризацией модифицированных ВБЭ фракций под действием $\text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$, имеют более низкие прочностные свойства и твердость, но лучший цвет (100 мг $\text{J}_2/100 \text{ см}^3$). Следует отметить, смолы, полученные при катализе TiCl_4 , - более темные смолы, причем с увеличением концентрации тетралорида титана цвет углубляется, уменьшается адгезия, но повышается прочность и твердость. Использование каталитической системы $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ приводит к получению смол с лучшими прикладными характеристиками, вместе с тем увеличение концентрации катализатора TiCl_4 в каталитической системе $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ ухудшает цвет.

Таким образом, сополимеризацией непредельных компонентов фракции C_9 жидких продуктов пиролиза с винилбутиловым эфиром получены модифицированные НПС, выход которых зависит от типа и концентрации катализатора и составляет 11 ... 48 %. Установлено, что использование TiCl_4 и каталитической системы $\text{TiCl}_4 - \text{Al}(\text{C}_2\text{H}_5)_2\text{Cl}$ в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол приводит к максимальному выходу за 60 мин, причем использование каталитической системы приводит к получению смол с улучшенными свойствами. Покрытия на основе модифицированных ВБЭ нефтеполимерных смол обладают более высокой адгезией, эластичностью, прочностью на удар и твердостью по сравнению с немодифицированными НПС.

Литература

1. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. - М.: Химия, 1988. - 168 с.
2. Коршак В. В. Мономеры. - М.: Иностран. Лит., 1953. - 270 с.

3. Коршак В. В. Технология пластических масс. – М.: Химия, 1976. – 608 с.
4. Лившиц М. Л. Технический анализ и контроль производства лаков и красок. – М.: Высш. Школа, 1987. – 264 с.
5. Людвиг, Е.Б. Особенности механизма катионной полимеризации // Высокомолекулярные соединения. – Москва, 1959. – Т. 1. – № 9. – С. 1333-1336.
6. Сутягин В.М., Бондалетов О.В., Фитерер Е.П. и др. Синтез и свойства нефтеполимерных смол, модифицированных акрилатами//Известия высших учебных заведений. Химия и химическая технология. – Томск, 2009. – Т. 52 – № 5. – С. 98 - 101.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРОВАННЫХ ОКИСЛИТЕЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Д.А. Вяткина

Научный руководитель доцент О.С. Кукурина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процессы окисления органических веществ в жидкой фазе получили широкое распространение в промышленности и играют важную роль в химической технологии, производстве и эксплуатации различных углеводородных материалов, тесно связаны с решением экологических проблем. Именно поэтому окисление углеводородов в жидкой фазе в течение долгого времени остается объектом экспериментального и теоретического изучения [6].

Наиболее часто применяемым окислительным агентом является молекулярный кислород [5], либо пероксидные соединения [9], а именно пероксид водорода, надкислоты минеральной и органической природы и их соли, озон [8], реагент Фентона [10], в том числе их комбинация, а также в сочетании с УФ-излучением [7]. Недостатки реагентного окисления состоят в том, что необходимо очищать продукты реакции, зачастую процесс окисления взрывоопасен, особенно в случае озонирования. Ряд данных отрицательных факторов можно решить, проводя электрохимический процесс окисления на аноде. Но и в этом случае есть свои трудности, а именно, низкая скорость реакции, специфичность электродных процессов, которая ограничивает область применения данного вида окисления.

В последнее время возник интерес к процессу непрямого электроокисления. Суть, которого состоит в генерации окислителя при пропускании электрического тока через растворы электролитов. Синтезированный окислительный комплекс не выделяется в чистом виде, а моментально вступает в реакцию с органическими веществами в виде раствора, суспензии или эмульсии. Этот метод интересен тем, что эффективность окисления в этом случае в несколько раз выше, чем при химическом способе. Кроме того электричество, применяемое для синтеза окислителей, как правило дешевле, чем эквивалентное количество окислителей.

Данный комплекс окислителей был успешно опробован для деструктивного окисления фенола и его производных. Известно, что комплекс электрогенерированных окислителей позволяет нейтрализовать токсичные соединения фенола до углекислого газа, воды и нетоксичных солей [4].

В настоящей работе представлены результаты исследования по селективному окислению олигомерных продуктов, при этом комплекс окислителей синтезируется в электролитической ячейке в растворе серной кислоты.

В качестве объекта исследования были выбраны нефтеполимерные смолы. Эти олигомерные продукты можно синтезировать из отходов, получаемых путем пиролиза различного углеводородного сырья. Производство нефтеполимерных смол позволяет решить проблемы утилизации побочных продуктов производств низших олефинов. Нефтеполимерные смолы нашли широкое применение в качестве компонентов пленкообразующих материалов, заменителей растительных масел в лакокрасочной промышленности и шинной промышленности, а их модификация позволит расширить области применения данных олигомерных продуктов [2].

Синтез окислителя происходит при пропускании постоянного электрического тока в электрохимической ячейке на свинцовых электродах через раствор 40 %-ной серной кислоты. В данной работе окислялась фракция C_9 , которая входит в состав нефтеполимерной смолы. Примерный состав и характеристика фракции C_9 представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что непредельных углеводородов содержится выше 53 %, основными соединениями из которых являются замещенные стиролы, дициклопентадиен и инден [3].

Результаты эксперимента обрабатываются с помощью ИК-спектроскопии. Экспериментальные данные представлены в виде значений поглощения основных характеристических полос ИК-спектров, приведенных ниже в таблице 2.

Данные ИК-спектров показывают, что как под действием пероксида водорода так и электрогенерированных окислителей происходят изменения в структуре фракции C_9 . Особенно это заметно по области поглощения 1000 – 1300 нм, так как именно в этой области, в основном, отражаются поглощения карбонильной группы как эфиров, так и кислот. Необходимо отметить, что остаются практически неизменными интенсивность полос, характеризующих бензольные кольца. Следовательно, можно сделать вывод, что окисление происходит в боковую часть, практически не затрагивая ароматичности данной фракции. При чем сравнение воздействия пероксида водорода с комплексом окислителей видна более высокая эффективность последнего исходя из интенсивности полос (1000 – 1300 нм) и появление еще одной полосы в области 1294 нм.

И в заключении нужно отметить, что окислительная модификация нефтеполимерных смол, в частности C_9 , позволит увеличить адгезию данных олигомерных продуктов, что в свою очередь будет значительно влиять на расширение области применения данных смол в качестве адгезивных материалов и добавок к ним.

Таблица 1

Состав фракции C₉ [3]

Компонент	Содержание, мас %
циклопентадиен	0.55
бензол	1.4
толуол	5.14
этилбензол	5.28
ксилол	15.10
пропилбензол	0.75
этилбензол	3.0
стирол	20.95
винилтолуол	7.41
α- метилстирол	1.15
β-метилстирол	1,36
Дициклопентадиен	16.22
инден	3.44
Метилдициклопентадиен	2.55
Неароматические	4.83
Неидентифицированные	10.87

Таблица 2

ИК-спектры нефтеполимерных смол начальной и окисленной

ИК-спектры нефтеполимерной смолы		ИК-спектры окисленной смолы с помощью пероксида водорода [1]		ИК-спектры окисленные электрогенрированным окислителем	
700, ср	С–Н (производные бензола)	700, с	С–Н (производные бензола)	699, ср	С–Н (производные бензола)
750, ср		749, ср		752, ср	
		1052, сл	–С–ОН	1069, ср	–С–О –С–
		1029, сл	–С–О–С–		–С–ОН
1100, слб	Колебание кольца	1180, слб	–С–О–С– эфиры	1170, с	–С–О–С– эфиры
		1277, сл		1233, с	Ароматические эфиры
				1294, с	Карбоновые кислоты
1452, ср		1452, ср	Производные циклогексана	1500, сл	Колебание кольца
1500, ср	Колебание кольца	1493, ср	Колебание кольца		
1585, ср	–С=C–				
1600, ср	Колебание кольца	1602, ср	С=О	1603, сл	С=О
		1703, ср	Карбоновые кислоты С=О	1702, сл	Карбоновые кислоты С=О
2930, сл	СН ₃	3000, с	СН ₃	2930, с	СН ₃
3025, ср	С–Н	3025, ср	С–Н	3025, с	С–Н

Примечание: сл. – слабая, с. – сильная, ср. – средняя.

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
2. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
3. Ионова Е.И., Ляпков А.А., Бондалетов В.Г., Васильева Е.В., Гайдукова О.С., Извекова Н.В., Зайцева А.П., Шипилова Н.С.. Моделирование процесса олигомеризации фракции C₉ пиролиза бензина// Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – № 3. – С. 90–96.
4. Кукурина О.С., Новиков В.Т., Штыкина А.В.. Разработка жидкофазного метода глубокого окисления фенолов// Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2007. – № 3. – С. 121–124.
5. Лебедев Н.Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза.
6. Психа Б. Л. Кинетическое моделирование процессов цепного окисления углеводородов в жидкой фазе: Автореферат. Дис. ... доктора химических наук. – Черноголовка, 2006. – 339 с.
7. Belhadj T. N., Savall A. Mechanistic aspects of phenol electrochemical degradation by oxidation on a Ta/PbO₂ anode// J. of Electrochem. Soc., 1998. – № 10. – С. 3427–3432.

8. Haagen-Smit A. J., Fox M. M. Ozone Formation in Photochemical Oxidation of Organic Substances// Ind. Eng. Chem. 1956. – № 48. – С. 1484–1487.
9. Kennedy R. J., Stock A. M. The Oxidation of Organic Substances by Potassium Peroxymonosulfate// J. Org. Chem. 1960. – № 25. – С. 1901–1906.
10. Sudoh M., Kodera T., Sakai K., Zhang J.Q., Koide K. Oxidative degradation of aqueous phenol effluent with electrogenerated Fenton's reagent// Chem. Eng. Jap. 1986. – № 6. – С. 513–518.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ОЛИГОМЕРИЗАЦИИ ВИНИЛТОЛУОЛА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ТЕТРАХЛОРИДА ТИТАНА

Е.И. Ионова, О.И. Карманова

Научный руководитель доцент А.А. Ляпков

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, называемые жидкими продуктами пиролиза (ЖПП). ЖПП разделяют на узкие фракции, в которых концентрируются непредельные и ароматические углеводороды [1]. Одним из перспективных направлений использования жидких продуктов пиролиза является получение нефтеполимерных смол (НПС). Получение данных о кинетике химических стадий процесса ЖПП является важнейшим этапом, позволяющим выбрать оптимальный режим процесса олигомеризации. Наиболее эффективным методом является изучение кинетических закономерностей олигомеризации мономеров, составляющих основу ЖПП. Мы исследовали олигомеризацию винилтолуола (ВТ), являющегося одним из ароматических непредельных компонентов фракций ЖПП. В качестве инициатора использовали тетрахлорид титана (ТХТ).

Для изучения кинетики реакции олигомеризации применяли термометрический метод. Эксперимент проводили на установке, представляющей собой адиабатический реактор идеального смешения объемом 100 мл [3], в растворе толуола при исходных концентрациях ТХТ $(2,52...10,09) \cdot 10^{-3}$, концентрация винилтолуола оставалась постоянной 0,60 моль/л. Регистрацию температуры во времени производили цифровым датчиком, соединенным с ЭВМ.

Олигомеризация ВТ под действием ТХТ начинается с образования комплексного соединения последнего с 1...8 молекулами растворителя, образующими сольватную оболочку. Поскольку в системе присутствует мономер – винилтолуол, обладающий развитой π -электронной системой, то последний конкурирует с толуолом и частично вытесняет его из сольватной оболочки ТХТ. В результате пересольватации образуется новое комплексное соединение достаточно сложного состава, в котором винильная связь в мономере частично поляризована. Это облегчает последующий процесс раскрытия двойной связи и ведет к увеличению реакционной способности мономера. Пересольватация сопровождается дополнительным выделением тепла, что отражается более крутым наклоном в начальный момент времени на полулогарифмической кривой олигомеризации ВТ (рис. 1).

Проведенные кинетические исследования показали, что в системе происходит «медленное» иницирование, обусловленное равновесной стадией образования активных центров [2]. По мере накопления активных частиц протекает олигомеризация ВТ, причем и в том и в другом случае кинетическая кривая имеет первый порядок относительно концентрации мономера.

Принимая, что концентрация активных центров пропорциональна начальной концентрации инициатора $[P^*] \approx [I]_0$, константа скорости роста полимерной цепи может быть рассчитана из соотношения $k_p = k_n/[I]_0$, где k_n – наблюдаемая константа скорости псевдо-первого порядка, c^{-1} ; $[I]_0$ – начальная концентрация ТХТ, моль·л⁻¹.

Зависимость наблюдаемой константы скорости олигомеризации винилтолуола от концентрации катализатора представлена на рис. 2. График зависимости k_n от начальной концентрации ТХТ дал возможность определить константу роста цепи полимера, которая оказалась равной $k_p = 10,9 \pm 0,3$ л·моль⁻¹·с⁻¹.

Уравнение теплового баланса для адиабатического реактора можно записать следующим образом:

$$\Delta q_T + \Delta q_M + \Delta q_K + \Delta q_P + Q_M + \Delta H_{II} \cdot n_{BT} + \Delta H_C \cdot n_{THT} - Q_{II} = 0 \quad (1)$$

где Δq_T , Δq_M , Δq_K , Δq_P – разность теплосодержания при начальной и конечной температурах соответственно растворителя, стирола, ТХТ, и корпуса реактора, Дж; Q_M – тепло, вносимое мешалкой, Дж; ΔH_{II} – тепловой эффект реакции полимеризации, Дж/моль; n_{BT} – количество винилтолуола, моль; ΔH_C – тепловой эффект сольватации катализатора, Дж/моль; n_{THT} – количество ТХТ, моль; Q_{II} – потери тепла в окружающую среду, Дж.

При постоянной концентрации мономера из уравнения (1) можно найти:

$$\Delta Q = \Delta H_C \cdot n_{THT} + Q_{BT},$$

$$\text{где } Q_{BT} = \Delta H_{II} \cdot n_{BT}, \text{ Дж.}$$

Аналогично при постоянной концентрации катализатора имеем

$$\Delta Q = \Delta H_{II} \cdot n_{BT} + Q_{THT},$$

$$\text{где } Q_{THT} = \Delta H_C \cdot n_{THT}, \text{ Дж.}$$

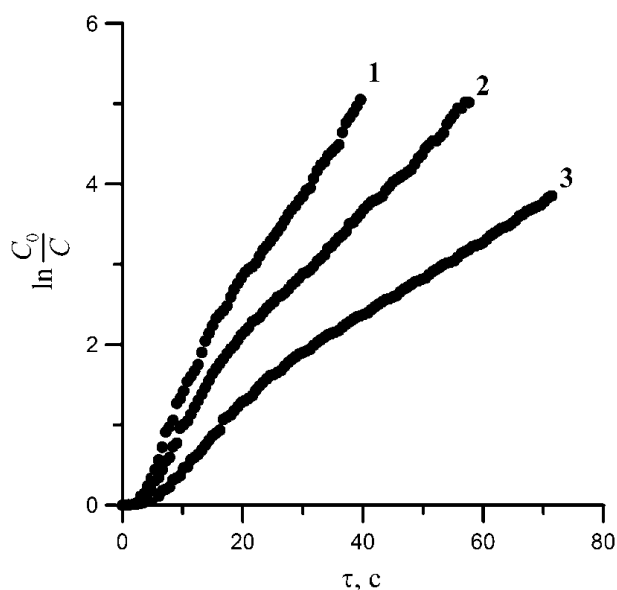


Рис. 1. Типичные термометрические кривые олигомеризации ВТ ($0,60 \text{ моль} \cdot \text{л}^{-1}$) в растворе толуола под действием ТХТ с концентрацией $9,0 \cdot 10^{-3}$ (1), $6,8 \cdot 10^{-3}$ (2) и $4,6 \cdot 10^{-3}$ (3) $\text{моль} \cdot \text{л}^{-1}$

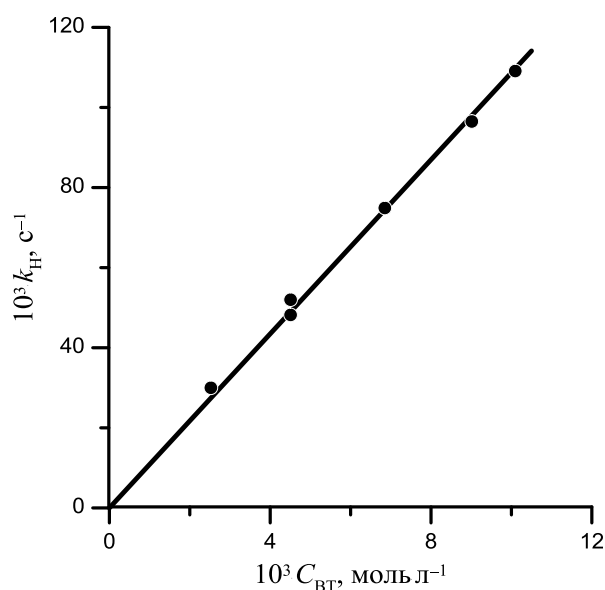


Рис. 2. Зависимость наблюдаемой константы скорости полимеризации винилтолуола от концентрации ТХТ

Таким образом, изучая зависимость суммарного теплового эффекта от концентраций катализатора, можно рассчитать тепловой эффект сольватации, а максимальное тепловыделение будет соответствовать тепловому эффекту олигомеризации винилтолуола.

Полученные значения тепловых эффектов сольватации катализатора и олигомеризации винилтолуола равны $285,5$ и $100,6 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$ соответственно.

Литература

1. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. Жоров Ю.М. Кинетика промышленных органических реакций. – М.: Химия, 1989. – 384 с.
3. Ляпков А.А., Ионова Е.И., Сутягин В.М., Никонова Н.А. Кинетические закономерности катионной полимеризации 9 винилкарбазола под действием тетрахлорида титана // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 3. – С. 59–65.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСОВ ТЕТРАХЛОРИДА ТИТАНА С ВИНИЛЬНЫМИ МОНОМЕРАМИ В СИНТЕЗЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ

Е.А. Кустова, Т.В. Синявина

Научный руководитель доцент Л.И. Бондалетова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наличие функциональных групп в полимерах позволяет проводить химическую модификацию, структурирование и другие полимераналогичные превращения с целью получения продуктов с заданным комплексом свойств. Поэтому получение полимеров с реакционноспособными группами в их составе является актуальной задачей современной нефтехимии.

Синтетические аналоги некоторых натуральных продуктов: растительных масел или древесных смол представляют собой углеводородные нефтеполимерные смолы (НПС), которые наряду с достоинствами обладают и некоторыми недостатками. Улучшение показателей качества НПС, а также их эксплуатационных характеристик может быть достигнуто путем их модификации. Модифицированные НПС получают модификацией как исходного сырья, так и самих нефтеполимерных смол.

Синтез нефтеполимерных смол осуществляется полимеризацией непредельных углеводородов (мономеров), содержащихся в исходном сырье, по радикальному или ионному механизму за счет разрыва кратных связей или размыкания циклов. Мономеры (стирол, винилтолуолы, дициклопентадиен, инден и др.), входящие в состав жидких продуктов пиролиза, легко вступают в катионную полимеризацию, которая протекает с образованием карбокатиона с последующей передачей по цепи положительного заряда. Катализаторами катионной полимеризации служат протонные и апротонные кислоты. Из протонных кислот достаточно широко применяли H_2SO_4 . Однако использование этого катализатора ухудшает цвет получаемых смол, и процесс осложняется трудностью удаления из полимеризата высокомолекулярных сульфокислот и эфиров, которые способствуют образованию стойких эмульсий. Поэтому в последние годы от использования H_2SO_4 в полимеризации отказались, и на смену пришли апротонные катализаторы и каталитические системы Циглера-Натта. Последние представляют комплексные соединения, образующие при взаимодействии алкилпроизводных металлов I-III групп Периодической системы с галогенидами переходных металлов (например, AlR_3 с $TiCl_4$) [2].

Полярные мономеры, такие как акрилонитрил (АН) и бутилметакрилат (БМА), активно полимеризуются по радикальному или анионному механизмам и не способны полимеризоваться по катионному механизму, так как имеют пониженную электронную плотность на двойной связи [4]. Известно о возможности полимеризации полярных мономеров под действием инициаторов на основе переходных металлов [3].

Вместе с тем разработан способ получения модифицированных НПС сополимеризацией фракции C_9 жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья и акриловых мономеров под действием тетрахлорида титана (ТХТ) и каталитической системы тетрахлорид титана – диэтилалюминийхлорид, в котором акриловый мономер выступает в виде комплекса ТХТ – мономер – ТХТ [1].

В связи с этим целью работы является исследование полимеризации мономеров фракции C_9 жидких продуктов пиролиза под действием комплекса тетрахлорид титана – полярный сомономер. В качестве полярного сомономера взяты бутилметакрилат (БМА) и акрилонитрил (АН) в количестве 10 %. БМА ($t_{кип}$ 163 °С) и АН ($t_{кип}$ 77,3 °С) очищали от ингибитора простой перегонкой непосредственно перед каждым синтезом. ТХТ использовали квалификации «ОСЧ» и дополнительно не очищали. Объектом исследования выбрана фракция C_9 , выкипающая в интервале температур 130 – 190 °С.

Полимеризацию мономеров фракции C_9 проводили под действием комплексов ТХТ и БМА или АН различного строения: ТХТ – БМА, 1 : 1 (мольн.) – ТБ1; ТХТ – БМА, 1 : 2 (мольн.) – ТБ2; ТХТ – АН, 1 : 1 (мольн.) – ТА1; ТХТ – АН, 1 : 2 (мольн.) – ТА2 при температуре 80 °С в течение 2 ч. Дезактивацию комплекса осуществляли оксидом пропилена при 10 %-м избытке [5]. Полученные смолы выделяли двумя способами: удалением непрореагировавших углеводородов при комнатной температуре и атмосферном давлении или переосаждением смолы в осадитель – этанол (соотношение смола : осадитель составляют 1 : 5).

При добавлении к сомономеру (БМА, АН) тетрахлорида титана происходит образование окрашенного комплекса, что подтверждается ЯМР 1H -спектроскопией (табл. 1, 2). Структурные формулы молекул бутилметакрилата и акрилонитрила с обозначением протонов представлены на рисунке.

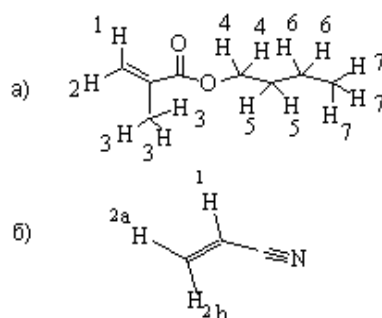


Рис. Структурные формулы БМА (а) и АН (б)

В ЯМР ¹H-спектрах комплексов наблюдается смещение в слабое поле сигналов олефиновых протонов БМА и АН, а также сигналов метиленовых протонов БМА в α-положении к кислороду эфирной группы (табл. 1, 2). Более значительное смещение сигналов в слабое поле наблюдается для комплексов ТБ1 или ТА1, т.е. комплексов состава 1 : 1.

Таблица 1

Значения химических сдвигов протонов в молекуле БМА и комплексах БМА – ТХТ

Вещество	Значения химических сдвигов δ протонов, м.д.						
	1	2	3	4	5	6	7
БМА	5,469	6,024	1,870	4,078	1,570	1,340	0,902
Комплекс ТБ2	5,794	6,459	1,971	4,501	1,700	1,383	0,911
Δδ*	0,325	0,435	0,101	0,423	0,130	0,043	0,033
Комплекс ТБ1	5,981	6,62	2,069	4,632	1,780	1,460	0,976
Δδ*	0,512	0,596	0,199	0,554	0,210	0,120	0,098

*Разность химических сдвигов протонов мономера и комплекса

Полимеризация мономеров фракции С₉ под действием комплексов ТБ1 и ТБ2 приводит к образованию модифицированных БМА смол с выходом 26 – 35 % в течение 40 – 60 мин, а под действием комплекса ТА1 и ТА2 получены смолы, содержащие звенья АН, с выходом 60 – 65 % в течение 20 мин. Причем замена комплекса ТА2 на ТА1, т.е. увеличение ТХТ в составе комплекса, приводит к увеличению выхода смол.

Выделенные сушкой модифицированные НПС, полученные под действием комплексов ТБ1 и ТБ2 (НПС_{С9+10БМА+ТБ1} и НПС_{С9+10БМА+ТБ2}) растворимы в ксилоле, а смолы, полученные под действием комплексов ТА1 и ТА2 (НПС_{С9+10АН+ТА1} и НПС_{С9+10АН+ТА2}) теряют растворимость после выделения из реакционного раствора. Все переосажденные в этиловый спирт смолы нерастворимы. Поэтому непосредственно из реакционных растворов методом полива были получены покрытия, свойства которых, определенные по стандартным методикам в сравнении со свойствами покрытий на основе немодифицированной смолы (НПС_{С9}), представлены в табл. 3.

Таблица 2

Значения химических сдвигов протонов в молекуле АН и комплексах АН – ТХТ

Вещество	Значения химических сдвигов δ протонов, м.д.	
	1	2а
АН	5,621	6,126
Комплекс ТА2	5,847	6,451
Δδ*	0,226	0,325
Комплекс ТА1	5,885	6,512
Δδ*	0,264	0,386

*Разность химических сдвигов протонов мономера и комплекса

Таблица 3

Свойства пленок НПС

НПС	Адгезия, балл	Твердость	Прочность при изгибе, мм	Прочность при ударе, см
НПС _{С9}	4	0,2	1	4
НПС _{С9+10БМА+ТБ1}	2	0,4	20	3
НПС _{С9+10БМА+ТБ2}	1	0,6	2	5
НПС _{С9+10АН+ТА1}	2	0,2	20	3
НПС _{С9+10АН+ТА2}	2	0,2	1	3

Как видно из табл. 3, прочность при ударе и твердость нефтеполимерных покрытий практически не изменяется. При использовании большего количества ТХТ в составе комплекса значительно снижается прочность при изгибе смол, модифицированных как БМА, так и АН (НПС_{С9+10БМА+ТБ1}, НПС_{С9+10АН+ТА1}). Адгезия покрытий улучшается для всех покрытий на основе модифицированных смол.

Таким образом, полученные результаты показали, что полимеризация мономеров фракции С₉ под действием комплексов ТХТ с полярным сомономером БМА, АН приводит к получению модифицированных смол, покрытия на основе которых обладают улучшенной адгезионной стойкостью.

Литература

1. Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Огородников В.Д. и др. Использование циклопентадиеновой фракции жидких продуктов пиролиза в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол//Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 316. – № 3 – С. 77 – 82.
2. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
3. Ерусалимский Б.Л., Любецкий С.Г. Процессы ионной полимеризации. – Л.: Химия, 1974. – 256 с.
4. Сутягин В.М., Бондалетова Л.И. Химия и физика полимеров: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 2008 с.

5. Фитерер Е.П., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Полимеризация высококипящих фракций пироконденсата на каталитических системах типа Циглера-Натта // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – 2004. – Т. 47. – Вып. 1. С. 127 – 130.

ПРЕВРАЩЕНИЕ ПРЯМОГОННОГО БЕНЗИНА ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

А.С. Медведев¹ И.С. Хомяков²,

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

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

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

В связи с интенсивным освоением нефтяных и газоконденсатных месторождений в настоящее время является актуальным создание и разработка высокоэффективных процессов глубокой переработки сырья. Значительного увеличения антидетонационных свойств прямогонных бензиновых фракций нефтей и газовых конденсатов можно достичь в результате применения термокаталитических процессов.

Основным промышленным процессом получения высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов является риформинг и его разновидности [1, 2]. Процесс осуществляется при 450-500 °С в среде водородсодержащего газа. Катализаторы риформинга весьма чувствительны к серо- и азот-содержащим соединениям сырья, в связи с чем необходимо проводить предварительную глубокую гидроочистку сырья. Получаемые бензиновые фракции содержат 50-70 % ароматических углеводородов и много бензола (7-15 %), что значительно превышает максимальные значения предъявляемым требованиям.

Для реализации процессов по производству высокооктановых бензинов с низким содержанием ароматических углеводородов наиболее приемлем процесс «Цеоформинг» [3]. Благодаря использованию различных цеолитсодержащих катализаторов нет необходимости проводить предварительную гидроочистку сырья.

Целью данной работы – явилось изучение каталитической активности различных промышленных цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения в высокооктановые бензины.

Объектами исследования послужили цеолитсодержащие катализаторы типа MFI: ИК-30-БИМТ; ИК-17-М; КН-30; Sud-Chemie. Исследования каталитических свойств цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на каталитической установке проточного типа со стационарным слоем катализатора в области температур 350-450 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении.

Анализ исходного прямогонного бензина, а также продуктов превращения проводили газохроматографическим методом на газовом хроматографе Хроматэк – Кристалл. 5000.1. Анализ газообразных углеводородов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3 м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al₂O₃ (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке DB-1 из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной жидкой фазой.

Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно – программном комплексе с помощью программы «Хроматэк-Аналитик» и «Хроматэк-Газолин».

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: температура начала кипения – 43 °С, температура конца кипения 185 °С. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. – 185 °С состоит из 28 % алканов, 39 % изоалканов, 29 % нафтенов, 3 % ароматических углеводородов, 1 % олефинов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к. – 185 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 78 пунктов по исследовательскому методу.

В таблице приведены результаты каталитических исследований по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на промышленных цеолитсодержащих катализаторах, установлено, что с ростом температуры процесса с 350 до 400 °С и объемной скорости подачи прямогонного бензина 2 ч⁻¹ на всех катализаторах наблюдается уменьшение выхода высокооктановых бензинов, в то же время возрастает содержание ароматических углеводородов и повышается октановое число.

Так на катализаторе ИК-30-БИМТ выход высокооктановых бензинов падает с 87,5 % до 73 %, содержание ароматических углеводородов возрастает с 12,3 % до 18,2 %, при температуре 400 °С октановое число продукта составляет 91,1 пункт по исследовательскому методу, на катализаторе Sud-Chemie выход высокооктановых бензинов падает с 90,2 % при 350 °С до 74,9 % при 400 °С октановое число продукта при этой температуре составляет 90,1 пункт.

Следует отметить, что содержание бензола в высокооктановых бензинах, получаемых на всех катализаторах, не превышает 1,5 %, а суммарное содержание ароматических углеводородов не превышает 20 %. Выход газообразных продуктов с ростом температуры возрастает на всех катализаторах. Среди газообразных продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций преобладают, в основном, пропан и бутаны.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: ИК-30-БИМТ, ИК-17-М, КН-30, Sud-Chemie

Наименование	Катализатор											
	ИК-30-БИМТ			ИК-17-М			КН-30			Sud-Chemie		
Температура, °С	350	375	400	350	375	400	350	375	400	350	375	400
Газовая фаза, мас. %	12,51	20,93	27,01	4,12	7,57	16,61	9,75	15,90	22,35	9,83	17,78	25,12
Жидкая фаза, мас. %	87,49	79,07	72,99	95,88	92,43	83,39	90,25	84,10	77,65	90,17	82,22	74,88
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,56	0,80	1,27	4,07	4,92	6,79	0,46	0,76	1,17	1,03	0,66	0,95
Этан	1,70	2,29	3,13	3,67	3,31	4,42	1,47	2,18	2,96	2,69	1,91	2,55
Этилен	1,45	1,56	1,65	3,02	3,92	4,42	1,86	2,07	2,37	2,51	1,88	2,00
Пропан	56,70	54,11	53,65	47,16	45,79	41,41	54,43	54,46	52,77	52,76	54,26	53,63
Пропилен	3,09	3,52	3,65	7,09	8,67	10,02	3,78	4,32	5,08	3,35	4,01	4,28
Изо-бутан	17,45	17,59	17,47	12,97	12,13	12,00	17,24	16,86	16,51	17,75	17,83	17,81
Н-бутан	17,31	17,23	16,15	16,41	15,16	14,04	17,72	16,15	15,41	17,23	16,43	15,52
Транс-бутен	0,10	0,40	0,47	0,66	0,76	0,93	0,39	0,40	0,51	0,31	0,39	0,44
Изо-бутен	1,65	2,50	2,56	4,94	5,34	5,94	2,66	2,79	3,22	2,37	2,64	2,82
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	12,29	16,11	18,23	5,84	7,71	10,42	8,96	12,16	14,89	8,90	12,46	16,85
бензол	0,58	0,93	1,39	0,21	0,36	0,53	0,37	0,61	0,89	0,38	0,59	1,00
Изопарафины	42,02	42,05	41,32	41,01	40,96	41,24	42,70	42,55	42,33	43,17	43,43	43,01
Нафтены	21,98	19,55	19,35	26,54	24,74	22,16	23,30	21,91	20,72	22,46	20,10	18,47
Парафины	21,94	20,25	19,19	24,70	24,37	23,53	23,38	21,44	19,83	23,88	22,07	19,47
Олефины	1,77	2,03	1,91	1,92	2,22	2,64	1,66	1,94	2,24	1,59	1,94	2,19
Октановое число (ИМ), пункты	87,32	89,78	91,07	81,05	82,42	84,09	85,00	87,45	88,87	85,41	87,75	90,08

Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мылдзинского месторождения на промышленных цеолитсодержащих катализаторах показали, что наибольшей активностью в процессе образования высокооктановых бензинов обладают катализаторы: ИК-30-БИМТ и Sud-Chemie.

Литература

1. Гуреев А.А., Жоров Ю.М., Смилович Е.В. Производство высокооктановых бензинов. – М.: Химия, 1981. – 224 с.
2. Маслянский Г.Н., Шапиро Р.Н. Каталитический риформинг бензинов. – Л.: Химия, 1985. – 224 с.
3. Степанов В.Г., Ионе К.Г. Производство моторных топлив из прямогонных фракций нефтей и газовых конденсатов с применением процесса «Цеоформинг» // Химия в интересах устойчивого развития – 2005 - № 13.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ МАРКОВ «ЕВРО-4 И 5»

А.С. Медведев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

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», важнейшей задачей является необходимость введения в стране европейских требований к экологическим параметрам, 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 процесса получения высокооктановых моторных топлив из прямогонных бензиновых фракций газового конденсата является использование цеолитсодержащих катализаторов на основе высококремнеземных цеолитов (ВКЦ) типа MF1. В настоящей работе проведены исследования по синтезу высококремнеземных цеолитов и каталитических свойств цеолитсодержащих катализаторов (ЦСК), полученных на их основе.

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 по-

рошки 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.

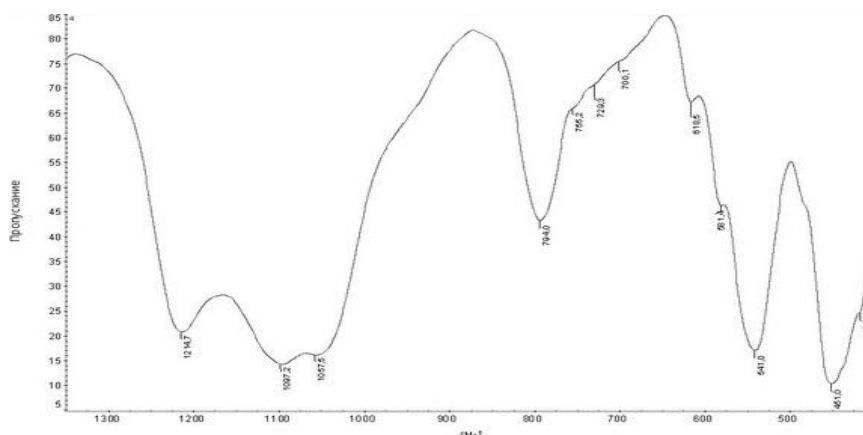


Рис. 1. ИК- спектр ВКЦ

На рис. 1 представлен ИК-спектр ВКЦ, синтезированного с использованием гексаметилендиамина в качестве структурообразующей добавки. Соотнесение литературных данных по наличию полос поглощения (п.п.) в синтетических цеолитах с полученными нами результатами позволяет сделать следующие выводы: о принадлежности приготовленного образца к цеолитам. Об этом свидетельствуют наличие в спектре интенсивных п.п. в области 1300-900, 820, 400-600 см⁻¹; об отнесении исследуемого цеолита к структурному типу MFI (ZSM-5), т.к. в ИК-спектре присутствует п.п. 560 см⁻¹.

Цеолитсодержащие нанокompозитные катализаторы были получены путем механохимического смешения высококремнеземного цеолита с наноразмерными порошками металлов: Mo, Zn и Cu в шаровой вибромельнице в течение 12 ч. Исследования каталитических свойств ЦСК в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на каталитической установке проточного типа со стационарным слоем катализатора. Анализ исходного прямогонного бензина, а также продуктов превращения проводили газохроматографическим методом на газовом хроматографе Хроматэк-Кристалл-5000.1.

На рис. 2 приведена зависимость октанового числа получаемого бензина от температуры процесса. С ростом температуры для всех ЦСК наблюдается тенденция повышения октанового числа катализата, так на катализаторе модифицированном 1 % Mo при температуре 350 °С октановое число получаемого бензина составляет 92 пункта по исследовательскому методу, а при 425 °С достигает 97 пунктов. Наименьшей каталитической активностью обладает катализатор модифицированный 1 % Zn и 2 % Cu, октановое число бензина полученного на этом катализаторе линейно повышается с 86 до 93 пунктов с ростом температуры от 350 до 425 °С.

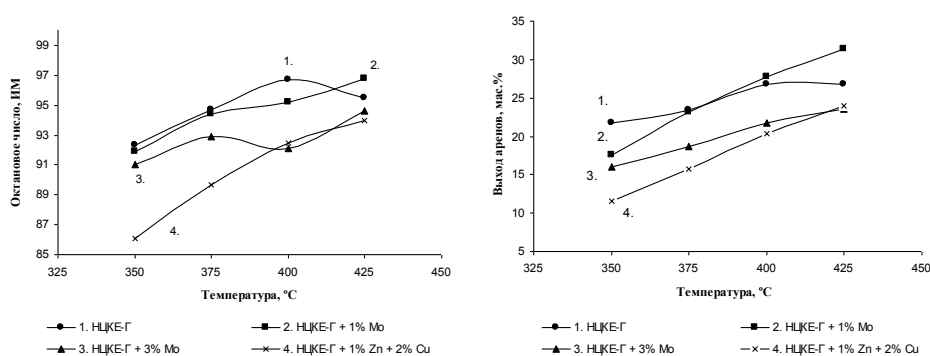


Рис.2. Зависимость октанового числа и выхода аренов от температуры

Содержание ароматических углеводородов в получаемом высокооктановом бензине не превышает 35 % на всех исследованных катализаторах (рис. 2), что соответствует требованиям технического регламента (содержание ароматических углеводородов – не более 35 %). Так же важно отметить, что максимальное содержание бензола составляет 2,5 %.

Таким образом, на основании физико-химических исследований установлено, что синтезированные цеолиты относятся к высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5). Так же исследованы каталитические свойства катализаторов модифицированных наноразмерными порошками различных металлов, и показана возможность их использования в качестве катализаторов процесса получения высокооктановых моторных топлив соответствующих предъявляемым экологическим требованиям.

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. Заявл. 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. – Заявл. 24.04.2006. Опубл. 27.12.2007.

ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

М.В. Можайская

Научный руководитель профессор А.К. Головки
Институт химии нефти СО Российской академии наук, г.Томск, Россия

По оценкам различных экспертов до 50 % от общего объема добываемой нефти составляют тяжелые высокопарафинистые нефти. Такие нефти характеризуются повышенными температурами застывания и вязкостью из-за высокого содержания в них твердых парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ. Изменение внешних условий (температуры, давления) влияет на изменение физико-химических свойств нефтяных систем, что приводит к отделению дисперсной фазы и является причиной образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в процессах транспортировки и переработки нефти. Избежать образования АСПО при транспортировке и хранении нефти было бы возможно при проведении глубокой очистки нефти непосредственно на промысле. Наиболее экономически выгодным способом может являться очистка нефти от компонентов АСПО сжиженным углеводородным газом [1, 3]. В нефтепереработке широко применяются процессы очистки сжиженными углеводородными газами топлив и масел от твердых парафинов [2], а так же для деасфальтенизации тяжелых нефтяных остатков. Применительно к сырой нефти этот процесс остается не изученным. Целью данной работы является выявление зависимости степени низкотемпературной очистки нефти сжиженным газом от твердых парафинов в зависимости от соотношения нефть:сжиженный газ и от температуры.

В качестве объектов исследования выбраны высокопарафинистые нефти (содержание твердых парафинов 9,3 и 10,2 % мас.), физико-химические характеристики которых представлены в табл. 1.

Эксперименты по выделению твердого осадка проводили при смешении нефти с сжиженным газом по методике описанной в работе [1]. Соотношение нефть : сжиженный газ варьировали от 1:1 до 1:5 (табл. 1). Разделение и фильтрацию проводили при температуре минус 25 °С.

В смеси нефть: сжиженный газ состава 1:1 и 1:2 отделяется асфальтено-смоло-парафиновая фаза, в которую переходит значительное количество углеводородов непарафиновой природы. Большая часть этих веществ остается диспергированной в жидкости, выводимой из реактора, и тем затрудняет процесс фильтрации осадка. Картина существенно меняется с увеличением доли сжиженного газа в смеси. При соотношениях нефть : сжиженный газ 1:3 – 1:5 количество осадков уменьшается и составляет 18,3-11,4 % от массы исходной сырой нефти (табл. 2). Выходы очищенного сырья при этом возрастают до 80,0-86,6 % мас. Экономически обоснованной следует считать пропорцию нефть : сжиженный газ 1:3, т.к. увеличение расхода сжиженного газа до 1:5 приводит лишь к сравнительно небольшому снижению количества осадка.

Таблица 1

Характеристика объектов исследования

Показатель	Харьгинская нефть	Краснодарская нефть	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	844	831	
Вязкость при 25 °С, мм ² /с	16,2	14,2	
Температура застывания, °С	+16	+22	
Содержание, % мас.	асфальтенов	1,6	1,2
	смола	5,4	1,7
	твердых парафинов	10,2	9,3

Таблица 2

Материальные балансы процесса очистки нефти при температуре минус 25 °С и различных соотношениях нефть : сжиженный газ

Соотношение нефть:сжиженный газ	Харьгинская нефть		Краснодарская нефть	
	Выход, % мас.			
	осадок	рафинат	осадок	рафинат
1:1	27,5	70,5	19,4	77,5
1:2	23,6	74,4	18,9	78,6
1:3	13,4	85,6	18,3	79,5
1:4	13,3	85,7	17,3	80,0
1:5	11,4	86,6	17,9	75,7

Таблица 3

Материальные балансы процесса очистки нефти при соотношении нефть: сжиженный газ 1:3 и различных температурах

Температура процесса, °С	Харьятинская нефть		Краснодарская нефть	
	Выход, % мас.			
	осадок	рафинат	осадок	рафинат
0	10,8	87,1	36,6	62,1
-5	12,2	85,8	26,9	68,1
-10	13,0	86,0	20,2	77,8
-15	12,9	86,1	19,9	78,5
-20	13,5	84,5	18,6	79,3
-25	13,4	85,6	17,4	79,8

Для выявления влияния температуры на качество очистки нефти проведены эксперименты в температурном интервале от 0 до минус 25 °С при разбавлении сжиженным газом в пропорции 1:3. Результаты этих экспериментов приведены в табл. 3. Суммарное количество веществ, осаждающихся из нефти, снижается с ростом температуры. Однако для оптимизации условий очистки нефти данных материального баланса недостаточно. Для выбора оптимальной температуры процесса необходимо проанализировать данные о химическом составе удаляемых из исходного сырья осадков, а также физико-химические и товарно-технические свойства очищенной нефти.

В процессе очистки нефти при соотношении нефть: сжиженный газ, равном 1:3, во всем температурном интервале происходит полная деасфальтизация нефти.

Глубина депарафинизации нефти существенно меняется в зависимости от температуры. С понижением температуры процесса от 0 °С до -25 °С содержание парафинов в очищенной нефти снижается в 1,5 – 1,9 раза по сравнению с исходными нефтями и сокращается количество соосажденных низкомолекулярных углеводородов (табл. 4). По мере снижения температуры и углубления процесса депарафинизации наблюдается снижение температур застывания очищенных нефтей с плюс 16 ÷ 22 °С до минус 8 ÷ 14 °С. Также в 1,7 - 2,5 раза уменьшается вязкость очищенных нефтей.

Таким образом, при этом способе очистки значительно улучшаются физико-химические и товарно-технические характеристики очищенных нефтей.

Таблица 4

Физико-химические свойства очищенных нефтей

Нефть	Показатели	Значения для						
		исходной нефти	рафинатов, полученных при температуре, °С					
			0	-5	-10	-15	-20	-25
Харьятинская	Содержание твердых парафинов, % мас.	10,2	8,8	8,5	8,1	7,8	7,2	6,9
	Вязкость при 25 °С	16,2	14,9	13,8	4,7	5,7	6,2	6,3
	Температура застывания, °С	+16	+14	+9	+6	0	-11	-14
Краснодарская	Содержание твердых парафинов, % мас.	9,3	8,5	7,7	6,7	5,9	5,5	5,0
	Вязкость при 25 °С	14,2	10,2	9,8	9,1	9,1	8,9	8,5
	Температура застывания, °С	+22	-5	-6	-7	-7	-7	-8

Достижению еще более значимого эффекта, со всей очевидностью, препятствует осаждение совместно с парафином части содержащихся в системе смолистых веществ, которые, как известно, обладают существенной депрессорной активностью [2, 4]. Установлено, что оптимальными условиями для очистки нефти сжиженным газом являются соотношение нефть:сжиженный газ 1:3 и температура процесса минус 25 °С. В состав образующихся осадков переходят все содержащиеся в нефти асфальтены. Очистка нефти при оптимальных условиях обеспечивает увеличение сортности нефти за счет снижения в 1,5- 2 раза содержания твердых парафинов, в 2,5 раза – вязкости и температуры застывания на 30 °С.

Литература

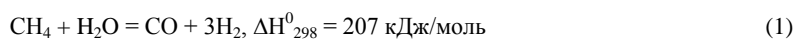
1. Головки А.К., Сурков В.Г., Камьянов В.Ф., Кошелева Л.А. Влияние температуры на процесс предварительной очистки парафинистой нефти сжиженным газом // Материалы 6 международной конференции Химия нефти и газа, 2006, с. 230-232
2. Казакова Л.П.. Твердые углеводороды нефти. – Москва: «Химия», 1986 – 176 с.
3. Переверзев А.Н., Богданов Н.Ф., Рощин Ю.Н. Производство парафинов – Москва «Химия», 1973 – 224 с.
4. Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия – 2006 - №12 – с. 25 – 28.

**КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ИНТЕРМЕТАЛЛИДОВ ДЛЯ КОНВЕРСИИ
МЕТАНА В СИНТЕЗ-ГАЗ****О.В. Пахнатов**Научный руководитель старший научный сотрудник Л.А. Аркатова
Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия

Природный и попутный газ – превосходное химическое сырье, из которого можно получить почти все органические соединения, в том числе и различные виды топлива, например, высокооктановые бензины и диметилвый эфир (ДМЭ) (заменитель дизельного топлива) [1]. ДМЭ является экологически чистым видом топлива, а также конкурентом сжиженного газа в газотурбинных установках, что в настоящее время является особенно актуальным из-за острой необходимости защиты окружающей среды. Его благоприятные физико-химические показатели способствуют полному устранению дымности выхлопных газов и снижению их токсичности (а также шумности), содержание токсичных компонентов в нем удовлетворяет экологическим требованиям европейских норм «Евро-4» и «Евро-5» [2,3]. Диметилвый эфир – потенциально крупнотоннажный продукт, масштабы потребления которого могут оказаться сопоставимыми с бензином.

Именно в процессе углекислотной конверсии метана получается синтез-газ, обогащенный монооксидом углерода, благоприятный для получения диметилвого эфира [3]. Технология получения высокооктановых бензинов, а также диметилвого эфира непосредственно из синтез-газа на сегодня является наиболее передовой и многообещающей, так как позволяет избежать капитальных и эксплуатационных затрат. Первой стадией данной технологической схемы может быть предложен процесс углекислотной конверсии метана в синтез-газ [3]. Кроме того, изучение взаимодействия CH_4 с CO_2 представляет интерес также с точки зрения вовлечения в практику такого неисчерпаемого сырья, как диоксид углерода, запасы которого в атмосфере составляют $7 \cdot 10^{11}$ т, а в литосфере – $5 \cdot 10^{16}$ т [1]. Оба компонента реакции $\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ являются парниковыми газами, они дешевы, и можно надеяться на создание многотоннажных процессов на их основе.

В промышленном масштабе в России применяется только один способ получения синтез-газа – это паровая конверсия метана (ПКМ) [2,3]:



которая протекает на нанесенных никелевых катализаторах. Однако, данный метод имеет следующие недостатки: 1) высокая стоимость перегретого водяного пара, 2) образование значительных избыточных количеств CO_2 , 3) получаемый синтез-газ состава $\text{H}_2:\text{CO} = 3:1$ удобен для синтеза аммиака, но неудобен для получения жидких углеводородов по методу Фишера-Тропша и других ценных продуктов химической и нефтехимической промышленности, требуя дополнительного обогащения смеси монооксидом углерода.

Главная проблема при реализации процессов переработки метана – потеря активности гетерогенных катализаторов вследствие их зауглероживания [4]. Традиционные методы получения катализаторов конверсии природного газа не позволяют получить активные, стабильные и резистентные к углеотложению контактные массы [5]. Цель данной работы – разработка высокоактивных и стабильных катализаторов на основе интерметаллида Ni_3Al , модифицированного Мо, для процесса углекислотной конверсии метана.

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 в аргоновой атмосфере. 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.

Фазовый состав образцов до и после каталитических испытаний определен методом рентгенофазового анализа с помощью дифрактометра Shimadzu XRD-6000.

С использованием проточно-каталитической установки исследована активность и стабильность работы синтезированных катализаторов в процессе УКМ. Реактор – трубчатый кварцевый с внутренним диаметром 5 мм. Условия эксперимента: предварительная обработка – нагрев в потоке гелия до 600°C ; скорость потока смеси CH_4 и CO_2 100 мл/мин, мольное соотношение компонентов смеси 1:1. Анализ исходных веществ и продуктов реакции осуществлялся хроматографически на приборе «Хромос ГХ 1000.1».

Электронно-микроскопические исследования каталитических систем проводились на растровом электронном микроскопе VEGAII LMU (Чехия) с системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа, интегрированного с VEGAII LMU, Oxford INCA Energy 350.

Дифференциальный термоанализ проведен на приборе синхронного термического анализа NETZSCH STA 409 (Германия), сочетающем одновременно термогравиметрию и дифференциально-сканирующую калориметрию (ДТА/ДСК).

Эксперименты по выявлению каталитической активности интерметаллидов показали, что среди исследованных систем в реакции углекислотной конверсии метана активной оказалась система предполагаемого стехиометрического состава Ni_3Al , представляющая собой, согласно РФА, многофазный образец: Ni_3Al , NiAl и Ni , что обусловлено узкой областью гомогенного существования фазы Ni_3Al , а также особенностями фазовых переходов в процессе синтеза и экстремальностью условий последнего [4]. Каталитические исследования продемонстрировали значительное влияние модифицирующих добавок на эффективность протекания CO_2 риформинга метана,

в частности, промотирование Мо значительно улучшает каталитические свойства системы на основе интерметаллида Ni₃Al. Причем, конверсии CH₄ и CO₂ очень близки к равновесным, достигая 97-99%, что делает данный катализатор перспективным, а сам процесс УКМ – потенциально реализуемым в промышленности. В данной работе катализаторы исследованы комплексом физико-химических методов (SEM, EDX, XRD, TEM, DTA-TG) и выявлена динамика их работы во времени в окислительно-восстановительной среде риформинга метана.

Методом растровой электронной микроскопии показано, что исходные образцы имеют относительно однородную поверхность, с отдельными полусферическими фрагментами, размер которых колеблется в диапазоне от 2 до 5 мкм. Для образца Ni₃Al поверхность отдельных глобул представляется гладкой с небольшими шероховатостями, наблюдается некоторое количество пор со средним размером 1-6 мкм. В модифицированных молибденом образцах в режиме BSE отчетливо фиксируются практически глобулярные включения Мо, размер которых достигает 2-6 мкм. После каталитических испытаний структура немодифицированного образца Ni₃Al изменилась – хорошо просматриваются новообразования, которые представляют собой агрегаты, состоящие из большого количества малых глобул, диаметром от 100 нм до 1 мкм. Согласно элементному анализу – данная морфологическая структура представляет собой углерод, то есть, данный катализатор подвергается незначительному зауглероживанию. Согласно данным ТГ-ДСК – выгорание углеродистых отложений в воздушной среде со всех образцов характеризуется единственным отчетливо выраженным экзопиком с температурами максимума, лежащими в диапазоне 670-715 °С. При увеличении содержания никеля, в системах происходит слабое смещение экзопика в более высокотемпературную область, и, что более важно, фиксируется увеличение количества выгоревших продуктов зауглероживания, а для регенерации катализатора в окислительной среде воздуха требуются достаточно высокие температуры – 750-850 °С. Модифицирование снижает углеродистые отложения, и при использовании 10 % Мо (масс.) содержание углеродистых отложений незначительно. В целом, не обнаружено функциональной зависимости дезактивации катализаторов с их закоксованием в ходе процесса конверсии метана.

В целом, в данной работе созданы новые каталитические системы [6] для реакции углекислотной конверсии метана на основе полученных методом СВС Ni-Al сплавов. Данные катализаторы перспективны с точки зрения внедрения в промышленность после стадии доработки в отношении стабильности работы во времени.

Использование данных катализаторов поможет решить проблему рационального использования природного газа.

Литература

1. Bradford M.C.J. and Vannice M.A. CO₂ reforming of CH₄//Catal. Rev. - Sci. Eng. – 1999. – V. 41. – №1. – P. 1–42.
2. Juan-Juan J., Roman-Martinez M.C., M.J. Illan-Gomes M.J. Nickel catalyst activation in the carbon dioxide reforming of methane. Effect of pretreatment//Appl. Cat. A: General. – 2009. – V. 355. – P. 27–32.
3. 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//Russ. J. of Phys. Chem A. – 2009. – Vol. 83. – № 4. – P. 624 – 629.
4. Arkatova L. Influence of Nickel Content on Catalytic Activity and Stability of the Systems, Based on Intermetallic Ni₃Al in the Conversion of Natural Gas Using Carbon Dioxide//Russ. J. of Phys. Chem. A 84 (4) (2010) 566-572.
5. Пат. 2351392 Россия. Катализатор и способ углекислотной конверсии легких углеводородов. Касацкий Н.Г., Найбороденко Ю.С., Китлер В.Д., Аркатова Л.А. и др. Заявлено 10.09.2007; Опубл. 10.04.2009.
6. Патент 2349380 Россия. Катализатор и способ получения синтез-газа углекислотной конверсией метана. Найбороденко Ю.С. Касацкий Н.Г., Китлер В.Д., Аркатова Л.А. и др. Заявлено 10.09.2007; Опубл. 20.03.2009.

КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА «SUD-CHEMIE» В ПРОЦЕССЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА В ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ

И.С. Хомяков¹, А.С. Медведев²

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев²

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

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

В последние годы ведется интенсивный поиск топлив альтернативных нефтяным: а именно сжатый и сжиженный углеводородные газы, диметиловый эфир, биогаз, биоэтанол, биодизель. Эти топлива не учитывают в полной мере реальные возможности современной техники, что требует поэтапного подхода к решению такой крупной задачи. Таким образом, традиционные моторные топлива будут приоритетными еще, по крайней мере, в течение 30-40 лет. На их долю даже к 2030 г. будет приходиться более 80 % потребления топлив различными типами транспортных двигателей.

Увеличение спроса на моторные топлива, ужесточение предъявляемых к ним требований и вовлечение в процесс переработки углеводородного сырья различного состава предопределили направление исследований в области производства высокооктановых бензинов. Основные мировые тенденции изменения углеводородного состава автомобильных бензинов марок «Евро – 4 и 5» состоят в увеличении доли изопарафинов с 20 до 45 %, снижении содержания ароматических углеводородов с 42 до 25 %, в частности, содержание бензола не должно превышать 1,5 %.

Среди существующих промышленных катализаторов наиболее перспективным для процесса переработки прямогонного сырья является катализатор «Sud-Chemie». Целью данной работы явилось изучение кислотных свойств и каталитической активности катализатора «Sud-Chemie» в процессе превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения в высокооктановые бензины.

В работе использовался промышленный катализатор «Sud-Chemie» (производитель – Германия, диаметр гранул 1,6 мм). Каталитические исследования проводились на установке проточного типа, реактор выполнен из нержавеющей стали. Опыты проводились при объемной скорости $1,5 \text{ ч}^{-1}$ и атмосферном давлении в интервале температур $350 - 425^\circ\text{C}$. В процессе превращения использовалась прямогонная бензиновая фракция $60 - 170^\circ\text{C}$.

Бензиновая фракция газового конденсата Мыльджинского месторождения имеет следующий групповой состав: 27 % парафинов, 30 % изопарафинов, 39 % нафтенов, 3 % ароматических углеводородов, 1 % олефинов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции $60 - 170^\circ\text{C}$ газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 76 пунктов по исследовательскому методу.

Результаты каталитических исследований приведены ниже в таблице. В целом, после конверсии в получаемом высокооктановом бензине по сравнению с исходным прямогонным бензином (ПБ) значительно увеличивается содержание ароматических углеводородов. Содержание нафтенов и парафинов снижается, содержание изопарафинов возрастает на несколько процентов.

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки ПБФ ($60 - 160^\circ\text{C}$) на «Sud-Chemie» при $1,5 \text{ ч}^{-1}$

Температура, $^\circ\text{C}$	350	375	400	425
Газовая фаза, мас. %	20,06	27,81	34,09	42,71
Жидкая фаза, мас. %	79,94	72,19	65,91	57,29
Состав газовой фазы, мас. %				
Метан	0,24	0,36	0,47	1,08
Этан	1,14	1,32	1,67	3,57
Этилен	0,67	1,55	1,63	1,21
Пропан	56,82	59,03	59,01	59,95
Пропилен	1,67	3,54	3,75	2,63
Изо-бутан	20,40	17,66	17,14	17,28
Н-бутан	17,79	14,35	13,96	12,62
Бугены	1,27	2,19	2,38	1,64
Состав жидкой фазы, мас. %				
Арены	21,33	26,21	30,85	39,15
бензол	0,78	1,38	1,34	3,43
Изопарафины	36,22	36,77	35,49	30,37
Нафтены	25,97	22,13	19,76	19,93
Парафины	14,57	13,02	11,98	8,90
Олефины	1,92	1,86	1,92	1,65
Октановое число (ИМ), пункты	90,92	94,58	97,74	96,98

Из таблицы видно, что выход высокооктановых бензинов из ПБ на катализаторе «Sud-Chemie» падает с 79,94 до 57,29 % за счет повышения глубины превращения углеводородов исходного сырья. Главным образом, увеличивается выход газообразных продуктов с 20,06 % при 350°C до 42,71 % при 425°C , в основном, парафинов $\text{C}_3 - \text{C}_4$, а выход аренов $\text{C}_6 - \text{C}_9$ увеличивается с 21,33 % до 39,15 %. В составе ароматических углеводородов преобладают толуол и ксилолы. Выход бензола с повышением температуры процесса с 350 до 425°C увеличивается с 0,78 % до 3,43 % соответственно. Содержание олефинов C_{5+} в катализате практически не изменяется с ростом температуры и составляет 1,92 % при 350°C и 1,65 % при 425°C . Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают пропан и бутаны. Выход пропана среди газообразных продуктов реакции превращения ПБ увеличивается с 56,82 % при 350°C до 59,95 % при 425°C .

Кислотные свойства промышленного катализатора «Sud-Chemie» исследовались методом термoproграммированной десорбции аммиака (ТПД). Исследуемый катализатор в количестве 0,3 г помещался в кварцевый реактор и предварительно прокачивался до температуры конца десорбции аммиака (650°C) в токе газоносителя гелия в течение 1,5 ч с целью очистки поверхности катализатора от кристаллизационной воды, воздуха и других возможных примесей. Затем реактор с катализатором охлаждался до температуры 100°C , при которой производилась адсорбция аммиака. Адсорбция аммиака проводилась при 100°C , чтобы исключить физическую адсорбцию на поверхности катализатора, затем реактор охлаждался до комнатной температуры. Десорбция аммиака производилась с линейной скоростью нагрева 15 град/мин до температуры 650°C . В качестве газоносителя использовался гелий, скорость потока составляла 100 мл/мин . Концентрации кислотных центров исследу-

двумо образца определяли из количества адсорбированного аммиака по площади полученных пиков и выражали в мкмоль/г катализатора.

Исследование кислотных свойств катализатора «Sud-Chemie» методом термодесорбции аммиака показало, что аммиак адсорбируется на катализаторе «Sud-Chemie» в двух формах, о чем свидетельствует наличие двух пиков на кривой ТПД.

Низкотемпературный пик в области 120 – 340 °С относится к процессу десорбции аммиака со слабых, преимущественно льюисовских кислотных центров, их концентрация составляет 259 мкмоль/г.

Высокотемпературный пик в области 340 – 600 °С характеризует десорбцию с сильных бренстедовских кислотных центров, их концентрация составляет 144 мкмоль/г, общая кислотность катализатора «Sud-Chemie» составила 403 мкмоль/г.

Таким образом, проведенные исследования кислотных и каталитических свойств по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на промышленном цеолитсодержащем катализаторе «Sud-Chemie» показали, что выход высокооктановых бензинов из прямогонной бензиновой фракции газового конденсата в области температур 350 – 425 °С составляет 80 – 60 %, октановое число изменяется с ростом температуры реакции от 90,92 до 96,98 пунктов по исследовательскому методу и получаемые высокооктановые бензины по качеству соответствуют высокооктановым бензинам марок «Евро –4 и 5».

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АКТИВАЦИИ ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКОЙ НА ВЫХОД И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ВЫСОКОКАНОВЫХ БЕНЗИНОВ ИЗ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

И.С. Хомяков², А.С. Медведев¹, М.В. Ерофеев³

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

²*Национальный исследовательский Томский государственный университет, г.Томск, Россия*

³*Институт сильноточной электроники СО РАН, г.Томск, Россия*

В настоящее время проблема переработки природного углеводородного сырья имеет особую актуальность, как с экологической, так и с экономической точки зрения. В нефтехимическую и нефтеперерабатывающую промышленность вовлекаются альтернативные источники сырья: газоконденсаты, конденсаты, природные и попутные нефтяные газы. В разработке экологически чистых и безотходных каталитических процессов переработки альтернативных источников углеводородного сырья важное место занимает создание катализаторов и на их основе высокоэффективных процессов. Наиболее актуальным является использование цеолитсодержащих бифункциональных катализаторов на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5), высокая активность и селективность которых связана с наличием двух типов активных центров. Свойства активных центров в значительной степени зависят от способа введения модифицирующей добавки в цеолит (ионный обмен, пропитка, механохимическая смещение и т.д.) и методов предварительной обработки катализатора (термическая активация, γ -облучение, УФ-облучение и т.д.).

В данной работе представлены результаты исследований влияния предварительной плазмохимической обработки цеолита типа MFI на его каталитическую активность в процессе конверсии прямогонных бензинов (ПБ) в высокооктановые компоненты моторных топлив. В работе использовался промышленный катализатор «Sud-Chemie» (производитель – Германия, диаметр гранул 1,6 мм). Обработка катализатора осуществлялась плазмой разряда, возбуждаемого высоковольтным генератором наносекундных импульсов РАДАН-220 [1]. Плотность УФ-излучения в области длин волн 200-400 нм составляла 0,3 мкДж/см². При плазмохимической обработке варьировалось количество импульсов: 10, 40, 60, 120. Чтобы найти энергию от n выстрелов необходимо помножить плотность излучения на количество выстрелов. Кроме УФ-излучения катализатор подвергался воздействию высокоэнергетических электронов, рентгеновского излучения и радикалов. Известно очень много типов разряда: тлеющий, дуговой, коронный, искровой и т.п. Однако представляется целесообразным выделить еще один вид импульсных разрядов. В основе таких разрядов лежит явление волны размножения фоновых электронов (ВРЭФ) в неоднородном поле. Такие ВРЭФ-разряды обладают некоторыми отличительными чертами и имеют перспективы для различных приложений, в частности, для накачки лазеров и мощных ламп. Как показывают эксперименты при достаточно коротком фронте импульса высокого напряжения ВРЭФ осуществляет объемную ионизацию. Кинетические процессы в ВРЭФ-разряде происходят следующим

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов переработки ПБФ НК 60 – КК 160°C на катализаторе «Sud-Chemie» при 1,5 ч⁻¹
(плазмохимическая обработка катализатора)

Число импульсов	0	10	40	60	120	0	10	40	60	120	0	10	40	60	120
Температура, °C	375	375	375	375	375	400	400	400	400	400	425	425	425	425	425
Газовая фаза, мас. %	27,81	31,44	30,15	30,40	30,39	34,09	39,03	38,54	36,64	33,85	42,71	42,48	44,12	43,45	44,21
Жидкая фаза, мас. %	72,19	68,56	69,85	69,60	69,61	65,91	60,97	61,46	63,36	66,15	57,29	57,52	55,88	56,55	55,79
Состав газовой фазы, мас. %															
Метан	0,36	0,37	0,62	0,37	0,62	0,47	0,61	1,01	0,61	1,02	1,08	1,03	1,67	1,01	1,66
Этан	1,32	1,56	1,83	1,58	1,81	1,67	2,34	2,64	2,32	2,69	3,57	3,49	3,89	3,38	3,89
Этилен	1,55	0,79	0,98	0,82	0,95	1,63	0,98	1,17	0,97	1,17	1,21	1,31	1,56	1,29	1,47
Пропан	59,03	55,63	55,71	55,87	55,75	59,01	57,10	56,70	57,36	56,72	59,95	59,10	57,87	59,13	58,20
Пропилен	3,54	1,98	2,18	2,05	2,13	3,75	2,33	2,48	2,34	2,49	2,63	2,83	3,03	2,84	2,86
Изо-бутан	17,66	20,87	20,06	20,70	19,97	17,14	19,76	19,17	19,64	19,08	17,28	17,53	17,12	17,54	17,18
Н-бутан	14,35	17,27	17,08	17,09	17,25	13,96	15,23	15,21	15,10	15,19	12,62	12,92	13,06	13,01	13,04
Бутены	2,19	1,52	1,54	1,52	1,53	2,38	1,65	1,61	1,65	1,65	1,64	1,78	1,80	1,80	1,71
Состав жидкой фазы, мас. %															
Арены	26,21	26,82	27,41	25,49	27,54	30,85	33,15	33,54	31,17	34,06	39,15	39,71	40,13	37,84	40,03
бензол	1,38	1,36	1,36	1,33	1,31	1,34	2,25	2,18	2,13	2,17	3,43	3,08	3,19	3,11	3,09
Изопарафины	36,77	35,01	35,13	35,69	34,73	35,49	33,16	33,02	33,83	32,56	30,37	28,71	30,05	31,09	30,05
Нафтены	22,13	22,86	22,53	23,47	22,21	19,76	20,83	20,15	21,76	21,59	19,93	19,94	18,56	19,96	18,78
Парафины	13,02	13,34	12,87	13,40	13,56	11,98	10,90	11,31	11,34	9,80	8,90	8,47	9,35	9,24	9,20
Олефины	1,86	1,96	2,05	1,95	1,95	1,92	1,96	1,99	1,90	1,98	1,65	3,17	1,90	1,87	1,95
Октановое число (ИМ), пункты	94,58	94,67	95,03	93,97	95,08	97,74	97,80	98,43	96,80	97,28	96,98	99,16	98,53	96,29	98,17

образом. На фронте ВРЭФ электроны ускоряются в электрическом поле и производят ионизацию. За фронтом же волны размножения поле экранируется плазмой, поэтому нагрев электронов полем резко падает. Электроны начинают охлаждаться за счет столкновений с атомами газа (рисунок).



Рис. 1. Качественный вид разряда на основе волны размножения фона

Ввиду того что при высокой плотности газа степень ионизации невелика, электроны охлаждаются до низкой температуры, ограничиваемой рекомбинационным нагревом. Плотность электронов $\mathcal{M}e$ за волной размножения можно оценить из выражения $E = 2 \pi e r D N e$. Здесь E — напряженность поля; $rD = (T_e / 4 \pi e^2 N e)^{1/2}$ — дебаевский радиус; T_e — температура электронов. Главной отличительной способностью рассматриваемого ВРЭФ-разряда является то, что после прохождения волны размножения фона образуется плазма, переохлажденная по степени ионизации — рекомбинационно-неравновесная плазма. Исследования влияния температуры показали, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 1,5 ч⁻¹ выход высокооктановых бензинов из ПБ на «Sud-Chemie» падает с 79,94 до 57,29 % за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. Главным образом увеличивается выход газообразных продуктов с 20,06 % при 350 °С до 42,71 % при 425 °С, в основном, парафинов C3-C4, а выход аренов C6-C9 увеличивается с 21,33 % до 39,15 %. В ароматических углеводородах преобладают толуол и ксилолы. Выход бензола с повышением температуры процесса с 350 до 425 °С увеличиваются соответственно с 0,78 % до 3,43 %.

Содержание олефинов C_{5+} в катализате практически не изменяется с ростом температуры и составляет 1,92 при 350 °С и 1,65 при 425 °С. Выход нафтеновых, n-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается (таблица).

Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ в основном преобладают пропан и бутаны. Выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 56,82 % при 350 °С до 59,95 % при 425 °С. При плазмохимической обработке катализатора «Sud-Chemie», по сравнению с процессом без плазмо-химической обработки, наблюдается повышение выхода аренов на 1-2,5 % и увеличение октанового числа получаемого бензина на 0,5-1,5 пункта. Выход бензина снижается на 3-4 %. Максимальный эффект наблюдается при плазмохимической обработке катализатора на 120 импульсов.

Секция 12

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

КАКИМ БЫТЬ БУРОВИКУ – ВЫПУСКНИКУ МАГИСТЕРСКОЙ ПОДГОТОВКИ?

В.Д. Евсеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с проводимой в стране реформой высшего образования (переход на двухуровневую подготовку) много ведется разговоров на всех уровнях (от домашней кухни до Министерства образования и науки РФ) относительно того, какими отличительными особенностями должен обладать студент, оканчивающий магистратуру высшего учебного заведения. Позволю себе высказать свое мнение по этому вопросу.

Для того, чтобы не ошибиться, отвечая на данный вопрос, мы должны четко ответить на самый важный вопрос: «А для чего мы обучаем студентов в высшей школе?». Вопрос совершенно не праздный. В советское время, например, все выпускники ВУЗов обязательно распределялись на производство. Все кафедры были одинаковы в несении ответственности за тех, кого подготовили и направили на производственные предприятия. В настоящее же время ситуация круто изменилась: выпускники не всех кафедр распределяются на производство и работают там. Часть выпускников ВУЗов находит себе работу в других сферах: продавцами в многочисленных торговых киосках и пр. В этом случае ответственности за качество подготовки студентов у выпускающих кафедр нет. Ситуация в определенном смысле и хороша: никто не напишет рекламацию на плохую подготовку студентов, нет острой необходимости в отчислении из ВУЗа студентов, не справляющихся с учебной нагрузкой (и не желающих с ней справиться), можно обучать студентов по любой образовательной траектории, не неся при этом ответственности за качество подготовки и т.п.

Для преподавателей кафедры бурения скважин ответ на прозвучавший выше вопрос очевиден, так как кафедра из года в год распределяет своих выпускников в буровые организации Западно-Сибирского региона. По этой причине выпускник кафедры, как бы он ни назывался (бакалавр, инженер, магистр), должен быть на рынке труда (в буровой организации) более предпочтителен по сравнению с выпускниками кафедр бурения других ВУЗов страны. Конкурентное состязание не только среди выпускников, но и среди студентов при прохождении ими производственных практик, на рынке труда происходит очень просто. Например, в Стрежевской филиал ЗАО «Сибирская сервисная компания» приезжают на работу и на производственную практику выпускники и студенты не только кафедры бурения скважин ИПР ТПУ, но и студенты и выпускники из Уфимского государственного нефтяного технического университета, Тюменского государственного нефтегазового университета, Пермского государственного технического университета и пр. Ответственные от предприятия за прием на работу выпускников кафедр бурения скважин различных ВУЗов уже на стадии прохождения студентами производственной практики получают представление об уровне подготовки студентов. И буровое предприятие отдаёт предпочтение выпускникам и студентам той кафедры, выпускники и студенты которой лучше подготовлены. Такое оценивание подготовки студентов и выпускников происходит на всех буровых предприятиях. На рынке труда идет постоянное конкурентное состязание между студентами и выпускниками различных ВУЗов. И только выигрыв в этом состязании обеспечит постоянное приглашение на работу выпускников кафедры (бакалавров, магистров) и студентов на производственную практику.

Переход на двухуровневую траекторию обучения позволяет еще лучше подготовить студента для работы на производстве, так как появляется дополнительный год подготовки в магистратуре по сравнению с обучением студентов в специалитете. Но помешать реализовать это может неправильная организация обучения в магистратуре, вытекающая из неверного ответа на поставленный выше вопрос.

Уверенно можно сказать, что хорошим выпускником магистерской подготовки направления «Нефтегазовое дело» будет тот, который окончил профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин» бакалавриата этого же направления. Положительной стороной бакалаврской стадии учебы было бы выравнивание на небольшой срок учебного плана профилей подготовки, входящих в одно направление. Например, если взять направление «Нефтегазовое дело», то вполне разумно в течение первого года обучать студентов профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» кафедры «Бурение скважин», студентов кафедр «Геология и разработка нефтяных месторождений», «Транспорт и хранение нефти и газа» по единому учебному плану. Это даст возможность студентам направления лучше определить себя среди различных профилей подготовки и выбрать для себя наиболее приемлемый. Нужно ввести в учебный план дисциплину, читаемую всем студентам направления, в которой рассматриваются особенности всех профилей подготовки этого направления, дается краткая характеристика всех дисциплин учебного плана. В этом случае студент не будет являться заложником решения, принятого им годом раньше во время поступления в ТПУ при не вполне удовлетворительном знании сути профилей, входящих в направление «Нефтегазовое дело».

Обучать студентов направления «Нефтегазовое дело» два года по единому учебному плану нельзя, так как студенты этого направления после второго курса должны поехать на производственную практику, уже имея рабочую специальность и другие необходимые документы, без которых студенты не будут зачислены на рабочие должности в бригаду. Все эти документы студенты направления получают после дополнительного обучения, которое проходит на первом курсе и продолжается во время летней учебной профессионально-ориентирующей

практики на кафедре после первого курса, либо в учебных центрах г.Томска. Отсюда следует, что определяться с профилем подготовки студентам нужно к концу первого года обучения в бакалавриате, до начала профессионально-ориентирующей практики.

Обучение всех студентов технических профилей два года по единому учебному плану не могут приветствовать. И причин тут несколько. Во-первых, при поступлении в ТПУ конкурс на различные направления разный, во-вторых, имеющиеся в ТПУ направления настолько отличаются друг от друга, что никогда не будет много желающих перейти с одного направления на другое. А это означает, что не следует вносить деформацию в образовательную траекторию ради возможного единичного перехода с одного направления на другое. В-третьих, одинаковые по названию учебные дисциплины (математика, физика, химия, например) должны для каждого направления читаться по-разному в соответствии со спецификой будущей работы. Это требуется еще и по той причине, что с каждым годом уровень подготовки выпускников средних школ стремительно падает. Далеко не все студенты первого курса в состоянии понимать абстрактный математический язык! Преподавание математики, физики, химии должно быть, с одной стороны, упрощено, а, с другой стороны, максимально приближено к будущей специальности. Такая математика, физика и химия не оттолкнет от этих учебных дисциплин студентов и вызовет интерес к профилю направления. Отечественные школьники, поступающие учиться в ВУЗ, увы, существенно отличаются от студентов стран Западной Европы: если тех отличает ярко выраженное стремление к знаниям (наблюдение, сделанное студентом буровиком Поповичем Д. во время обучения в Технологическом университете г. Лаппеенранта (Финляндия) осенью 2010 г.: по стремлению учиться все финские студенты одинаковы – все стремятся учиться), то у многих наших студентов стремления учиться вообще нет, более того, из средней школы они вынесли убеждение, что положительную оценку преподаватель и так поставит! Учеба, как труд, не воспринимается многими представителями современного молодого поколения. И мы из таких школьников должны делать инженеров, поскольку иных школьников у нас нет! По этой причине заниматься нужно не выравниванием учебных планов подготовки всех профилей технических направлений (это означает постепенное ослабление уровня подготовки студентов всех технических специальностей), а совершенствовать учебные планы профилей одного направления.

Нужно добиваться того, чтобы образование, получаемое выпускником бакалавриата, было высшим. Выпускник бакалавриата должен иметь возможность распределиться на производство на инженерную должность (сначала, конечно, бакалавр поработает помощником бурильщика 2-3 месяца, но затем будет работать на должности инженера, технолога). Это позволит выпускнику бакалавриата сделать перерыв в обучении между бакалавриатом и магистратурой, позволит набраться практического опыта, работая на производстве, и поможет сделать более осмысленным выбор программы магистерской подготовки.

Оканчивая бакалавриат в конце четвертого года обучения, студент кафедры бурения скважин имеет возможность поступить на магистерские программы подготовки не только имеющиеся в ТПУ, но и в других ВУЗах Российской Федерации. Это хорошо и думаю, что со временем так оно и будет. Но сейчас, на начальной стадии формирования двухуровневой подготовки, реально происходить будет другое: скорее всего буровики-бакалавры выберут магистерскую программу «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях», имеющуюся на кафедре бурения скважин Института природных ресурсов. Делая осознанный выбор программы магистерской подготовки, студент должен учиться по такому учебному плану, который нацелен на максимальное развитие инженерных навыков буровика, если не сформированных в бакалавриате, то, во всяком случае, четко обозначенных.

Магистрант, обучающийся по программе «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях», должен не только посещать учебные занятия, но и уметь «поднять себя» для постоянного самостоятельного обучения во вне учебного времени. Без этой компоненты обучения невозможно стать классным специалистом.

При учебе в магистратуре уже не допустим переход с одной учебной программы на другую: программа уже выбрана! Три первых семестра должны содержать учебные дисциплины, способствующие более глубокому постижению магистрантами бурового дела, пониманию технологии бурения. В учебном плане должны преобладать специальные дисциплины, а не дисциплины, направленные на общее развитие магистранта. Если же учебный план подготовки магистранта будет составлен так, что в течение первого года обучения вообще не будет специальных дисциплин, необходимых для подготовки инженера буровика, то означает это, в лучшем случае, то, что кафедра бурения скважин превратится в кафедру, выпускники которой будут вытеснены с бурового рынка труда выпускниками кафедр бурения скважин других ВУЗов. В этом случае выпускникам кафедры бурения скважин ТПУ придется конкурировать на продовольственном и вещевом рынках г. Томска с выпускниками кафедр, которые давно «направляют» на них своих выпускников.

Говоря о поступлении на магистерскую программу «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях» бакалавров, окончивших другие направления, имеющихся в ТПУ, и выпускников других ВУЗов, замечу, что для успешного обучения в магистратуре им необходимо пройти обучение на курсах подготовки, предшествующих поступлению в магистратуру. На этих курсах будущие магистранты смогут ознакомиться с начальными сведениями о технологии бурения нефтяных и газовых скважин. После обучения на курсах соискатель должен сдать вступительный экзамен в магистратуру. И только после этого он станет магистрантом программы «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях» направления «Нефтегазовое дело».

Может ли быть вступительный экзамен в магистратуру разным для тех, кто поступает, пройдя стадию бакалавриата направления «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»), и для тех, кто поступает «со стороны»? Этот вопрос дискуссионный. Думаю, что при утвердительном ответе на этот вопрос

необходимо отдавать предпочтение высокоодаренным, талантливым людям, способным справиться с учебной программой.

После двух лет обучения выпускник магистерской программы «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях» должен успешно работать на буровом предприятии, куда он будет распределен. Уверен, что так оно и произойдет в случае, когда выпускник магистерской программы подготовки до этого обучался в бакалавриате направления «Нефтегазовое дело» по профилю «Бурение нефтяных и газовых скважин». Но если он поступил учиться на программу «Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях», минуя обучение в бакалавриате направления «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»), то весьма сложно представить, что его ждет успешная карьера на буровом предприятии (во всяком случае, в начальный период работы). Чтобы такого магистранта хорошо подготовить к работе на производстве, нужно не только создать учебный план, содержащий буровые дисциплины во всех трех семестрах, предшествующих работе магистранта над выпускной квалификационной работой, но и обеспечить магистранта производственной практикой.

Для всех магистрантов, а для таких магистрантов, которые пришли «со стороны», в особенности, летняя практика (между 5 и 6 годами обучения) должна быть исключительно производственной, т.е. проходить должна на буровом предприятии. Магистранты, поступившие учиться «со стороны», в первый свой год обучения в магистратуре должны приобрести рабочую специальность «Помощник буровика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ (второй)», пройти обучение на курсах повышения квалификации по программе «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях» для получения соответствующего документа. В течение производственной практики магистрант должен работать в составе буровой бригады на рабочей должности и собрать материал, необходимый для написания выпускной квалификационной работы в виде проекта. Это очень важно для магистра, распределяемого на работу на буровое предприятие на должность инженера.

Особый разговор относительно участия магистрантов в научных работах, проводимых на кафедре. Будем смотреть правде в глаза: магистров ждут не в научных лабораториях НИИ, а на буровых. Связь с буровыми организациями кафедрой бурения скважин через своих выпускников укреплялась на протяжении более 25 лет. Кафедра должна готовить магистров для работы на производстве. И активно участвовать в учебном процессе при проведении занятий должны опытные производственники! Современное бурение стремительно развивается, одним повышением квалификации преподавателей на производстве, проходящим один раз в пять лет, его не догнать. Подготовку магистров для работы в научно-исследовательских организациях отложим на будущее: в настоящее время нет таких НИИ, которые ежегодно могли бы принимать на работу 20 и более выпускников.

Возможно во время практики проведение и научного исследования и написание на его основе выпускной квалификационной научной работы – магистерской диссертации. Но эта практика должна проходить на кафедре бурения скважин, магистрант при прохождении практики должен заниматься научными исследованиями. Такой магистрант интересен для кафедры тем, что из его выпускной работы может вырасти вскоре и кандидатская диссертация. Такому выпускнику магистерской программы будет, надеюсь, интересно продолжить работу на кафедре, активно участвовать в учебном процессе и проведении научных исследований для защиты в обозримом будущем докторской диссертации. Но и на производстве он всегда сможет работать, если возникнет такое желание. Более того, проведение научных исследований при обучении в магистратуре – длительный процесс формирования инженера нового типа, который принесет больше пользы буровому предприятию, чем современный выпускник.

Когда молодой человек поступает в магистратуру, предварительно поработав на буровом производстве, и определился за время работы с программой магистерской подготовки, необходимой ему для дальнейшего карьерного роста, то проведение научных исследований для магистранта должно быть естественным и проходить одновременно с его обучением: от участия в проведении совместных научных исследований с сотрудниками кафедры до выполнения самостоятельной научной работы. По этой причине и отбор кандидатов в магистратуру должен быть не только строгим, но и специфичным: не пропустить творческую личность. Требуется набрать именно из таких личностей учебную группу. Именно таких магистрантов нужно обучать по программам магистерской подготовки.

Думаю, что преподаватели кафедры бурения скважин должны быть готовыми к открытию новых программ повышения квалификации сотрудников буровых организаций по вопросам оптимизации режимов бурения и отработки долот, выбора растворов для бурения скважин и их заканчивания, бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, крепления скважин. Это необходимо для становления и развития магистерской подготовки по программе «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях».

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОЛОКНИСТЫХ НАПОЛНИТЕЛЕЙ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ И ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

А.В. Анисимова

Научный руководитель профессор Г.М.Толкачев

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время Восточная Сибирь является одним из наиболее перспективных районов для добычи нефти и газа. Здесь, на территории Якутии, Красноярского края и Иркутской области открыты такие крупные нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) как Ванкорское, Талаканское, Чаяндинское, Верхнечонское и др.

К числу наиболее характерных осложнений при строительстве скважин на Верхнечонском НГКМ относится поглощение портландцементного тампонажного раствора в осинском ($\alpha_{грп}=1,96$) и верхнечонском ($\alpha_{грп}=1,75$) горизонтах в процессе продавки в затрубное пространство. Это приводит к загрязнению продуктивных пластов твёрдой фазой тампонажного раствора и недоподъёму его на проектную высоту – до устья. Для предупреждения возникновения этого вида осложнения в состав тампонажного раствора могут быть включены различные инертные наполнители. При движении раствора по кольцевому пространству в скважине частицы наполнителя кольматируют поры и каналы проницаемых пород приствольной зоны в стенках скважины и, тем самым, позволяют предотвратить проникновение тампонажного раствора в продуктивный пласт и его засорение. Стоит отметить, что наличие наполнителя в растворе зачастую оказывает негативное влияние на технологические свойства растворов и физико-механические свойства формирующегося цементного камня. Как правило, значения показателей реологических свойств растворов увеличиваются, что приводит к повышению гидродинамической составляющей давления на стенки скважины при течении их в затрубном пространстве. Одним из технологических приёмов, позволяющих уменьшить величину давления на стенки скважины, является снижение производительности цементировочных насосов цементировочной техники и скорости восходящего потока цементного раствора. Однако, при цементировании эксплуатационных колонн в скважинах Верхнечонского НГКМ этот приём, увеличивающий продолжительность процесса цементирования, не может быть применён, поскольку это потребует увеличить сроки загустевания и схватывания тампонажного раствора, который при низкой положительной температуре (+1...+12°C) будет формировать цементный камень низкой прочности. Поэтому для цементирования эксплуатационных колонн в скважинах Верхнечонского НГКМ необходимо использовать тампонажные растворы на основе химически активных вяжущих с наполнителями, которые незначительно изменяют их реологические характеристики и тем самым позволяют в более короткие сроки разместить цементный раствор в затрубном пространстве с подъёмом его до устья без возникновения поглощения и формированием высокопрочного цементного камня.

Для повышения качества цементирования эксплуатационных колонн предлагается использование облегчённого магнезиального тампонажного материала с добавкой волокнистого наполнителя. Наибольший интерес представляют полимерные волокна, которые в составе тампонажного материала оказывают комплексное действие: при движении тампонажного раствора по заколонному пространству позволяют кольматировать каналы поглощений в стенках скважины, представленных высокопроницаемыми породами, армируют формирующийся цементный камень, повышают его прочность, а также позволяют предотвратить усадку цементного камня. Характеристики полиакрилнитрилового Ricem Фрас (ПАН), полипропиленового Crackstop (ПП) и полиамидного Axilat NYL 4 (ПА) волокон, наиболее часто используемых в цементных растворах, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики волокон различных типов

Тип волокна	ПАН	ПП	ПА
Плотность, г/см ³	1,18	0,91	1,16
Длина волокна, мм	2,15	3	4
Диаметр, мкм	6-20	15-30	17
Модуль упругости, ГПа	15	0,6-5,0	0,6-5,5
Прочность на разрыв, ГПа	0,6-1,0	0,2-0,5	0,3-0,7

Для оценки влияния волокон этих типов на технологические свойства предлагаемого для цементирования эксплуатационной колонны в скважинах Верхнечонского НГКМ тампонажного материала выполнен ряд исследований. В таблице 2 приведены результаты сравнительных лабораторных испытаний используемого в настоящее время облегчённого портландцементного тампонажного материала (ПЦТоб), магнезиального тампонажного материала без наполнителя и магнезиальных тампонажных материалов с добавками выше перечисленных волоконистых наполнителей.

Технологические характеристики свойств тампонажных растворов (ρ , Φ , $\eta_{пл}$, τ_0 , θ , $\tau_{зар}$) определялись согласно методике, описанной в ISO 10426-2.

Для сравнения кольматирующей способности растворов с различными наполнителями был модернизирован прибор ВМ-6, позволяющий получить количественную оценку их действия. Измерения производились по следующей методике. Приготовленный тампонажный раствор кондиционировали в течение 20 минут, после чего

его размещали в приборе на металлической перфорированной пластине с наибольшим диаметром отверстий 1,5 мм. Количество прошедшего через перфорированную пластину при перепаде давления в 0,1 МПа тампонажного раствора фиксировали как величину, характеризующую кольматирующую способность. Далее опыты повторяли с использованием перфорированных пластин с диаметром 1,2 и 1,1 мм.

Определение реологических характеристик проводилось с использованием ротационного вискозиметра модели Chan 35. Так как длина используемых волокон наполнителя превышала величину зазора стандартной конфигурации R1/B1, что не позволяло снимать стабильные показания прибора при высоких скоростях вращения ротора, то при исследованиях использовали конфигурацию ротора и боба R1/B2 с увеличенным зазором в кольцевом пространстве.

Таблица 2

Свойства раствора-камня тампонажных материалов

Показатели	Тампонажный материал				
	ЩГоб	На основе магнезиального вяжущего			
		без наполнителя	с ПАН	с ПП	с ПА
Доля кольматанта, масс.ч.	-	-	0,4	0,4	0,4
Тампонажный раствор ($T_{исп}=20\pm 1^{\circ}C$)					
Условная вязкость ($УВ_{100}$), с	не иссл.	15	16	18	18
Плотность (ρ), кг/м ³	1500	1640	1633	1615	1630
Стабильность (С), кг/м ³	не иссл.	27	0	31	5
Кольм. способность, % (ч/з пластину 1,5мм)	100	100	74,3	85,2	74,9
Кольм. способность, % (ч/з пластину 1,2мм)	100	100	46,7	58,6	40,4
Кольм. способность, % (ч/з пластину 1,1мм)	100	100	35,6	38,5	33,2
Показатель фильтратоотдачи (Ф), см ³ /30 мин.	97	5	4,7	4,3	5
Пластическая вязкость ($\eta_{пл}$), мПа·с	157,7	135	151	160,3	139,9
Динамическое напряжение сдвига (τ_0), дПа	19,4	0	0	0	1,2
Статическое напряжение сдвига (θ), ч/з 10 _с /10 _{мин} , дПа	91,0/167,6	15,1/20,2	15,1/40,3	15,1/20,2	15,1/40,3
Время загустевания до 70Вс ($\tau_{зар}$), через, ч-мин	10-40	6-10	6-15	6-05	6-20
Сроки схватывания, через, ч-мин, начало/конец	18-20/19-50	7-20/8-35	7-30/8-40	7-15/8-35	7-40/8-55
Цементный камень через 2 суток хранения					
Прочность при изгибе, МПа	0,82	4,16	4,27	4,18	4,15
Прочность сцепления с метал. поверхностью, МПа	0	0,78	0,88	0,71	0,84
Прочность на сжатие, МПа	1,67	8,15	9,36	9,32	9,13
Прочность на разрыв, МПа	не иссл.	1,06	1,29	1,20	1,39
Увеличение объема, %	усадка	0,43	0,42	0,40	0,53

Формирование цементного камня для исследования его физико-механических свойств осуществлялось при температурном режиме: хранение в течение первых 6 ч при $T=20^{\circ}C$, в течение следующих 18 ч при $T=16^{\circ}C$, далее при $T=13^{\circ}C$.

Результаты исследований, приведённых в табл. 2, свидетельствуют:

- о целесообразности применения ПП волокна в составе магнезиальных тампонажных материалов. Эта добавка снижает стабильность раствора, отмечается её всплытие и неравномерное распределение в объёме цементного камня. По-видимому, это связано с низкой плотностью волокна ($0,91 \text{ кг/см}^3$) и низкими значениями статического напряжения сдвига магнезиального тампонажного раствора;

- все исследуемые волокнистые наполнители позволяют эффективно кольматировать поры и каналы поглощений в стенках скважины;

- добавка волокнистых наполнителей в количестве, не превышающем 0,4 масс.ч., повышает реологические характеристики ($УВ_{100}$, $\eta_{пл}$, τ_0) исследованных тампонажных растворов незначительно;

- исследованные наполнители практически не оказывают влияние на величину показателя фильтратоотдачи магнезиальных тампонажных растворов. При этом стоит отметить, что по сравнению с портландцементным раствором магнезиальные растворы характеризуются более низкими значениями Ф;

- присутствие волокон в растворе практически не изменяет его сроки загустевания и схватывания;

- цементный камень магнезиального тампонажного материала отличается более высокими прочностными характеристиками по сравнению с портландцементным камнем. Ввод добавки полимерных волокон повышает значения прочности на сжатие и на разрыв, увеличение прочности цементного камня при изгибе не отмечено. Наибольшее увеличение прочности цементного камня получено при использовании ПАН волокна.

Для улучшения технико-технологических свойств предлагаемого магниезиального тампонажного материала рекомендуется использование ПАН волокна.

Для определения величины гидродинамической составляющей давления, действующего на наиболее слабые породы стенок скважины в конце продавки тампонажного раствора с добавкой ПАН волокна, выполнены гидравлические расчёты. В результате установлено, этот тампонажный раствор может быть безопасно размещён в затрубном пространстве в более короткие сроки, не превышающие время процесса цементирования при использовании ПЦТоб.

Полученные результаты позволили оценить степень влияния добавок различных полимерных волокон на свойства магниезиального тампонажного раствора, и оптимизировать его состав для условий цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин на Верхнечонском НГКМ. Установлено, что ввод добавки ПАН волокна позволит эффективно кольматировать поры и каналы наиболее проницаемых пород приствольной зоны стенок скважины, и при этом разместить раствор в заданные сроки с подъёмом его на проектную высоту.

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ СТВОЛА

А.А. Байбулатов

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке продуктивных пластов 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 и качества проведения процессов.

Как правило, львиная доля сооружения горизонтальных стволов, а также непосредственно самого процесса бурения в различных его модификациях приходится на гидравлические забойные двигатели, а именно турбобуры. На их долю, особенно в последние годы от общего количества пробуренных скважин приходится по разным данным от 80 - 90 %, в сравнении с роторным способом. В этом нет ничего удивительного: при бурении горизонтальных стволов и других сложных типов скважин турбинное бурение превосходит роторное по различным показателям. А именно:

1) возможность обеспечения широкого диапазона частот вращения долота, в зависимости от типа турбины, от 100 - 300 об/мин – для низкооборотных и от 400-800 об/мин для высокооборотных;

2) сравнительно низкие экономические затраты на применение бурильных и утяжеленных бурильных труб, так как бурение гидравлическими забойными двигателями не требует вращения всей колонны, а, соответственно, уменьшается процент усталостных и абразивных нагрузок на элементы колонн; это позволяет использовать трубы более низкой категории прочности;

3) практика применения гидравлических забойных двигателей показывает, что стойкость труб примерно в 10 раз превышает стойкость труб в роторном бурении, что говорит о снижении риска обрывов и скручиваний бурильной колонны во время сооружения скважины;

4) повышается эффективность процесса разрушения, так большая часть энергии подаваемой к долоту при роторном бурении расходуется на преодоление трения бурильной колонны о стенки скважины, а при использовании гидравлических забойных двигателей основная часть энергии потока промывочной жидкости идет на вращение двигателя.

Следует уделить внимание тому, что турбинное бурение известно буровым инженерам уже более века. Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX в: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был получен в 1873 г. Гроссом. В 1890 г. Г.Г. Симченко (г. Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя. В начале 1900-х годов был разработан гидравлический таран, создававший 500-600 ударов в минуту. В 1923 г. М.А. Капелюшников разработал (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) турбинный аппарат названный турбобуром Капелюшникова. Первым работоспособным, оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано 1, относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин. Работы по созданию ВЗД начались в США и СССР середине 60-х годов. ВНИИБТ в 1966 г. Разработали новый тип ВЗД, рабочие органы которого выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма [2].

В настоящее время производится большое количество различных гидравлических забойных двигателей, что делает необходимым качественно их классифицировать. Ниже представлена общая классификация, которая может быть далее разделена в зависимости от конструктивных особенностей каждого из подтипов.

1. Турбобуры:

- 1.1. Односекционные;
- 1.2. Секционные;
- 1.3. С плавающими статорами типа ТПС;
- 1.4. С независимой подвеской валов секций типа ТНБ;
- 1.5. Термостойкие турбобуры типа ТТА для скважин с температурой до 240 °С;

- 1.6. Редукторные турбобуры типов ТР, ТРМ и ТСМ;
- 1.7. Малогабаритные турбобуры типов ТГ, ТШ и ТВ1 для бурения и ремонта скважин;
- 1.8. Турбинные отклонители типа ТО;
- 1.9. Турбобуры-отклонители с независимой подвеской валов турбинных секций типа ТО2 для бурения боковых стволов из старых скважин;
- 1.10. Шпиндель-отклонитель типа ШО1;
- 1.11. Шпиндель типа ШД;
- 1.12. Турбодолота колонковые типа КТД для отбора керна;
- 1.13. Керноотборное устройство типа УКТ.
2. Винтовые забойные двигатели:
 - 2.1. Общего назначения;
 - 2.2. Винтовые забойные двигатели типа ДГ для наклонно-направленного и горизонтального бурения;
 - 2.3. Винтовые забойные двигатели типа ДВК для отбора керна;
 - 2.4. Винтовые забойные двигатели для ремонта скважин;
 - 2.5. Винтовые забойные двигатели с полым валом;
 - 2.6. Многомодульные винтовые забойные двигатели.
3. Турбинно-винтовые забойные двигатели:
 - 3.1. Модульные турбинно-винтовые двигатели типа ТВД;
 - 3.2. Универсальные турбинно-винтовые двигатели типа ТПС-У;
 - 3.3. Унифицированные модульные турбинно-винтовые двигатели типа 2ТУ240КД;
 - 3.4. Турбобур низкооборотный с винтовым модулем типа ТНВ.
4. Роторно-турбинные и реактивно-турбинные буры типа РТБ:
 - 4.1. Роторно-турбинные буры;
 - 4.2. Реактивно-турбинные буры.

Несмотря на все многообразие гидравлических забойных двигателей при их использовании возникает множество проблем. В частности, эти проблемы особенно сильно сказываются при сооружении горизонтальных скважин из-за их потенциальной дороговизны, которая может превышать стоимость наклонно-направленных скважин, сооружаемых в сходных условиях, в 2-3 раза.

В результате информационного поиска были выделены следующие проблемы:

1. Вибрация забойного двигателя при бурении горизонтальных стволов;
2. Отказы шпиндельной секции. В шпиндельной секции наибольшее число отказов (60%) приходится на осевую опору;
3. Большая аварийность узла соединения шпинделя с турбинной секцией у турбобуров типа ЗТСШ;
4. Снижение изгиба вала шпинделя относительно скважины [3];
5. Низкочастотный шум забойного двигателя;
6. Подшипники гидравлических забойных двигателей работают в экстремальных условиях, подвергаясь тяжелым ударным нагрузкам, впоследствии разрушаясь [3];
7. Износ дорожек качения, трещины кольца и обрезанные края шариков в результате воздействия больших ударных нагрузок [4];
8. Зависимость величины насадки ротора от потока промывочной жидкости [5];
9. Высокая интенсивность разрушения двигателя при температурах свыше 150 °С [5];
10. Износ стабилизатора двигателя, что приводит к потере зенитного угла в роторном режиме [5];
11. При прокачке бурового раствора, в то время когда долото не упирается в забой, а находится в подвешенном состоянии, требуется существенная потеря давления для преодоления сил трения между ротором и статором, чтобы заставить вал крутиться [5];
12. Разрушение уплотнения между ротором и статором из-за деформации внутреннего покрытия статора, в результате чего, буровой раствор течет через двигатель, не вращая долото [6];
13. Следующий существенный недостаток заключается в том, что технологические параметры раствора регулируются в пределах, необходимых, прежде всего для обеспечения нормальной работы ГЗД, при этом требования к буровому раствору по отношению к качеству вскрытия становятся второстепенными. Имеется значительное количество буровых растворов, в среде которых ГЗД не работают – это буровые растворы на углеводородной основе, высоковязкие растворы.

Наличие большого количества проблем, возникающих при эксплуатации забойных двигателей, в процессе сооружения горизонтальных скважин не уменьшает их значимости и преимуществ. Несмотря на это, необходимо разрабатывать методы усовершенствования двигателей для повышения качества их работы и долговечности. Основные направления, модификации забойных двигателей, которые наиболее близки автору и могут быть практически реализованы: снижение вибрации двигателя и низкочастотных шумов за счет применения приспособления для поглощения колебаний; усиление подшипников забойных двигателей за счет применения новых материалов и модификаций; совершенствование уплотнений с подбором наиболее оптимальных материалов для их изготовления.

В работе была проведена оценка парка забойных двигателей и приведены основные проблемы, возникающие при их эксплуатации в процессе сооружения скважин с горизонтальным участком ствола. В понимании автора эта тема важна на данном этапе развития бурения, потому что с каждым годом сооружение горизонтальных скважин усложняется путем задания все более сложных траекторий. В данном случае большую роль и ценность играет правильно подобранная и рассчитанная КНБК. По результатам проведенного информационно-

го поиска автором сформирован список основных проблем и выбраны приоритетные направления совершенствования турбобуров.

Литература

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник/А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. М.: Недра, 2003. – 1003 с.
2. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями. Автореф. дисс. на соискание уч. ст. д.т.н., Уфа, 2005. – 47 с.
3. Панов К.Е. Разработка и совершенствование технических средств и технологий для бурения наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин. Автореф. дисс. на соискание уч. ст. к.т.н., Тюмень, 2006. – 28 с.
4. Сайт: <http://www.neftelib.ru>
5. Сайт: <http://www.drillings.ru>

МАЛОЕ ИННОВАЦИОННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ НА КАФЕДРЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН – ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.С. Бубнов

Научный руководитель профессор П.С. Чубик

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Научно-Исследовательская Инновационно – Технологическая Экспертная Компания Томского политехнического университета по бурению скважин (НИИТЭК «ТПУ – Бурение») – это молодая инновационная компания, основанная в 2010 году на базе кафедры «Бурения скважин» Национального исследовательского Томского политехнического университета в рамках реализации федерального закона № 217 от 02.08.2009 года.

Цель ООО «НИИТЭК ТПУ-Бурение» – быть новаторами в использовании прогрессивных технологий строительства скважин и генерировать «ноу-хау» в сервисные услуги для повышения качества работ и рентабельности бизнеса нефтегазодобывающих компаний.

ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» применяет на практике инновационные разработки кафедры «Бурения скважин» с постоянным повышением качества работ для занятия и удержания лидирующих позиций на российском рынке сервисных услуг по строительству скважин.

В состав команды, реализующей проект входят:

- ✓ Руководители и главные специалисты с опытом практической работы в бурении на инженерно-технических и руководящих должностях более 10 лет, имеют высшее образование по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин»
- ✓ Квалифицированные научные кадры кафедры «Бурения скважин» Национального исследовательского Томского политехнического университета: 4 доктора наук, 13 кандидатов наук.

ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» занимается разработкой новых высокоэффективных рецептур в аккредитованной химико-аналитической лаборатории буровых и тампонажных растворов. Лаборатория оснащена современным оборудованием, отвечающим международным требованиям для разработки передовых технологий по стандартам API. При разработке новых технологий и материалов используются современные научно-технические подходы по планированию исследований, моделируются промышленные термобарические условия и учитываются геологические условия месторождений. Разработки широко используются при строительстве и капитальном ремонте скважин на месторождениях Западной Сибири. Кроме того, данные разработки легли в основу защищенных диссертационных работ.

Разработано несколько типов и модификаций буровых растворов на водной и углеводородной основах. В зависимости от технологических требований, типа и состава разбуриваемых горных пород на основе лабораторных исследований с использованием натуральных кернов (шлама) подбирается индивидуальный состав бурового раствора, производится выбор ингибирующих и смазывающих добавок с максимально возможным эффектом. С использованием гидравлических программ моделируются различные варианты промывки скважин и по результатам расчетов выбираются оптимальные показатели реологических свойств раствора для конкретных участков ствола скважины. Альтернативой растворам на водной основе служат растворы на углеводородной основе. Однако экологические аспекты, связанные с реализацией принципа нашей компании, снизить влияние на окружающую среду до нулевого воздействия, ограничивает использование таких растворов. Разработан и прошел успешное испытание эмульсионный буровой раствор на минеральной неводной основе, обладающий инертностью к разбуриваемым породам, высокой смазывающей способностью, низким коэффициентом трения порода-металл. Данный раствор обладает улучшенными экологическими характеристиками по сравнению с растворами на нефтяной основе.

Разработан ряд рецептур тампонажных материалов для цементирования обсадных колонн в различных термобарических условиях и рецептур материалов для изоляционных работ при поглощениях различной степени интенсивности. Кроме того, разработаны технологии приготовления безуглеводородных тампонажных составов и изоляции зон осложнений.

За первый год деятельности ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» удалось достичь хороших результатов. Были установлены партнерские отношения с нефтегазодобывающими предприятиями Томской области, такими как

ООО «Газпромнефть-Восток», ЗАО «Томская нефть», ОАО «Томскгазпром», ООО «Норд Имперал», ООО «Альянснефтегаз»; были заключены договоры на оказание услуг и получены хорошие отзывы о работе ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение».

С целью занятия и удержания лидирующих позиций на нефтегазодобывающем рынке ООО НИИТЭК «ТПУ-Бурение» планирует расширять и развивать спектр предлагаемых услуг. Основные направления этого развития будут определяться по важности проблематики вопроса, на который необходимо сосредоточить научный подход и возможность реализации решения. Важным фактором, который позволит компании достичь определенных результатов, является тесная связь научной теории с практикой.

РОЛЬ ИНГИБИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ ПРИ БУРЕНИИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД

К.В. Бузанов

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н.Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В таком сложном технологическом процессе, как бурение скважины часто возникают ситуации, когда могут возникнуть осложнения в виде прихватов бурового инструмента. Особенно часто такие осложнения могут встретиться при разбурировании глинистых пород. Одним из способов предупреждения осложнений может служить использование ингибированных буровых растворов.

Ингибитор – вещество, присутствие которого в небольших количествах в среде приводит к предотвращению или замедлению некоторых нежелательных процессов [1].

Применение ингибированных растворов предотвращает такие осложнения, как обвал стенок скважин, прихват бурового инструмента, образования каверн в пласте, если он сложен из хрупких пород и набухания, если это глинистые породы, проникновение фильтра в породу [1].

Наиболее часто применяют следующие виды ингибиторов:

- а) растворы солей, содержащий гипс, карбонат кальция, хлорид кальция;
- б) высокощелочные соединения, увеличивающее глиноёмкость буровых растворов.

Рассмотрим далее некоторые разновидности ингибиторных растворов, которые нашли свое наибольшее применение в практике бурения.

Одной из таких разновидностей являются алюминатные растворы.

Алюминатные растворы – это буровые глинистые промывочные растворы из кальциевой глины, которые содержат ингибирующую добавку – высокощелочной алюминат натрия. Алюминатные растворы используют для разбурирования глинистых отложений в условиях невысоких (до 100 °С) забойных температур. В качестве реагента-стабилизатора используют только ССБ. Алюминатные глинистые растворы (АлГР) обладают устойчивостью в широком диапазоне минерализации и небольшими показателями фильтрации.

Известковые растворы с высоким рН – это сложные многокомпонентные системы, включающие кроме глины и воды четыре обязательных реагента: известь, каустик, понизитель вязкости, защитный коллоид.

Такие промывочные жидкости используют при разбурировании высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов. В результате применения известковых растворов повышается их глиноёмкость, снижаются пептизация выбуренной глины, набухание и вспучивание сланцев, слагающих стенки скважины, уменьшается опасность прихватов.

При проводке скважин, осложненных наличием хемогенных отложений, осыпающихся и склонных к обвалам терригенных пород, используют безглинистые солевые растворы, состоящие из бурого угля, каустической соды, воды и гидроксида поливалентного металла. Главное их преимущество – крепящее действие основано на образовании в определенных температурных условиях нерастворимых в воде цементирующих веществ – гидросиликатов и гидроалюминатов двухвалентных металлов. Недостатки этих растворов – низкая термостойкость и высокая щелочность. Так как при использовании данного раствора не исключен переход в него выбуренной породы, то возможно сильное загустевание и даже затверждение раствора.

Следующая разновидность – калиевые растворы.

Калиевые растворы содержат в качестве ингибирующих электролитов соединения калия. Действие калиевых растворов обусловлено насыщением ионами калия глинистых минералов. Калиевые растворы эффективны при бурении неустойчивых глинистых сланцев. Существует ряд разновидностей калиевых растворов, различающихся составом и некоторыми свойствами.

Хлоркалиевые растворы содержат в качестве ингибирующего электролита хлорид калия, а в качестве регулятора щелочности – гидроксид калия. Раствор предназначен для эффективного повышения устойчивости стенок скважины при бурении в неустойчивых глинистых сланцах различного состава.

Гидрофобизирующие растворы содержат в качестве ингибирующих добавок вещества, вызывающие гидрофобизацию глинистых пород – кремнийорганические соединения или соли высших жирных или нефтяных кислот. Эти соединения адсорбируются на глинистых минералах, создавая гидрофобный барьер, препятствующий контактированию глин с дисперсионной средой. В состав раствора кроме ингибитора ГКЖ входят вода, глина и полимерный реагент – понизитель фильтрации, в качестве которого используют КМЦ, КССБ, ПАА и др.

Как следует из всего вышперечисленного, все ингибированные растворы имеют щелочную среду. В свою очередь все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидность разбуриваемых

пород, тем ниже термостойкость раствора. В этом состоит основной недостаток ингибированных растворов. Также, с ростом pH возникает опасность нарушения устойчивости стенок скважины, за счет их дополнительного увлажнения, химического диспергирования глинистых пород и снижения проницаемости песчано-глинистых коллекторов в результате набухания глин. Поэтому следует особо контролировать содержание ингибиторов в растворе [2].

Одним из самых современных буровых растворов является Boremax, разработанный компанией Halliburton. Boremax позволяет достичь высоких показателей в части механической скорости бурения и устойчивости ствола скважины, в то же время помогая добывающим компаниям снизить уровень воздействия на окружающую среду, сокращая затраты на разбавление и утилизацию.

Основными компонентами, в системе BOREMAX, являются:

- Разработанный неионогенный полимер CLAY GRABBER, выступающий в качестве флокулянта и ингибитора глин и глинистых сланцев.
- Бентопорошок, предназначенный для регулирования вязкости.
- Полимер акрилового ряда POLYAC PLUS, отвечающий за регулирование водоотдачи и реологические параметры.
- Каустическая сода.

Применение системы BOREMAX принесло свои плоды, достигнутые результаты ниже приведены по следующим месторождениям.

Западно-Салымское месторождение. Изначально бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну велось с использованием хлоркалийевых, ингибирующих растворов. Использование BOREMAX позволило снизить время строительства скважин в среднем с 16 до 12 – 13 суток, а объемы раствора – с 650 м³ до 450 – 500 м³.

Южно-Приобское месторождение. В зависимости от отхода от вертикали средний срок строительства скважин, на данном месторождении, при использовании раствора BOREMAX составляет 16 – 19 суток при расходе бурового раствора 255 – 335 м³. Применение оптимизированного состава BOREMAX позволило существенно снизить скорость разбавления раствора и полностью отказаться от его сброса.

Система легко «настраивается» для решения конкретных задач и хорошо совместима с большинством продуктов, используемых в растворах на водной основе. В зависимости от конкретной ситуации в раствор могут вводиться вспомогательные добавки [3].

Однако, в период моей производственной практики я наблюдал непосредственно за действием системы BOREMAX. И при бурении скважины под эксплуатационную колонну возникла заклинка КНБК, вследствие сальникообразования. Это показывает то, что система BOREMAX недостаточно универсальна, и целью моей последующей работы будет изготовление более универсального раствора отечественной марки.

Литература

1. Харитонов А.Б. Об итогах применения высокоэффективного бурового раствора BOREMAX в России // Бурение и Нефть (статья о важном в ТЭКе). – 2011 - № 3 – с. 20-22.
2. Чубик П.С., Сулакшин С.С. «Способы удаления продуктов разрушения из скважины при бурении и их теоретические основы». Электронная версия, с 113.
3. Электронный ресурс, URL: <http://neftandgaz.ru/>, «Ингибирующие растворы».

3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ СТУДЕНТОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Д.А. Буянкин, А.В. Епихин, А.В. Ковалев

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технический прогресс и интенсивное развитие промышленности в последнее десятилетие привело к широкому применению компьютерной техники и специализированного программного обеспечения. Необходимость в профессиональных чертежах привела к рождению и быстрому развитию трехмерного или 3D-моделирования. На данный момент трудно представить какую-либо отрасль, где бы ни применялось 3D-моделирование.

Широкое применение 3D-моделирования объясняется возможностями высокого детализирования и точности объектов даже самой сложной геометрии, визуализации технологических процессов работы оборудования. 3D-моделирование является мощным средством анализа и наглядного представления пространственных данных. На стадии проектирования 3D-моделирование позволяет определить необходимые детали, важные моменты в конструкции будущей продукции, увидеть ее изнутри, снаружи, из любой точки пространства. 3D-модели передают точный размер, цвет, фактуру и материал предметов. Подготовленная тематическая 3D-модель позволяет легко понять связи между различными объектами и увидеть тенденции в развитии различных явлений, позволяет оценить текущее состояние изучаемого объекта.

Применение 3D-моделирования не обошло и нефтегазовую промышленность, постоянно нуждающуюся в проектировании и разработке нефтегазопромыслового оборудования. Во многих ВУЗах, ведущих подготовку

бакалавров и магистров по специальностям топливно-энергетического комплекса, 3D-моделирование стало преподаваться как отдельная специальная дисциплина, необходимая выпускнику высшего учебного заведения. Но это также и подчеркнуло некоторые проблемы, которые были раньше не так заметны, а сейчас стали требовать решения.

Небольшое количество или даже отсутствие демонстрационного материала в ВУЗах, по направлениям, связанным с топливно-энергетическим комплексом, приводит к плохому усвоению особенностей строения, основных связей и технологических процессов работы оборудования. Кроме того, изучение оборудования на производственных практиках малоэффективно по причине небольшого отведенного для этого времени, разной теоретической подготовки студентов, а иногда незаинтересованности руководителей практики. В результате этого выпускаемые специалисты имеют недостаточный уровень подготовки по таким базовым дисциплинам, как «Монтаж и эксплуатация бурового оборудования» и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин».

Как показывает практика, наглядность 3D-материала и его мобильность смогут помочь решить вышеуказанные проблемы и повысить эффективность обучения студентов. Кроме того, введение 3D-моделирования, как отдельного специального предмета в учебную программу, позволит увеличить уровень пространственного мышления обучаемых и улучшить понимание ими работы механизмов и оборудования. Стоит подчеркнуть, что нефтегазовая промышленность связана с использованием громоздкого многотонного оборудования. Именно в этом направлении можно подчеркнуть особые преимущества 3D-моделирования, поскольку оно позволит не только изучать наглядно крупные единицы оборудования, но и производить его визуальную сборку/разборку обучаемым, понимать суть действия механизмов и систем.

На кафедре бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета авторами был представлен проект применения возможностей 3D-моделирования и информатизации процесса обучения для повышения уровня подготовки будущих специалистов нефтегазовой отрасли.

Основными задачами проекта являются:

- 1) разработка 3D-моделей бурового и нефтегазопромыслового оборудования;
- 2) разработка учебных фильмов и программ, иллюстрирующих процессы добычи, различные скважинные процессы, а также описывающих строение, особенности сборки, функционирования и эксплуатации бурового и нефтегазопромыслового оборудования.

Дополнительными задачами проекта, которые включают и повышения уровня информатизации учебного процесса, являются:

- 1) разработка и изготовление масштабированных моделей бурового оборудования;
- 2) разработка программ проверки знаний студентов кафедры, сотрудников компаний топливно-энергетического комплекса при повышении квалификации;
- 3) разработка и введение в учебный план студентов специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» дисциплины «Основы 3D-моделирования в бурении скважин».

Для реализации проекта был выбран комплекс программного обеспечения, призванного помочь в создании 3D-моделей и обучающих фильмов. Среди них: AutoCAD, Maya, 3D Studio Max, Компас+, SolidWorks.

Для пробных построений была использована программа «КОМПАС 3D V8», в которой было создано несколько моделей бурового оборудования. Результаты построений приведены на рис. 1-3.

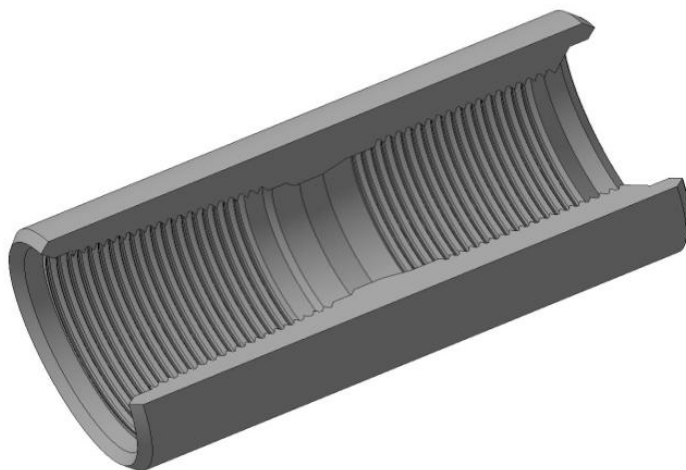


Рис. 1. Разрез муфтового замка стальной буровой трубы типа ВК



Рис. 2. Калибратор с прямыми лопастями



Рис. 3. 3D-модель УБТ типа Б

На данном этапе проекта производится тестирование других типов программного обеспечения с целью выбора наиболее функционального. Авторами подчеркивается возможность использования разных типов программного обеспечения для выполнения различных работ: один тип программного обеспечения – для создания анимационных моделей; второй – для визуализации процессов технологии бурения; третий – для создания простых моделей и т.д. Не исключается возможность разработки библиотеки бурового оборудования, выполненных с учетом ГОСТов, применительно к одной из графических программ.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ СИМУЛЯТОРА СРЕДЫ ВРАЩЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

А.С. Ведерникова

Научный руководитель профессор В.Н. Сальников

ООО «Бейкер Хьюз Б.В.», г. Москва, Россия

Специфика современного рынка нефтегазодобывающего комплекса, природно-климатические условия и социальная инфраструктура районов добычи заставляют искать пути повышения рентабельности производства, совершенствования процесса управления и планирования. Основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений.

Современный процесс бурения нефтяных и газовых скважин невозможно представить без использования телеметрии измерений в процессе бурения. В целях предотвращения временных и денежных потерь в ре-

зультате обнаружения неисправности системы передачи и обработки данных инструмента измерений в процессе бурения, после его погружения в скважину, в сервисной компании Бэйкер Хьюз ИНТЕК был поставлен вопрос о разработке симулятора вращения системы измерений в процессе бурения OnTrak. Разработанный комплекс позволит имитировать реальные условия вращения инструмента, условия его прерывистого вращения. Система позволяет оценить работоспособность процесса получения данных и систем их обработки до погружения инструмента в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК) в скважину. В настоящей статье приводится описание программного обеспечения для симулятора среды вращения бурового инструмента.

Сенсорный модуль системы измерений в процессе бурения OnTrak – это новейшая разработка в области технологий оценки пласта и измерений в процессе бурения. Данный модуль исполняет роль центрального процессора, имеет память для хранения данных, контролирует измерения направления, измеряет температуру, затрубное и забойное давление, гамма-излучение породы, распределённое сопротивление и уровень прерывистого вращения. Система измерений в процессе бурения OnTrak функционирует как сеть узлов. В число узлов данной системы входят узел направления и узел измерения импульсов гамма-излучения и затрубного/внутрискважинного давления (Гамма/Давление). Для исследования работоспособности процесса получения данных и систем их обработки, принимая во внимание узлы направления и Гамма/Давления, необходимо использование симулятора среды вращения инструмента в соответствии с данными о прерывистом вращении, гамма импульсах и скорости вращения инструмента. Симулятор вращения, используемый инженерами при эксплуатационных испытаниях, предоставляет реальные условия вращения инструмента, генерирует синусоидальные сигналы с высоким разрешением, симулирует условия прерывистого вращения, а также импульсы гамма-излучения [4].

Как показано на рисунке, с помощью программного обеспечения (ПО) с персонального компьютера (ПК) отправляются команды симуляции генератору сигнала. В состав команд симуляции входят скорость вращения/прерывистое вращение и команды для генерации импульсов гамма-излучения. Опираясь на требуемые значения скорости вращения и уровня прерывистого вращения, генератор сигналов генерирует соответствующие синусоидальные сигналы и отправляет их на магнитную рамку. Рамка в ответ генерирует необходимое магнитное поле вокруг инструмента. Полученное магнитное поле имитирует вращение инструмента и условия его прерывистого вращения. Как только условия вращения были достигнуты, узел направления инструмента подсчитывает новые данные о скорости вращения инструмента и данные прерывистого вращения (используя данные, полученные им от его магнитометров).

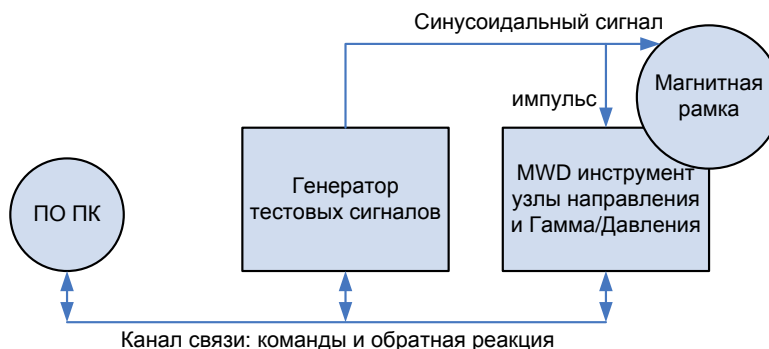


Рис. Структурная схема симулятора вращения

Полученные результаты используются при анализе эффективности работы системы получения и обработки данных узла направления. С другой стороны, генератор тестовых сигналов генерирует импульсы гамма-излучения, основываясь на требуемом значении угла отклонителя, полученного с персонального компьютера. Данные импульсы симулируют гамма-излучение, генерируемое породой. Импульсы регистрируются гамма-детекторами узла Гамма/Давления и используются для определения эффективности работы системы получения и обработки данных узла Гамма/Давления. После подачи команд симуляции на генератор тестового сигнала, устанавливается связь между компьютером и узлами направления и Гамма/Давления по каналу связи. Затем происходит приём и обработка значений скорости вращения, данных о прерывистом вращении и импульсах гамма-излучения. С помощью разработанного программного обеспечения полученные данные и результаты их обработки отображаются на экране ПК [5, 2].

Программное обеспечение реализовано на языке программирования C++ и состоит из четырёх окон конфигурации [6]. Элементы управления окнами представлены в виде кнопок, функции которых исполняются при наведении на них курсора мыши и однократном щелчке. Функция, исполняемая кнопкой, обозначается надписью, расположенной непосредственно на кнопке.

Окна конфигурации:

1. Первое окно «RPM SIM Settings» представляет собой окно задания начальных условий и предназначено для отправки команд симуляции микроконтроллеру для задания следующих данных:

- скорости вращения инструмента;
 - уровня прерывистого вращения (уровни 0–7);
 - угла отклонения отклонителя (0...359°).
2. Второе окно «Directional Node (OTD)» представляет собой окно настройки узла направления и предназначено для отправки команд узлу направления для получения следующих данных:
 - скорости вращения;
 - прерывистого вращения;
 - положения отклонителя.
 3. Третье окно «Press Gamma Node (OTPG)» представляет собой окно настройки узла Гамма/Давления и предназначено для отправки команд узлу Гамма/Давления для получения следующих данных:
 - положения отклонителя (предыдущее положение, положение отклонителя в зависимости от гамма-импульсов);
 - средней скорости вращения.
 4. Четвёртое окно «RPM_AZI DATA» предназначено для отображения полученных данных от узлов направления и Гамма/Давления и отображения полученной информации на экране, а именно:
 - данных с узлов направления и Гамма/Давления о скорости вращения;
 - уровня интенсивности прерывистого вращения (уровень 0-7) с узла направления;
 - гамма импульсов отклонителя с узла Гамма/Давления.

Разработанное программное обеспечение позволяет оценить работоспособность процесса получения данных и систем их обработки до погружения инструмента в составе КНБК в скважину, тем самым избежать денежных и временных потерь. Например, стоимость суток работы на барже для глубоководного бурения составляет 18750000 р или 781250 р в час. При обнаружении нарушений в процессе передачи информации инструменту во время бурения, необходимо остановить бурение и поднять КНБК на поверхность, скорость подъёма КНБК составляет 700...1000 м/ч. Таким образом, если сбой был обнаружен на глубине 2000 м, компания теряет минимум 1562500 р. Возможность проверки работоспособности системы на поверхности до начала работ позволяет избежать данных потерь.

Разработанное программное обеспечение представляет интерес для сервисной компании Бэйкер Хьюз ИНТЕК, и уже применяется инженерами при эксплуатационных испытаниях. Планируется применение разработанного программного обеспечения симулятора среды вращения бурового инструмента на основе электромагнитной эмиссии горных пород, возникающей при фазовых переходах в минералах в результате разрушения геологической среды в забое скважины. Механизм возникновения электромагнитной эмиссии представлен в работах [1, 3].

Литература

1. Ведерникова А.С. Модельные эпюры напряжения и электромагнитной эмиссии частиц горных пород при бурении скважин/ Сб. трудов 1-ой Всероссийской научн.-практич. конференции Западно-Сибирского общества инженеров-нефтяников. – Тюмень, 2007. – с. 108-110
2. Ключев А.С., Глазков Б.В., Дубровский А.Х., Ключев А.А. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Сальников В.Н., Ведерникова А.С. О механизмах оптимального разрушения горных пород вследствие физико-химических процессов/Труды межд. форума по проблемам науки, техники и образования. – М.: Академия наук о Земле, 2006. – с. 165-168
4. Macpherson J. A Primer on MWD Telemetry. – Baker Hughes INTEQ, 2004. – 42 с.
5. Technical Manual «Vibration Stick-Slip (VSS)»//P/N 750-500-095. – Baker Hughes INTEQ, 1999. – 57 с.
6. Schildt H. C: The Complete Reference. Second Edition. – McGraw-Hill, 1999. – 803 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ТОКИ, ГЕНЕРИРУЕМЫЕ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД НА ЗАБОЕ СКВАЖИНЫ

А.К. Григоренко¹, А.В. Епихин², А.В. Ковалев²

Научные руководители профессор В.Д. Евсеев, доцент М.А. Самохвалов

¹ООО «Буровая сервисная компания «ГРАНД», г. Томск, Россия

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

Преобразование механической энергии в электрическую при разрушении минералов приводит к возникновению в них релаксационных токов. При разрушении горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом генерируемые релаксационные токи протекают не только по промывочной жидкости и горной породе, но и по бурильной колонне.

Для исследования релаксационных токов, возникающих на забое скважины при разрушении горных пород, на кафедре бурения скважин ТПУ разработана лабораторная буровая установка для записи токов, протекающих через породоразрушающий инструмент (ПРИ) [2]. Установка сделана на базе сверлильного станка и имеет все основные узлы буровой установки: вращатель ПРИ с вертлюгом, замкнутую циркуляционную систему, в установке предусмотрена возможность регулирования параметров режима бурения скважин, регистрация не только переменной, но и постоянной составляющей токов. В установке защищена от электромагнитных помех, благодаря электрической развязке привода и ПРИ и применению специальных методов помехозащиты.

Ранее проведенные эксперименты показали [1], что на измеряемые токи влияет много факторов: горная порода, насыщенность ее флюидом, параметры режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения породоразрушающего инструмента, расход промывочной жидкости) и другие. Изобилие влияющих факторов приводит, с одной стороны, к сложности в обработке полученных данных, но, с другой стороны, появляется надежда в перспективе использовать эти данные для контроля процесса бурения.

В технологии бурения одним из важнейших аспектов успешной работы является контроль и содержание в требуемых границах параметров режима бурения, которые указаны в проекте на сооружение скважины [3]. Эти параметры наблюдаются с поверхности, однако не всегда удается обеспечить полный контроль. К примеру, при сооружении скважин с горизонтальным участком ствола особенно важен контроль осевой нагрузки на долото, который не всегда качественно обеспечивается с помощью поверхностного оборудования.

Для оценки влияния осевой нагрузки на величину электрического тока, протекающего через ПРИ, был проведен комплекс опытов. Проводилась регистрация медленно меняющейся составляющей электрического тока в диапазоне частот от 0 до 40 Гц в контуре: разбуриваемый образец – породоразрушающий инструмент – вертлюг – входное электрическое сопротивление активного фильтра – зажим – разбуриваемый образец [3]. В качестве породоразрушающего инструмента использовались: алмазная буровая головка (диаметр – 38 мм), одношарошечное долото (диаметр – 45 мм), буровая головка с PDC резцами (диаметр – 38 мм). Опыты проводились с бетоном, который представляет собой смесь гравия и тампонажного портландцемента и по структуре сходен с гравелитом [3].

Регистрируемый на вышеуказанном контуре сигнал поступал на усилитель, который представлял собой фильтр нижних частот с полюсом затухания на промышленной частоте в 50 Гц, а затем передавался на осциллографическую приставку «PCLab2000», данные с которой поступали на персональный компьютер и сохранялись в виде файлов формата «*.txt».

Время на проведение эксперимента по разбуриванию одного образца было принято равным трём минутам. Параметры режима бурения устанавливались одинаковыми для всех типов образцов с целью облегчения анализа данных. Частота вращения выставлялась путем регулирования тока обмотки возбуждения электрического двигателя постоянного тока в составе силового привода буровой установки и для всех экспериментов поддерживалась равной 500 об/мин. Её определение и фиксация проводились с помощью цифрового фототахометра EM2234. Подача промывочной жидкости производилась трехпоршневым буровым насосом и была равна – 0,28 л/с. Осевая нагрузка на долото изменялась от 0 до 80 кгс, причем с каждой осевой нагрузкой проводилось по 3 цикла измерений для возможности усреднения данных и снижения уровня погрешности. По полученным данным были построены графики зависимости силы тока от прилагаемой осевой нагрузки, которые представлены на рис. 1-3.

Как показывают результаты предыдущих исследований [4] по регистрации импульсной составляющей электрического тока, характер изменения генерируемого излучения при увеличении осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент схож с классической зависимостью механической скорости от приложенной осевой нагрузки, представленной на рис. 4 [5].

Анализ рисунков 1-4 позволяет сделать несколько предположений.

Во-первых, отображенные на графиках зависимости для разных породоразрушающих инструментов разнятся между собой. Это отображается непосредственно в форме кривых, а также в величине генерируемого тока соответствующего одинаковым значениям осевой нагрузки. Следует заметить, что наибольшие абсолютные значения тока наблюдаются при применении алмазного породоразрушающего инструмента. Можно предположить, что вышеуказанные различия обусловлены принципиально разными механизмами воздействия ПРИ на породу: шарошечное долото – дробяще-скалывающее, алмазная буровая головка – истирающее, буровая головка с резцами PDC – режуще-скалывающее.

Во-вторых, кривые на рис. 1-2 отличаются от классического варианта на рис. 4 прежде всего некоторым снижением величины сигнала при увеличении осевой нагрузки. Это особенно четко наблюдается на интервалах I и III рис. 1-2. Интервал II характеризуется сильным скачком сигнала, что может быть обусловлено моментом наиболее эффективного разрушения образца. Интервал II на рис. 1-2 может быть отождествлен с интервалом В на рис. 4. Причиной искажения графиков зависимостей постоянной составляющей тока от осевой нагрузки может являться сильное электрохимическое взаимодействие между породоразрушающим инструментом и разрушаемым в промывочной жидкости образцом.

В-третьих, наиболее близкой к классической (рис. 4) можно считать зависимость, представленную на рис.3. Причем можно представить, что интервалы I и II отождествляются с интервалами А и В. Учитывая наличие электрохимического взаимодействия, предполагается, что именно особенности строения и состава резцов PDC позволяют снизить его до значения, не искажающего кривую. Причиной изменения поведения кривой на интервале III может являться то, что при высоких осевых нагрузках (более 65 кгс), в совокупности с указанными выше особенностями породоразрушающего инструмента, возникают вибрационные возвратно-поступательные движения вращателя, которые приводят к изменению механизма и эффективности разрушения.

Таким образом, пробные исследования по разрушению бетона с контролем электрического тока, протекающего через породоразрушающий инструмент, показали, что на его величину влияет осевая нагрузка и тип инструмента. Кроме того, отличие полученных зависимостей от классической, представленной на рис. 4, может быть обусловлено сильным влиянием тока электрохимической природы, которое проявляется именно на записях постоянной составляющей тока. Поэтому с целью оценки влияния электрохимических процессов в дальнейшем предполагается провести комплекс исследований с записью импульсной составляющей тока.



Рис. 1. Зависимость силы генерируемого при разрушении образца тока от осевой нагрузки при использовании шарошечного долота

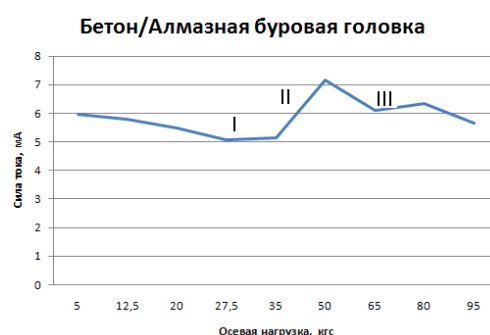


Рис. 2. Зависимость силы генерируемого при разрушении образца тока от осевой нагрузки при использовании алмазной буровой головки



Рис. 3. Зависимость силы генерируемого при разрушении образца тока от осевой нагрузки при использовании буровой головки с режущими PDC

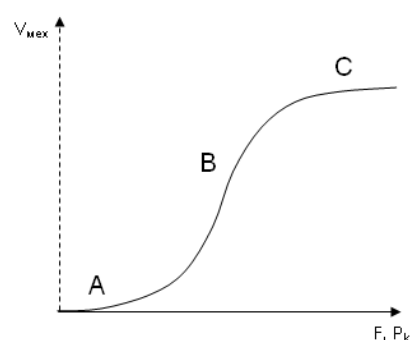


Рис. 4. Зависимость механической скорости от приложенной осевой нагрузки (n и Q - const)

Литература

1. Евсеев В.Д., Епихин А.В., Самохвалов М.А. Новые возможности контроля процесса бурения скважин //Бурение и нефть, 2010, – № 10. – С. 28-30.
2. Епихин А.В., Карнеев К.В. Экспериментальная буровая установка для изучения явлений на контакте «буровое долото – горная порода». // Сборник трудов XIII Международного научного симпозиума студентов и молодых учёных им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ. – 2009. – с.510-512.
3. Григоренко А.К., Евсеев В.Д., Епихин А.В., Ковалев А.В., Самохвалов М.А. Релаксационные токи с забоя скважины и параметры режима бурения//Повышение качества строительства скважин: II Международная научно-техническая конференция - Уфа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, 7-9 декабря 2010. – Уфа: Изд. Нефтегазовое дело, 2010. – с. 92-97.
4. Евсеев В.Д., Самохвалов М.А., Петухов М.В. Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горной породы при бурении скважин//Отчет по научно-исследовательской работе. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2006. – 50 с.
5. Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / В. Д. Евсеев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 151 с.

УСТРОЙСТВО ОУПК-1 ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО УЧАСТКА БОКОВОГО СТВОЛА

Р.Р. Зарипов, Ю.Т. Морозов

Научный руководитель профессор Ю.Т. Морозов

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Известные из литературных источников технологии по забуриванию интервала участка БГС участка ориентированными компоновками имеют осложнения, которые происходят из-за определенного несовершенства применяемых устройств [1, 2].

Нами разработана технология и устройство для искривления скважин ОУПК-1 (рисунок). Принципиальным отличием ОУПК-1 является его расположение непосредственно над забоем скважины без промежуточных звеньев, возможность изменения проектного угла набора кривизны перед спуском компоновки в скважину и особенно его прямолинейная форма при спуске, что предохраняет износ долота, его врезание или остановки на интервалах искривленного ствола и др. На схеме показаны два основных положения устройства: а) устройство для искривления скважины находится в процессе спуска в прямолинейном транспортном положении, б) устройство находится в рабочем положении со смещенной отклоняющей частью с заданным углом отклонения.

ОУПК-1 содержит корпус 1, соединенный с наружным корпусом 2 забойного двигателя. Двигатель соединяется с бурильной колонной переводником 3 через шпindel 16. Отклоняющий элемент, установленный на нижнем конце корпуса 2 забойного двигателя, выполнен в виде верхней 4 и нижней 5 втулок, сопряженных с зазором «а» своими нижней и верхней торцевыми шлицевыми наклонными поверхностями, соответственно. Имеющийся зазор «а» между верхней 4 и нижней 5 втулками в транспортном положении (рисунок, а) обеспечивает прямолинейность устройства при спуске и подъеме. Возможность регулирования угла отклонения обеспечивается с помощью установленного в зазор «а» ограничителя 17, выполненного в виде опорной полу шайбы (показано схематично). Упор 14 позволяет ограничивать движение нижней втулки 5 и обеспечивает фиксируемое положение отклоняющего элемента (детали 5, 6, 7, 8).

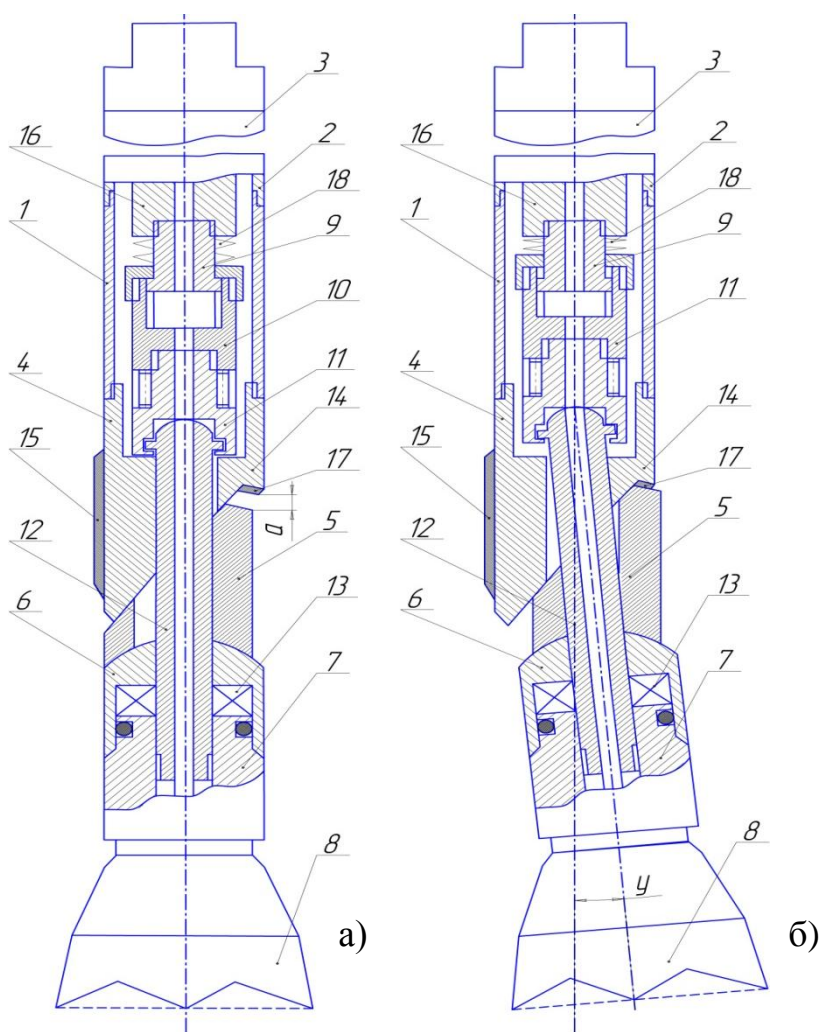


Рис. Устройство для искривления скважин ОУПК-1:

1 – корпус, 2 – наружный корпус, 3 – переводник, 4 – верхняя втулка, 5 – нижняя втулка, 6 – крышка, 7 – переводник, 8 – породоразрушающий инструмент, 9 – вал шлицевого узла, 10 – корпус шлицевого узла, 11 – корпус узла шлицевого шарнира, 12 – вал узла шлицевого шарнира, 13 – упорный подшипник, 14 – упор, 15 – раскрепляющие опоры, 16 – шпindel забойного двигателя, 17 – ограничитель, 18 – пружина.

Нижняя втулка 5 выполнена с упором 14, имеющие сменные раскрепляющие опоры 15 переменной высоты, расположенные с противоположной стороны от упора 14. Сменные раскрепляющие опоры 15 переменной высоты обеспечивают стабилизацию плоскости проектного направления искривления скважины и удерживают

низ компоновки от возможного кругового перемещения, и выполнены в виде твердосплавных остроугольных пластин.

Внутренний составной вал устройства для искривления скважины состоит из вала 9 шлицевого узла 9-10. Вал 9 соединен со шпинделем 16 забойного двигателя, между ними установлена пружина 18. Возможность возвратного перемещения в осевом направлении внутреннего составного вала обеспечивается в данном случае пружиной 18 и конструкцией шлицевого узла. Корпус 10 шлицевого узла соединен с корпусом 11 скользящего осевого подшипника, в нижней части которого размещена шаровая шлицевая головка вала смещения отклоняющего узла (детали 5, 6, 7, 8). Нижним резьбовым соединением вал 12 соединен с переводником 7, на который навинчен породоразрушающий инструмент. Корпус 11 узла шлицевого шарнира 11 и вал 12 обеспечивают возвратно-поступательное перемещение составного внутреннего вала в осевом направлении при отклонении.

Вал 12 узла шлицевого шарнира 11-12 установлен внутри отклоняющего элемента (внутри верхней 4 и нижней 5 втулки) и выполнен в верхней торцевой части с полусферической поверхностью в форме округлой шлицевой опорной головки, размещенной в корпусе 11 узла шлицевого шарнира 11-12. Вал 12 соединен с валом двигателя посредством узла шлицевого шарнира 11-12, шлицевого узла 9-10 и пружины 18, а с породоразрушающим инструментом 8 посредством полушарнира 6-13 и переводника 7. Нижняя часть вала 12 узла шлицевого шарнира 11-12 проходит через отверстие крышки 6, упорный подшипник 13 (через полушарнир 6-13) и ввернута через переводник 7 в породоразрушающий инструмент 8. Полушарнир 6-13 обеспечивает соединение внутреннего составного вала с породоразрушающим инструментом 8 и смещение последнего. Данная конструкция составного внутреннего вала обеспечивает смещение вала 12 в проектом направлении и передачу вращающего момента от забойного двигателя на породоразрушающий инструмент 8.

Верхняя втулка 4 отклоняющего элемента закреплена на корпусе 1. Нижняя втулка 5 отклоняющего элемента 4-5 закреплена на полушарнире 6-13.

ОУПК-1 работает следующим образом. Отклонитель соединяют через переводник 3 с двигателем и затем с бурильной колонной и опускают в скважину в прямолинейном положении на заданную глубину и ориентируют в проектом направлении. Регулирование проектного набора кривизны обеспечивается изменением величины зазора «а» в результате постановки ограничителя 17 в зазор «а», а плоскость искривления отмечается риской на упоре 14 и закрепляется винтом. Ограничитель 17 устанавливается на упоре 14. Затем устройство для искривления скважины спускают на забой и на него передается осевая нагрузка. Вал 12 смещается вниз посредством перемещения шлицевого узла 9-10 до смыкания верхней втулки 4 отклоняющего элемента с его нижней втулкой 5 до упора 14 на величину зазора «а» между ними, образуя между осью двигателя и осью вала узла шлицевого шарнира 12 угол γ (рисунок, б). Породоразрушающий инструмент 8 получает возможность бокового ориентированного перемещения, создания отклоняющего усилия и фрезерования стенки ствола в проектом направлении для обеспечения искривления скважины. При этом верхняя втулка 4 отклоняющего элемента двумя сменными раскрепляющими опорами 15 переменной высоты врезается в стенку скважины, удерживая корпус 1 и корпус 2 забойного двигателя от проворота в стволе скважины вращающим моментом на породоразрушающем инструменте 8. Перемещение породоразрушающего инструмента 8 происходит совместно с переводником 7, упорным подшипником 13, крышкой 6 и валом 12 узла шлицевого шарнира в полусферической торцевой поверхности (округлой шлицевой опорной головки). Вращение на породоразрушающий инструмент 8 передается через шпиндель 16 забойного двигателя, корпус 10 шлицевого узла 9-10 и корпус 11 узла шлицевого шарнира 11-12 на вал 12. После завершения цикла искривления при подъеме бурильной колонны вал 12 перемещаются вверх в шлицевом узле 9-10 и принимает прямолинейное положение, раскрепление отклоняющего элемента 4-5 прекращается и прямолинейная компоновка извлекается из скважины.

ОУПК-1 обеспечивает плавный и регулируемый набор кривизны в проектом диапазоне, стабильную интенсивность искривления, а также точность проведения ствола согласно рассчитанному оптимальному профилю скважины на заданном интервале ствола при сохранении преимущества прямолинейности компоновки при ее спуске и подъеме.

Литература

1. Абдулмазитов Р.Г. Методическое руководство по геолого-технологическому обоснованию бурения горизонтальных, многозабойных скважин и боковых горизонтальных стволов / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Т., Фазлыев, Р.Г. Рамазанов, Л.М. Миронова. – Бугульма: «ТатНИГПнефть», 2005. – С. 6-15.
2. РД 153-39.0-343-04. Регламент на строительство боковых стволов. – Бугульма: ТатНИГПнефть, 2003. – С. 5-31.

**ПОЛУЧЕНИЕ ОБЛЕГЧЕННОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ
МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН,
ПЕРЕКРЫВАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

А.М. Пастухов

Научный руководитель профессор Г.М. Толкачев

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

При строительстве скважин в условиях Крайнего Севера одной из нерешенных проблем остается проблема обеспечения качества цементирования обсадных колонн в интервалах многолетнемерзлых пород (ММП).

Одной из причин низкого качества крепления в зонах ММП является то, что эти интервалы характеризуются низкими значениями давления поглощения. В процессе цементирования происходит поглощение тампонажного раствора и недоподъем его за обсадными колоннами до устья.

Для обеспечения высокого качества цементирования обсадных колонн в ММП необходимо использовать облегченный тампонажный раствор, который должен отвечать следующим требованиям:

обладать технологическими свойствами (значения показателей реологических свойств, сроки загустевания и схватывания), позволяющими приготовить его, закачать и разместить в заколонном пространстве в термобарических условиях разреза, включающего ММП;

быть незамерзающим при температуре до минус 3...5 0С.

Сформированный при этом в затрубном пространстве цементный камень должен обладать следующими свойствами:

высокой механической прочностью на сжатие, растяжение и изгиб, повышенными значениями модуля упругости;

коррозионной устойчивостью по отношению к пластовым флюидам в цементируемом интервале;

низкими значениями коэффициента теплопроводности;

формировать плотный контакт с обсадными трубами и породами стенок скважин, в том числе в интервале ММП;

обеспечивать долговременное разобщением ММП от над- и подмерзлотного комплексов горных пород разреза;

непроницаемостью для флюидов разреза;

отсутствием корродирующего воздействия на обсадные трубы.

Проведенными в лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» Пермского государственного технического университета исследованиями установлено, что в наибольшей степени этим требованиям удовлетворяет тампонажный материал на основе магнезиального вяжущего [3]. Для оптимизации состава облегченного магнезиального тампонажного материала (МТМ-ММП) были проведены лабораторные исследования с использованием различных облегчающих добавок: микросферы (АСМС), микрокремнезем (МК-85), перлит (ПВ-М), вермикулит (ВВФ-05).

Результаты лабораторных исследований свойств облегченного раствора-камня МТМ-ММП приведены в табл. 1.

Таблица 1

Свойства облегченного раствора-камня МТМ-ММП

Тампонажный материал	Облегчающая добавка	Температура испытания и хранения, 0С	Плотность раствора, кг/м ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность ЦК при изгибе	
					начало	конец	Число суток твердения	МПа
МТМ-ММП	АСМС	- 3	1475	21	27-00	35-20	3	2,9
		20	1475	21	4-50	5-25	2	6,1
МТМ-ММП	МК-85	- 3	1642	18,5	27-10	35-40	3	2,6
		20	1642	18,5	5-00	5-35	2	3,6
МТМ-ММП	ПВ-М	- 3	1454	17	26-20	34-10	3	1,7
		20	1454	17	3-45	4-20	2	3,5
МТМ-ММП	ВВФ-05	-3	1618	21	26-00	35-50	3	2,1
		20	1618	21	3-45	4-20	2	4,9

Для оценки качества полученного тампонажного материала были рассмотрены известные облегченные тампонажные материалы на основе портландцемента (ПЦТМ) предназначенные для цементирования обсадных колонн, перекрывающих отложения ММП. Свойства раствора-камня облегченных тампонажных материалов на основе портландцемента приведены в таблице 2.

Таблица 2

Свойства облепленного раствора-камня ПЦТМ

Тампонажный материал	Температура испытания и хранения, °С	Плотность раствора, кг/м ³	Растекаемость, см	Сроки схватывания, ч-мин		Прочность ЦК при изгибе	
				начало	конец	через суток твердения	МПа
ПЦТМ-I[2]	- 2	1500	21	6-30	7-20	7	2,8
	20	1500	21	3-50	4-40	2	2,6
ПЦТМ-II[1]	- 2	1500	21	6-30	7-20	7	2,5
	20	1500	21	3-35	4-40	2	2,6
ПЦТМ-III*	5	1500	21	9-20	18-00	2	1,2
	20	1500	21	6-55	9-45	2	3,5

* - тампонажный состав ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Анализ данных, приведенных в таблицах 1 и 2, свидетельствует, что получение облепленного тампонажного материала на основе магнезиального вяжущего возможно. Стоит так же отметить, что цементный камень облепленного магнезиального тампонажного материала отличается высокими прочностными характеристиками. Значение прочности на изгиб цементного камня МТМ-ММП, сформированного в течение трех суток при отрицательной температуре ($T = -3^{\circ}\text{C}$) составляет 2,9 МПа. Цементный камень на основе портландцемента, формирующегося при $T = -2^{\circ}\text{C}$, достигает такой же прочности только через 7 суток хранения. Наиболее эффективной облепчивающей добавкой в составе МТМ-ММП является АСМС.

Литература

1. Кузнецов В.Г. Техника и технология повышения долговечности крепи скважины в криолитозоне (проблемы и решения): автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Тюмень, 2004 г. – 50 с.
2. Пат. 2204690 РФ, МПК 7 E21B33/138 Облепленный тампонажный раствор. Заявлено. 29.12.2000 2000133202/03; Оpubл. 10.12.2002
3. Пастухов А.М. // К вопросу о возможности использования тампонажного материала на основе магнезиального вяжущего для цементирования обсадных колонн, перекрывающих зоны многолетнемерзлых пород: Нефтегазовое и горное дело, тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь, 2010. – с. 65-66.

ИЗУЧЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НИЖНЕПЕРМСКИХ ФЛЮИДОВ В СВЯЗИ С НЕГАТИВНЫМ ВЛИЯНИЕМ НА КОНСТРУКЦИЮ СКВАЖИН

Р.Р. Сурмашев

Научный руководитель профессор Б. В. Успенский

Казанский государственный университет им. В.И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

Сегодня на Ромашкинском месторождении есть серьезная проблема – резко увеличилось число скважин, выходящих из эксплуатации по техническим причинам. Основной причиной этого является нарушение герметичности цементного камня и, как следствие, коррозия эксплуатационных колонн, вплоть до появления сквозных отверстий. За состоянием герметичности следят промысловики, с помощью методов термометрии и гаммакаротажа. Такие исследования эксплуатационных колонн обеспечивают сокращение непроизводительной закачки и предотвращают отрицательные техногенные нагрузки на окружающую среду. Аномалии могут говорить о наличии нарушения в соседней скважине.

При существующем техническом состоянии большей части скважин (недоподъем цементного раствора за обсадной колонной до устья) и условиях эксплуатации (отсутствие надежных пакеров и активных методов защиты колонн, применение интенсивных систем разработки, длительная работа в агрессивной среде) практически невозможно обеспечить проектный срок службы скважин в течение всего периода разработки месторождения. Это усугубилось тем, что на начальном этапе разбуривания месторождения не уделялось достаточного внимания вопросам конструкции скважин и подъема цементного раствора до башмака кондуктора. В то время применялась, в основном, упрощенная конструкция скважин: кондуктор спускался до кровли артинского горизонта без подъема цемента до устья, эксплуатационная колонна цементировалась только исходя из условий перекрытия продуктивных горизонтов.

Причиной высокой скорости коррозионного разрушения обсадных колонн является агрессивность пластовых вод разреза. Средняя скорость наружной коррозии металла колонны находится в пределах 0,8-1,2 мм/год. Она происходит в случае отсутствия цементного камня за колонной, а в объединении «Гатнефть» в половине пробуренных скважин цементный раствор за колонной не поднят до глубины и 800 м от устья.

Наибольшую нагрузку испытывают нагнетательные скважины, испытывающие двустороннюю нагрузку. Внутренняя коррозия в движущемся потоке пресных вод составляет 0,1-0,3 мм/год, а скорость коррозии в

сточных водах в зависимости от скорости потока увеличивается до 0,5-1,5 мм/год. Общая величина наружной и внутренней коррозии в нагнетательных скважинах составляет 0,9-1,5 мм/год – при закачке пресных и 1,3-2,7 мм/год – при закачке сточных вод. Положение усугубляется ещё тем, что в настоящее время под закачку воды осваиваются добывающие скважины, проработавшие несколько лет и по своей конструкции не приспособленные для закачки воды. Надо учитывать и недобросовестность буровиков – при КРС часто всплывает несоответствие конструкций скважин с технологическими решениями по интенсификации разработки, отсутствие или недоподъём цемента за колоннами.

Одним из методов определения целостности эксплуатационной колонны является исследование на герметичность методом термометрии и гамма-каротажа. Эти исследования являются плановыми и проводятся на скважинах, являющихся подозрительными.

Основной целью всей проведенной работы было построение карты распространения термических аномалий. Она позволит заблаговременно заложить соответствующую конструкцию новой скважины, в том случае если она попадает в зону, где имеются температурные аномалии в нижнепермских отложениях, либо предложить ремонтные работы по подъёму уровня цемента до устья скважины. Для этого была выбрана территория изучения на границе Альметьевской и Северо-Альметьевской площадей, и просмотрены каротажные пакеты скважин, которые заложены на данной территории. Далее отобраны нагнетательные скважины, на которых были проведены исследования на герметичность эксплуатационной колонны и выявлены какие-либо термические аномалии в интервале 100-300 м.

По полученным данным и с помощью карты расположения устьев скважин построена карта распространения аномалий.

Судя по карте (рисунок), аномальная зона фильтрации флюидов находится на водоразделе рек, точно в центральной зоне. По тому же принципу можно предположить расположение других зон фильтрации воды в нижнепермских отложениях. Для определения достоверности такого предположения необходимо изучить скважины, которые попали в возможно аномальные зоны. И если это допущение окажется верным, появится возможность заранее предлагать новую конструкцию скважинам, попадающим в эти зоны фильтрации. А по старому фонду можно предложить определённые мероприятия до аварии на скважинах, т.е. появляется возможность сэкономить.

Предложения по решению проблемы

Однако встаёт вопрос о целесообразности ремонтных работ. Ремонтные работы по восстановлению герметичности эксплуатационных колонн очень трудоёмки, малоэффективны и требуют значительных материальных затрат.

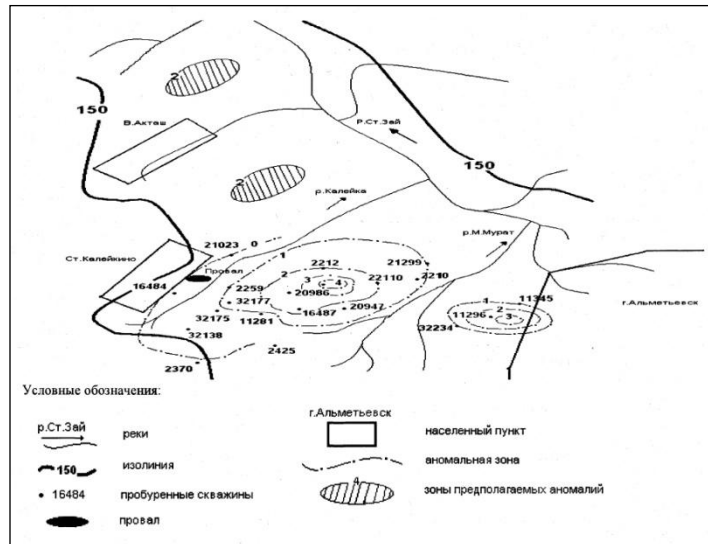


Рис. Схема распространения температурных аномалий

Средние расчетные сроки «безаварийной» эксплуатации обсадных колонн составляют 30-35 лет, в зависимости от категории и флюида, поэтому необходимы технико-экономические расчеты. Надо учитывать, что, во-первых, отремонтированная скважина не восстанавливает первоначальное техническое состояние, во-вторых, часть скважин по техническим причинам вообще невозможно отремонтировать.

По самым пессимистичным взглядам эксплуатировать Ромашкинское месторождение мы будем ещё около 30 лет. Таким образом, общий срок эксплуатации некоторых скважин подберётся вплотную к 100 годам. То есть на жизнь одной скважины придётся по несколько ремонтов. Соответственно на определенном этапе придется решать, что лучше – бурить новую скважину или отремонтировать старую.

Если будет выбрано бурение новых скважин в зоне фильтрации, то как вариант новой конструкции можно предложить полную цементацию и кондуктора и обсадной колонны вплоть до устья. Сэкономить можно,

если применить ступенчатое цементование – цемент с самыми лучшими свойствами, соответственно самый дорогой, закачивать напротив нижнепермских отложений.

Другой вариант: использование дополнительной изолирующей колонны с цементацией на интервале фильтрации.

В случае выбора ремонта скважин самым действенным и единственным методом будет являться подъём уровня цемента над обсадной колонной до устья, либо подъём на высоту достаточную для перекрытия зоны фильтрования.

К другим мероприятиям по увеличению срока службы пробуренных скважин относятся:

- внедрение катодной защиты для предупреждения наружной коррозии обсадных колонн;
- внедрение мероприятий, исключающих внутреннюю коррозию обсадных колонн;
- проведение лабораторного анализа цементного камня и его свойств.

Заключение

Проведя вышеуказанный анализ можно прийти к выводу, что основным направлением деятельности НГДУ должно быть сохранение и улучшение состояния скважин, находящихся в активном фонде. Это тем актуальнее, чем больше возрастает процент скважин, ожидающих ремонта по причине нарушения герметичности.

Однако, необходимо провести более крупномасштабные исследования. Эти работы не должны ограничиваться энтузиазмом геологов одного управления, а стать общей идеей для всего ОАО «Татнефть». Следует провести ряд исследований на территории всех площадей Ромашкинского месторождения, с целью определения закономерностей в распределении аномалий по территории юго-востока Республики Татарстан, надо обратиться к работам геологов других регионов и других стран, воспользоваться новыми технологиями геофизических исследований и буровых работ.

ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Пахарев

Научный руководитель профессор П.С. Чубик

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Разведочные и эксплуатационные нефтегазовые скважины имеют примерно одинаковую конструкцию. После спуска обсадных труб и заполнения затрубного и межтрубного пространства тампонажным раствором и его твердения скважин система «обсадная труба – цементное кольцо – горная порода» [1-8]. На качество крепления скважин существенно влияют следующие факторы: наличие зон АНПД, в том числе зон поглощения бурового и тампонажного растворов, различие температуры по стволу скважины, значение горного и гидростатического давления, способ цементирования, состав и свойства горных пород, слагающих околоствольное пространство скважины [6]. Во многом хорошее качество крепления обеспечивает надёжность и экологическую безопасность нефтегазовых скважин.

Одной из основных причин разного рода осложнений и брака при строительстве скважин, а также при дальнейшей эксплуатации является некачественное цементование затрубного и межтрубного пространства, негерметичные резьбовые соединения в колонне. На этапах строительства и эксплуатации скважины, начиная с цементирования затрубного пространства, в цементном камне могут возникать капилляры, трещины и другие дефекты. Это снижает сопротивляемость конструкции скважины действию внешних нагрузок, приводит к авариям и ремонтно-восстановительным работам [1, 6, 8]. Следовательно, цементование является одной из решающих операций при заканчивании скважин [2, 5].

Глубина по вертикали нефтяных и газовых скважин в Томской области составляет в основном от 2300 до 2800 метров. Чаще всего при цементировании используют тампонажный раствор со средней плотностью 1,4...1,55 г/см³, а в призабойной зоне – 1,82...1,92 г/см³. После ожидания затвердевания цементного раствора (ОЗЦ) формируется цементное кольцо [2-7]. Набор прочности тампонажного камня продолжается долгие годы и даже десятилетия [5, 6, 7].

Известно, что проникновение пластовых вод в продуктивный горизонт может осуществляться:

- по контакту цементный камень стенка ствола скважины из-за некачественного удаления глинистой корки;
- по связанным между собой капиллярам и трещинам в цементном камне;
- по контакту цементного кольца с обсадной трубой при наличии оставшегося бурового раствора [2, 3];
- из-за расслоения тампонажного раствора (камня) и образования протяжённых водных полостей в затрубном и межтрубном пространстве [4-7].

Большое значение имеет состояние стенок скважины. Требуется надёжное разобщение пластов, что можно достичь за счёт:

- образования в стволе сплошного тампонажного кольца достаточной толщины и с требуемыми свойствами;
- удержания обсадной колонны от всевозможных перемещений: проседания под действием собственной массы, температурных деформаций и от перепадов давления в колонне, ударных нагрузок и т.д.;
- антикоррозионной защиты обсадной трубы;
- обеспечения устойчивости и герметичности скважины;
- получения прочного сцепления цементного камня с обсадной трубой и стенками скважины.

Для выполнения этого необходимо полное заполнение заколонного, межколонного пространства скважины тампонажным раствором требуемой средней плотности и однородности, обладающего достаточной прочно-

стью сцепления цементного камня с обсадной трубой и горными породами с обеспечением целостности пластов [1, 5]. Этого можно достичь только при использовании облегченных тампонажных растворов, прямым способом цементирования за одну операцию (в одну ступень). При применении облегченного тампонажного раствора требуемой средней плотности для зон АНПД исключается возможность гидроразрыва пластов и поглощений.

В работах [5, 6, 7] сформулированы теоретические положения создания облегченных тампонажных материалов с требуемыми структурой и свойствами. Надежное крепление и эксплуатация нефтегазовых скважин можно обеспечить за счёт введения в состав тампонажного раствора полых стеклянных микросфер – ПСМС. Они обладают большой удельной прочностью и поверхностной активностью. Раствор с ними обладает стабильностью, однородностью при постоянной средней плотности во время цементирования по всей глубине скважины. Установлено, что предложенный тампонажный материал обладает повышенной прочностью камня и прочностью сцепления с обсадной трубой и породами при средней плотности вплоть до 1 г/см^3 . Полые стеклянные микросферы являются облегчающим наполнителем, позволяют снизить и стабилизировать при прокачивании среднюю плотность тампонажного раствора при сохранении требуемой растекаемости и прочности при изгибе. Сравнение однородности, устойчивости тампонажных растворов с различными облегчающими наполнителями в процессе прокачивания, а также определение прочностных показателей цементного камня, проводились в работах [5...7, 13]. Было выяснено, что самым эффективным наполнителем является ПСМС.

Полые стеклянные микросферы обладают высокой удельной прочностью – более 150 МПа при насыпной плотности $0,1..0,15 \text{ г/см}^3$. Это значительно превышает аналогичные показатели других облегчающих наполнителей. Например вспученный перлитовый песок (ВПП) имеет удельную прочность 53,3 МПа при насыпной плотности $0,15 \text{ г/см}^3$ и прочности при объемном сжатии – 8 МПа. Кроме этого, у тампонажного раствора с ПСМС В/Ц в 2 и более раз меньше, чем у растворов с перечисленными наполнителями при средней плотности $1,32 \text{ г/см}^3$. ПСМС серийно выпускаются в России, США, Европе, Японии, имеют среднюю плотность $0,2..0,4 \text{ г/см}^3$, прочность при объемном сжатии до 20 МПа [5, 6, 7]. Их применение позволяет получить материал плотной структуры, обладающий низкой средней плотностью, высокой однородностью. Это обеспечивается за счёт стабильности компонентов состава. Микросферы можно использовать при цементировании скважин глубиной до 4200 м [5, 6, 7, 12, 13].

Анализ месторождений Томской области позволяет сделать вывод, что основные проблемы разобщения пластов при креплении нефтяных и газовых скважин являются общими и для разведочного и для эксплуатационного бурения [1]. Установлено, что одной из основных причин низкой эффективности разобщения пластов при креплении скважин в Томской области является применение тампонажных растворов, в которых для снижения их средней плотности увеличивают В/Ц по сравнению с обычными растворами. У обычных растворов средняя плотность равна $1,8..1,85 \text{ г/см}^3$ при В/Ц = 0,5. Лишняя вода вызывает расслоение цементного раствора, появление водных полостей и снижает прочность сцепления с обсадной трубой и горными породами, прочность камня и качество цементирования [1, 9, 10, 11].

Анализ геологических условий на месторождениях Томской области говорит о том, что одним из способов обеспечения надёжной работы скважин является использование облегченных тампонажных растворов [1, 9 - 11]. Решением этой проблемы может стать применение облегченных тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами. Такие растворы хорошо зарекомендовали себя и применяются на месторождениях Севера Тюменской области, Нижней Волги и шельфа Каспийского моря. Такими растворами зацементировано более 100 нефтяных и газовых скважин.

Данная проблема актуальна и требует дальнейшей проработки. Целью такой работы может стать разработка универсального облегченного тампонажного раствора с полыми стеклянными микросферами, обеспечивающего герметичность скважины, обладающего средней плотностью $1,3..1,7 \text{ г/см}^3$, однородностью и стабильностью при закачивании (независимо от глубины скважины), достаточной прочностью при изгибе, прочностью сцепления с обсадной трубой и горными породами. Для достижения этой цели необходимо обобщить научно-технические предпосылки создания таких растворов, условия на месторождениях Томской области, провести исследования реологических свойств во времени, физико-механических свойств, в том числе средней плотности при различных давлениях, прочности сцепления с обсадной трубой и наиболее часто встречающимися горными породами, изучить структуру тампонажного камня. На основании полученных результатов исследования должен быть разработан технологический регламент и проведены опытные работы непосредственно на скважинах по креплению обсадных колонн.

Литература

1. Панычев С.И., Чубик П.С., Лукьянов В.Г. Основные направления повышения эффективности разобщения пластов //Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. / ТПУ. – Томск, 2004. – С. 128-131.
2. Булатов А.И., Макаренко П.П., Будников В.Ф., Басарыгин Ю.М. Теория и практика заканчивания скважин. В 5 т. – Т. 4 /М.: «Недра», 1998. – 496 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В 6 т. – Т. 1. – М.: «Недра», 2000.
4. Орешкин Д.В., Беляев К.В. Материаловедческие аспекты геоэкологической безопасности при цементировании скважин //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010, № 12. – С. 32-35.
5. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. – М.: Недр. – 2004. – 232 с.

6. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы. – М.: Недра. – 1999. – 180 с.
7. Первушин Г.Н., Орешкин Д.В. Проблемы трещиностойкости облегченных цементных материалов. – Ижевск: ИжГТУ, 2003. – 212 с.
8. Поляков В.Н., Вяхирев В.И., Ипполитов В.В. Системные решения технологических проблем строительства скважин. - М.: «Недра», 2003. – 240 с.
9. Панычев СИ., Каширин Ю Н., Григоренко А.К. Проблемы качества крепления газовых скважин на примере месторождений Томской области / Сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин». – Томск: ТПУ – 2004. – С. 131-133.
10. Панычев С.И., Чубик П.С., Лукьянов В.Г. Основные направления повышения эффективности разобщения пластов / Сб. докл. Междунар. науч.-техн. конф. «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин». – Томск: ТПУ. – 2004. – С. 128-131.
11. Панычев С.И., Чубик П.С. Актуальность проблемы качества крепления скважин и разобщения пластов при разработке нефтяных и газовых месторождений Томской области /Сб. науч.-практ. конф. «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области». – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 2004. – С. 235-236.
12. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семёнов В.С. Общая схема получения облегчённых и сверхлёгких цементных растворов //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010, № 11. – С. 32-33.
13. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семёнов В.С. Полые стеклянные микросферы и прочность цементного камня //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010, № 11. – С. 45-47.

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

РОЛЬ ВЫПУСКНИКОВ КАФЕДРЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РАЗВИТИИ МИНЕРАЛЬНО- СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

С.Я. Рябчиков, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Институт природных ресурсов (ИПР) значительное количество своих выпускников по всем специальностям направляет на работу в различные организации Сибири и Дальнего Востока. Одним из лидеров в этом направлении является кафедра «Бурение скважин» (БС). Она готовит инженеров, бакалавров и магистров по двум специальностям: 130203 – «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (ТТРМПИ) и 130504 – «Бурение нефтяных и газовых скважин» (БНГС). По специальности 130203 за 56 лет коллектив кафедры ТТРМПИ, а затем БС, подготовил 2133 инженера, из которых 250 трудятся сейчас на предприятиях Томской области. В отдельные годы на предприятия нефтегазового комплекса Томской области направлялось до 24 выпускников по этой специальности.

По специальности БНГС (первый выпуск состоялся в 1987 г.) к настоящему времени выпущено более 800 специалистов.

Если кафедра ТТРМПИ готовила инженерные кадры для всей Сибири, Казахстана, Дальнего Востока и других регионов, то буровики-нефтяники выпускались, главным образом, для работы в нефтегазовом комплексе Томской области.

На кафедре бурения скважин на протяжении всех лет работал высококвалифицированный коллектив преподавателей: доктора технических наук С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, В.Д. Евсеев, Н.Г. Квеско, кандидаты технических наук Ю.Л. Боярко, В.Г. Храменков, Б.И. Спиридонов, Л.Л. Игнатенко, В.И. Брылин, Рожков В.П., Л.С. Редутинский, А.П. Проскурин, В.И. Рязанов, К.И. Борисов, И.А. и др.

К настоящему времени на кафедре бурения скважин подготовлено 6 докторов технических наук: (С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, В.Д. Евсеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, Н.Г. Квеско), 46 кандидатов технических наук, 21 из которых трудятся в учреждениях и на предприятиях Томской области. Многие из них работали и работают в сфере образования и науки в Томской области и РФ, занимая руководящие должности и оказывая серьезное влияние на формирование стратегии высшего геологического образования в России: Ю.Л. Боярко – проректор ТПИ по вечернему и заочному обучению (1972–1982 гг.), основатель и первый заведующий кафедрой БНГС (1984–1994 гг.); П.С. Чубик – заведующий кафедрой БНГС (1994–1997 гг.), декан факультета геологоразведки и нефтегазодобычи ТПУ (1999–2001 гг.), проректор ТПУ (с 2001 г. по 2005 г.), заместитель Губернатора Томской области, ректор ТПУ с 2008 г.; С.Я. Рябчиков – заведующий кафедрой ТРМПИ (1986–1992 гг.); В.В. Кривошеев – заведующий кафедрой ТРМПИ (1992–2003 гг.), директор ИГНД ТПУ (2001–2003 гг.); Б.И. Спиридонов – декан геологоразведочного факультета ТПИ (18 лет), К.И. Борисов – декан нефтегазопромышленного факультета ТПИ (1987–1993 гг.); Е.Б. Годунов – декан нефтегазового факультета (2001–2003 гг.); В.П. Рожков – заведующий кафедрой ТТРМПИ Сибирского федерального университета; Г.В. Лене – директор учебно-курсового комбината ОАО «Томскнефть» ВНКи др.

Основными работодателями для выпускников многих кафедр ИПР являются геологические и нефтегазопромышленные организации Сибири и Дальнего Востока. Производственные практики многие студенты проходят в этих же предприятиях.

Выпускники кафедры БС в настоящее время занимают высокие должности в руководстве многих организаций. Например, А.В. Горбачев – управляющий ЗАО «НПБС», М.П. Пьявко – технический директор ЗАО «НПБС», А.Г. Максимов – заместитель директора по работе с персоналом СФ ЗАО «ССК», С.Е. Воронцов – технический директор КФ ЗАО «ССК», К.А. Александров – исполнительный директор ЗАО «Нижневартовскбурнефть», Ю.М. Блещавенко – управляющий Томского отделения треста «Востокбурвод», К.А. Костарев – начальник Томской ГРЭ, директор Томского филиала ООО «АВЕРС-1»; С.В. Забуга – начальник Колпашевской НГРЭ, А.С. Бубнов – директор ОАО «Востокгеология», А. Н. Кузев – технический директор компании «Continental Industrial Supply Ltd», Ю.В. Шендеров – зам. директора ООО «Томскнефтегазинжиниринг» и многие другие. Выпускники кафедры БС, занимая высокие посты, успешно трудятся не только в буровых организациях. Два выпускника кафедры работали в должности заместителей Губернатора Томской области: П.С. Чубик, И.Н. Шатурный.

Научные интересы сотрудников бывшей кафедры ТТРМПИ связаны, в основном, с решением проблем бурения скважин на твердые полезные ископаемые, поэтому научные разработки реализовывались в основном за пределами Томской области. Тем не менее, целый ряд заметных исследований был выполнен в интересах геологоразведочных предприятий Томской области: разработка технических средств для получения представительных образцов горных пород и полезных ископаемых (С.С. Сулакшин, В.И. Брылин, Л.С. Редутинский, В.Н. Филиппов), создание комплексов контрольно-измерительной аппаратуры (В.Г. Храменков), повышение ресурса породоразрушающего инструмента (С.Я. Рябчиков) и др.

Кафедра ГТРМПИ совместно с кафедрой БНГС проводила масштабные исследования по оптимизации свойств буровых суспензий (П.С. Чубик, Е.Б. Годунов, В.И. Брылин). При этом была разработана и запатентована оригинальная, не имеющая аналогов, методика оценки токсичности промывочных жидкостей. Создана методика получения высококачественных промывочных жидкостей из торфа – доступного, дешевого и экологически чистого продукта.

В последние годы кафедра БС принимала активное участие в проведении исследований по направлению «Развитие техники контроля процесса бурения скважин», по контракту «Новаторская и долговременная подземная разработка природных ресурсов» с фирмой Шлюмберже (научный руководитель В.Д.Евсеев).

Для качественного проведения учебного процесса кафедра имеет в своем распоряжении:

- видеофильмы, в которых рассматриваются различные аспекты бурения скважин как на твердые, так и на жидкие и газообразные полезные ископаемые;
- библиотеку, состоящую из современной учебной литературы;
- электронную библиотеку, в которой представлены книги издательства «Недра» последних лет;
- компьютерные обучающие программы и тренажеры, позволяющие глубже проникнуть в тайны бурения;
- компьютерные классы.

Все преподаватели кафедры читают лекции с применением компьютерной и мультимедийной техники. По всем учебным дисциплинам, которые обеспечивает кафедра, написаны и изданы учебники и учебные пособия, имеются электронные курсы лекций.

Коллектив кафедры БС постоянно стремится к повышению качества подготовки выпускников. Для достижения этой цели у нас есть высококвалифицированные преподаватели, благодаря которым наши студенты получают хорошие знания, что можно проиллюстрировать рядом примеров. На Всероссийских конкурсах выпускных квалификационных работ, которые проходят ежегодно в Санкт-Петербургском государственном горном институте и РГУ нефти и газа им. Губкина И.М. (г. Москва), работы наших выпускников в разные годы оценивались очень высоко: работа Морозова А. заняла 1-ое место, Жаркова М. – 3-е место, Суворкова П. – 1-е место, Баландина И. – 2-ое место, Бондарчука И. – 3-е место, Конкина П. – 2-ое место, Булахова С. – 1-ое место, Рузанова С. – 1-ое место, Новосёлова А. – 3-е место, Широкова А. – 1-ое место. Наши студенты постоянно занимают призовые места в личном и командном зачётах во Всероссийских и региональных олимпиадах по бурению скважин.

Важное значение в повышении уровня подготовки выпускников занимает участие студентов в проведении научных исследований. Во Всероссийском конкурсе «Лучший студент России» (г. Санкт-Петербург) в 2006 г. наш студент Булахов С. занял 1-ое место, в 2008 г. Котов А. – 2-ое место. В 2007 г. магистерская выпускная работа Шахматова К. «Исследование закономерностей генерирования электромагнитных сигналов, возникающих при бурении нефтяных скважин» удостоена медали Министерства образования и науки РФ.

Кафедра БС осуществляет переподготовку специалистов, желающих получить образование по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Обучение ведется по учебной программе, объем которой превышает 500 часов. После переподготовки, завершающейся защитой выпускной работы, слушателям выдается диплом государственного образца, позволяющий заниматься профессиональной деятельностью в нефтегазовой отрасли. Такое обучение кафедра обеспечивает сотрудникам ЗАО СФ «ССК», ЗАО «НПБС», ООО «ТБНГ». Лицам, прошедшим краткосрочное обучение по программам объемом от 72 до 100 часов, вручаются удостоверения о повышении квалификации. 16 февраля 2004 г. на кафедре открылся учебный центр для проведения занятий с представителями производственных организаций по вопросу управления скважиной при газонефтеводопроявлениях.

Подготовка горных инженеров по технологии и технике сооружения скважин является весомым вкладом кафедры бурения скважин Томского политехнического университета в развитие геологоразведочных работ на все виды полезных ископаемых и разработку месторождений на территории Сибири и Дальнего Востока.

КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

И.Б. Бондарчук

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважинная гидродобыча (СГД) твердых полезных ископаемых, которая в последнее время находит широкое применение на производстве, реализуется за счет использования специальных технических средств и технологических операций, в основу которых положены различные гидродинамические процессы, определяющие эффективность разрушения горных пород, транспортирования, всасывания и подъема гидросмеси.

В результате анализа современных представлений о гидродинамическом воздействии на горную породу при бурении и эксплуатации скважин различного назначения была разработана классификация способов гидродинамического разрушения пород при СГД полезных ископаемых, а также технических и технологических решений для их реализации (см. табл.). При разработке данной классификации к основным способам гидродинами-

ческого разрушения горных пород нами отнесены: гидромониторный, депрессионный, гидроимпульсный и их комбинации.

Таблица

Классификация способов, технических и технологических решений для реализации гидродинамического разрушения горных пород при СГД полезных ископаемых

Способы разрушения горных пород	Пути реализации способа разрушения	Технические и технологические решения для реализации способов разрушения	
Гидромониторный	Использование высоконапорных струй жидкости, истекающих из гидромониторов различных конструкций	Гидромониторы с жестким стволом	Встроенные (внутренние) Выводные (внешние): шарнирные; телескопические; комбинированные
		Гидромониторы с гибким стволом	Управляемые Неуправляемые
		Гидроаэродинамические мониторы	
		Гидротурбинные мониторы	
Депрессионный	Снижение гидростатического давления на продуктивный пласт, при котором нарушается равновесие сил, обуславливающих напряженное состояние горных пород	Откачивание пульпы эрлифтом	
		Откачивание пульпы эжекторным насосом	
		Закачивание в призабойную зону скважины сжатого воздуха	
Гидроимпульсный	Действие на продуктивный пласт гидравлических ударных волн	Герметизации призабойной зоны скважины	
		Создание гидроимпульсов в призабойной зоне скважины различными методами: эрлифтом; эжекторным насосом; струйными мониторами; пневматическими излучателями; пневматическими излучателями; кавитационными излучателями; взрывами	
Комбинированный	Совместное либо последовательное применение гидромониторного, депрессионного и гидроимпульсного способов	Технические и технологические решения для реализации гидромониторного, депрессионного и гидроимпульсного способов разрушения	

Гидромониторный способ отделения горных пород от массива осуществляется с помощью высоконапорных струй жидкости, истекающих из гидромониторных устройств, входящих в состав скважинных гидродобычных снарядов. Кроме того, роль гидромонитора сводится также к разубоживанию пульпы в призабойной зоне скважины. Существуют различные виды гидромониторных устройств, выбор которых зависит от геологических и экономических условий добычи. В практике СГД можно использовать гидромониторы 2-х видов, определяющими признаками (параметрами) которых является состояние гидромониторного ствола и характер воздействия на породу.

По первому признаку гидромониторные устройства делятся на:

- гидромониторы с жестким стволом: встроенные (внутренние) и выводные (внешние);
- гидромониторы с гибким стволом: неуправляемые и управляемые.

По второму признаку гидромониторные устройства делятся на:

- гидроаэродинамические мониторы;
- гидротурбинные мониторы.

Депрессионный способ отделения горных пород от массива обеспечивается снижением гидростатического давления в скважине на продуктивный пласт, при котором нарушается равновесие сил, обуславливающих напряженное состояние пород. При этом пластовое давление продуктивного горизонта превышает гидростатическое, что сопровождается обрушением и осыпанием пород либо течением водонасыщенной массы несвязанных твердых частиц – плывунов [1].

Снижение гидростатического давления в скважине можно осуществить за счет водопонижения подземных вод, при котором статический уровень вод уменьшается до динамического уровня. Данный способ реализуется при откачке пульпы эрлифтом и эжекторным насосом, герметизации скважины пакерными устройствами, а также путем закачивания в призабойную зону большого объема сжатого воздуха [2].

Гидроимпульсный способ отделения горных пород от массива характеризуется созданием мгновенных перепадов давления (гидравлических волн), что приводит к ударным нагрузкам разной интенсивности и появлению фильтрационных потоков, направленных в разные стороны, в результате чего возникают разрушающие напряжения [3]. Импульсное воздействие может быть создано эжекторными насосами, эрлифтами, струйными мониторами, пневматическими и кавитационными излучателями, взрывами в скважине.

Комбинированный способ отделения горных пород от массива достигается совместным либо последовательным применением вышеназванных способов. На практике СГД в основном используются гидродобычные снаряды, в которых реализуются, как минимум, 2 способа гидродинамического разрушения горных пород: гидромониторный и депрессионный. При этом основными функциями гидромонитора на начальном этапе работ по добыче являются первоначальное расширение скважины (на величину действия гидромониторной струи) и разубоживание пульпы. На последующем этапе работ основной функцией гидромонитора является только разубоживание пульпы, а отделение горных пород от массива обеспечивается депрессионным способом (эрлифтом или эжекторным насосом).

Таким образом, предлагаемая классификация систематизирует и обобщает информацию о способах, технологических и технических решениях для реализации гидродинамического разрушения горных пород при СГД, что значительно упростит методику их выбора и усовершенствования для повышения производительности добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Квашин Г.П. Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
2. Пат. 2038480 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Способ скважинной гидродобычи. Гостюхин П.Д., Болотов В.А., Толкнов И.И. и др. Заявлено 18.02.1992; Оpubл. 2.06.1995, Бюл.№35.
3. Сердюк Н.И. Совершенствование технологии кавитационного декольматажа фильтровой области гидрогеологических скважин [Электронный ресурс]: Дис. ... д-ра техн. наук. – М.: РГБ, 2005. – 294 с.

ОТБОР ВАЛОВЫХ ПРОБ МЕТОДОМ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Валовый способ отбора проб достаточно трудоемок и применяется при крайне неравномерном распределении компонентов, заверке данных колонкового бурения. Валовые пробы могут отбираться для технологических испытаний рудных материалов. Масса валовых проб может составлять от тонны до сотен тысяч тонн.

Для отбора валовых проб требуется сооружение открытых и подземных горных выработок, что является ресурсоемким и требует больших затрат времени. В сложных горно-геологических условиях затраты на строительство горных выработок увеличиваются кратно или их строительство затруднено. В любом из случаев, применение скважинной добычи полезных ископаемых позволяет снизить затраты ресурсов и времени на производство работ по валовому опробованию.

На практике способ скважинной гидродобычи нашел применение для проведения работ по валовому опробованию титан-циркониевых песков на Туганском месторождении [1], железной руды на Бакчарском месторождении [2], также рассматривались проекты по опробованию погребенных золотых россыпей и россыпей алмазов.

На данной стадии развития скважинной геотехнологии представляется возможным отбирать через скважины значительное количество россыпного и слабо связанного материала, в том числе диаметром более 100 мм методом скважинной гидродобычи. Практически полученные диаметры добычных камер достигают 5..10 м [1]. Однако при опробовании месторождений способом СГД возникает ряд проблем.

Получаемые при СГД пробы имеют недостаточную достоверность. При проведении работ на КМА и на Бакчарском железорудном проявлении было замечено, что происходит самообогащение железных руд. Так, например, на КМА содержание железной руды в целике составляет 63%, а в пульпе 67 % при одновременном снижении количества вредных примесей. Таким образом, проба, которая будет получена методом СГД, может быть не представительной.

Отбор проб большого объема сопровождается опасностью обвалов на поверхности. При большой глубине разработки эта опасность невелика, а при малой глубине залегания добычных камер опасность обвалов может быть снижена за счет уменьшения времени выемки, уменьшения размеров добычных камер с одновременным увеличением их количества.

При отработке добычных камер следует предусмотреть качественное разрушение массива, т.е. должен извлекаться должен весь вскрытый массив, а не только его рыхлые пропластки.

Опыт опробования месторождений способом СГД можно использоваться при предварительном доказательстве принципиальной возможности СГД на месторождении. При этом следует организовать работы с максимальной экономической эффективностью и выполнением оперативного мониторинга технологических параметров СГД.

Решение перечисленных проблем позволит производить качественный отбор крупнообъемных проб методом СГД, что будет способствовать экономии средств и времени на проведение геологоразведочных работ при разведке месторождений.

Литература

1. Аренс В.Ж., Бабичев Н.И., Башкатов А.Д., и др. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых: Учеб. пособие. – М.:Издательство «Горная книга», 2007. – 295 с.
2. Паровинчак М.С. Оценка бакчарского рудопоявления для разработки методом СГД : Отчет по Госконтракту № ТВ-04-04-2006 – Томск, 2009.

ПРОБЛЕМЫ ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**Н.Е. Горшенин**

Научный руководитель доцент В.П. Шестеров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Способ добычи, при котором дезинтеграция горной породы в массиве и ее вынос на поверхность осуществляется потоком жидкости, принято называть скважинной гидродобычей. Эта технология добычи твердых полезных ископаемых через скважины отрабатывается уже на протяжении столетия, однако производимые работы имеют, как правило, частный характер, а опыт работ разобщен и, видимо, поэтому технология скважинной добычи полезных ископаемых не получила широкого распространения в производственной практике.

При разработке и совершенствовании техники и технологии работ по СГД в настоящее время ряд проблем.

Организационно-экономические проблемы. Несмотря на то, что для многих месторождений доказана принципиальная техническая возможность применения данного метода, но широкого применения он не находит. Для дальнейшей разработки метода СГД необходимо создание экономически рентабельной и рациональной отработки месторождений, что требует значительных материальных затрат и времени. В текущих рыночных условиях решить эту проблему можно только за счет государственного финансирования (субсидирования).

На сегодняшний день в производственной практике отсутствуют проверенные технологии разрушения плотных, цементированных горных пород. Как показала практика, затопленные гидромониторные струи не способны выполнять эту задачу. Осушение добычных камер не всегда возможно, поэтому необходимо опробовать новые методы дезинтеграции горных пород в массиве. Перспективными считаются взрывные методы дезинтеграции горной массы.

Технология закрепления кровли и прогнозирование ее дальнейшего поведения является проблемой до конца далеко не решенной. Ряд работ по скважинной добыче ведется с образованием провалов на поверхности, а ряд работ был полностью остановлен по этой причине. Данная проблема может быть решена повышением скорости отработки добычных камер, уменьшением их рабочих размеров, разработкой специальных методов отработки добычных камер с защитными целиками. Закрепление кровли в малодебитных скважинах специальными методами, скорее всего, экономически не рентабельно.

Необходимо совершенствование гидротехнических работ, сопутствующих скважинной гидродобыче: технологии водопонижения, установки гидрозавес, защиты водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения, поверхностных вод от взаимодействия с рабочими жидкостями, замкнутого водооборота. Кроме того, следует учесть, что после отработки пласта полезного ископаемого его коллекторские свойства увеличиваются, поэтому следует разрабатывать закладочные материалы для добычных камер с пониженной проницаемостью.

Комплекс СГД представляет из себя ряд технологических устройств, как правило, удаленных друг от друга. Для того, чтобы отслеживать эффективность процесса СГД необходимо разрабатывать и внедрять эффективную контрольно-измерительную аппаратуру. Для эффективного управления комплексом, работа его узлов должна контролироваться и управляться централизованно, что требует внедрения средств дистанционного управления и автоматики.

Одной из основных проблем при реализации скважинной гидродобычи является неполное извлечение полезных ископаемых. Фактически полученные показатели существенно расходятся с проектными. Эта проблема может быть решена совершенствованием технологии извлечения и системы разработки массива.

Отсутствует опыт закладки добычных камер, однако закладочные работы необходимы. Следует уделить внимание проблеме разработки закладочных материалов, которые должны препятствовать созданию мощных коллекторов в закладочных толщах, а также обрушаться и разубоживать полезные ископаемые при добыче.

При отработке добычных камер часто имеют место аварии, в т. ч. с полной потерей снаряда. Аварии обусловлены ошибками в технологии и происходящими в горном массиве подвижками и обрушениями горной породы.

Следует учитывать, что находясь в добычной камере, снаряд СГД может не иметь точек опор на значительных промежутках (до сотен метров) и поэтому подвержен действию радиальных усилий, которые будут прижимать его к стенкам добычной камеры. Обвалы горной массы способны срезать снаряды, зажимать их в добычной камере. Поэтому конструкция снарядов должна быть максимально простой и надежной, чтобы не создавать сложностей при извлечении.

Отсутствие системы оперативного мониторинга отработки добычных камер и движения пульпы не позволяет совершенствовать технологию выемки полезных ископаемых.

Вышеперечисленные проблемы были выявлены при изучении опыта работ по скважинной гидродобыче на Курской магнитной аномалии (КМА), Тарском месторождении титан-циркониевых песков и др. Разрешение перечисленных проблем позволит использовать СГД вместо классических способов разработки месторождений.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ БАКЧАРСКОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ МЕТОДОМ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бакчарское железорудное проявление, являющееся одним из крупнейших в России и в мире, находится на территории Бакчарского района Томской области в междуречье рек Андорма и Икса (притоки реки Чая). Рудопроявление было открыто случайно при разведке нефти в 1960-х годах, однако рудные горизонты и вышележащие толщи сильно обводнены, поэтому планы разработки месторождения до настоящего времени не разрабатывались.

Объект занимает площадь в 16 тыс. км². Железорудные образования находятся в трёх горизонтах на глубине 190..220 метров. Руды аналогичны рудам лотарингского типа, содержат до 57 % железа, а также примеси фосфора, ванадия, палладия, золота (в промышленных концентрациях) и платины. Содержание железа в обогащённой руде составляет 95-97 %. Руды отнесены к среднеобогатимым. Запасы железной руды оцениваются в 28,7 млрд. тонн.[1].

С 2005 г. на объекте произведены поисково-оценочные и опытно-методические работы по скважинной гидродобыче (СГД). Как основной способ освоения объекта рассматривается открытый (строительство карьера), как вспомогательный – СГД. Однако проблема рационального выбора способа освоения объекта должна быть решена заранее. Рассмотрим возможности и перспективы СГД с учетом имеющегося на сегодняшний день опыта.

Перспективы освоения Бакчарского рудопроявления методом СГД во многом зависят от экономических показателей – рыночной стоимости руды, себестоимости ее извлечения из недр и др.

Оценим экономические и технические результаты проведенных в 2007 и 2008 г.[2] опытно-методических работ по СГД. Во время проведения работ отобраны валовые пробы руды массой 1000 и 700 т при глубине кровли продуктивного пласта 204 и 161 м, мощности продуктивного пласта 10 и 6 м. Оценочный радиус очистного пространства составлял 7 м, что с учетом самообрушения руды в массиве является максимальным расстоянием при работе затопленных гидромониторных струй [3]. Работы по СГД обеспечивались нарядом СГС-2 при диаметре пульпоподъемной колонны 168 мм, подъемником А50, буровой установкой УРБ -3А3, насосными установками М-9Т и ЦА-320, компрессором СД-9. Полученная проба была представлена в основном рыхлой рудой с включением крупных кусков размером до 30 мм. Гранулометрический состав пробы в результатах работ не отражен. Предполагается, что на забое остались и более крупные обломки рудного материала. В процессе СГД наблюдалось самообогащение руд с 31 % Fe в целике до 36 % Fe в отобранной пробе. Одновременно изменялся и состав примесей. Производительность по СГД колебалась от 0.5 до 50 т/ч, при среднем значении 10..15 т/ч. Коммерческая производительность (фактический объем добычи 700 т поделенный на фактическое время отбора пробы 17 дней) составила 2 т/ч. Затраты энергии оценочно составляли 3-5 кВт·ч/т непосредственно в процессе добычи.

По результатам проведенных работ [2] предлагается в течение 3..7 лет строительство карьера. Параллельно со строительством карьера предлагается организовать рудник СГД общей мощностью 5 млн. т в год при средней производительности одного агрегата 20 т/ч, а объеме извлекаемой руды из одной скважины – 10 тыс. т. Себестоимость извлечения руды оценивается в 100 р. за тонну, а с учетом налогов и выплат – в 200 р. за тонну. Рыночная стоимость руды данного качества составляет 880 р. в ценах на 2006 г. Кроме того, предложена технология восстановления руды с использованием торфа, месторождения которого есть в Бакчарском районе [4] и проект трубопроводного гидротранспорта железной руды [2].

Сопоставляя результаты работ, полученные при проведении опытно-методических работ по валовому опробованию руд с результатами математического моделирования [5] можно утверждать, что достигнут предел по энергоэффективности и извлекаемому объему руды для данной технологической схемы. А это значит, что предельное количество руды, которое может быть добыто из одной скважины, будет составлять не более 1500..3000 т. Следовательно, себестоимость добычи будет, как минимум, в 3..7 раз больше, чем запланированная и сравняется с себестоимостью руды. Таким образом, использованная технология СГД на Бакчарском рудопоявлении непригодна для промышленной добычи по экономическим показателям.

Рассмотрим несколько альтернативных технологических схем СГД. Во первых, требуемая производительность может быть достигнута использованием более сложных снарядов СГД, гидромониторы которых будут максимально близко приближаться к стенкам добычных камер, что позволит достигнуть запланированных объемов добычи из скважины. Во вторых, запланированные показатели могут быть достигнуты при отработке рудного пласта незатопленными гидромониторными струями, что потребует осушения добычных камер. Эффективный радиус действия незатопленных гидромониторных струй достигает десятков метров, а возможности по разрушению связанных руд намного выше. В третьих, следует рассмотреть возможность комбинированной добычи. Например, сооружается горная выработка до глубины продуктивного пласта. На уровне продуктивного пласта раз-

мещается буровое оборудование и веером пробуриваются горизонтальные добычные скважины. Затем продуктивный пласт через скважины отрабатывается горизонтально. Объем извлекаемой руды при длине веерных скважин 100 м может достигать 150 тыс. т. и выше из каждой горной выработки. Кроме того, этот метод обеспечивает большую экологическую безопасность работ. Возможно, в дальнейшем, будут предложены и другие, более эффективные методы.

Таким образом, Бакcharское рудопроявление остается перспективным с точки зрения добычи методом СГД, но для этого потребуются разработать новую экономически эффективную технологию, возможно реализованную на принципиально новых технологических схемах. Это потребует затрат времени и значительных инвестиций в научно исследовательские и опытно-методические работы по скважинной гидродобыче.

Литература

1. Бакcharское железорудное месторождение. Электронная энциклопедия «Википедия», 1.2011. http://ru.wikipedia.org/wiki/Бакcharское_месторождение
2. Паровинчак М.С. Оценка Бакcharского рудопроявления для разработки методом СГД : Отчет по Госконтракту № ТВ-04-04-2006 – Томск, 2009.
3. Бабичев Н.И. Проектирование геотехнологических комплексов, Учебное пособие. – М.: Изд. МГРИ, 1985.
4. В.С. Архипов, С.Г. Маслов, А.В. Долгов, А.О. Каревская. Свойства торфорудных материалов на основе Бакcharской руды и торфа Васюганского месторождения
5. Горшенин Н.Е. Математическое моделирование процесса скважинной гидродобычи на примере Бакcharского рудопроявления, 01.2011 www.nickgor.narod2.ru

МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЕБАЛАНСНО-ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ОРИЕНТАТОРА ДГО-1-ТПИ ДЛЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ КЛИНОВЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН

Д.Н. Евграфов

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вырезание щелевидного окна в обсадной колонне является одним из основных способов резки боковых стволов нефтяных и газовых скважин. При этом ориентирование клиновых отклонителей в скважине является достаточно сложным процессом. В настоящее время существует ряд устройств для ориентирования отклонителей в скважине при направленном бурении.

В наклонных нефтяных и газовых скважин для ориентирования отклоняющей компоновки внутри обсадной колонны используются телеметрические системы с различными каналами связи (ЗИС, ЗТС, ЭТО-2М, Geolink, Sperry-Sun и др.). Применение данных устройств требует дополнительные организационные и финансовые затраты, связанные с привлечением подрядных организаций (геофизических, либо телеметрических партий).

В направленном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые для ориентации отклонителей применяются ориентаторы, которые по принципу действия подразделяются на [1]:

1. Ориентаторы механического типа (ШОК-1, ОП-3);
2. Ориентаторы электро-механического типа («Луч», УШО, КУРС, ОЭ, ОБ);
3. Ориентаторы гидравлического типа (гидравлический сигнализатор «Севкавгеология», ОГШ-3а);
4. Ориентаторы гидро-механического типа (ОШГ, АЗОР-57, ДГО-1-ТПИ).

Применение данных устройств для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов из обсаженных нефтяных и газовых скважин не приемлемо в связи с их несоответствием габаритным размерам бурового инструмента нефтяного сортамента и технологическим параметрам (расход и давление нагнетания бурового раствора, крутящий момент).

Нами проведены работы по модернизации дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ [2] для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов нефтяных и газовых скважин.

Схема ДГО-1-ТПИ приведена на рис. 1. Ориентатор работает следующим образом. 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 низа бурильной колонны 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 отклони-

телю. При этом понижается давление в нагнетательной линии бурового насоса, что свидетельствует о завершении процесса ориентирования.

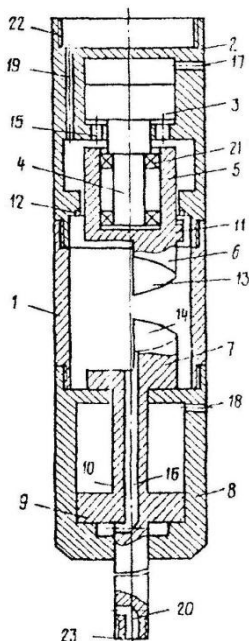


Рис. 1. Схема ориентатора ДГО-1-ТПИ

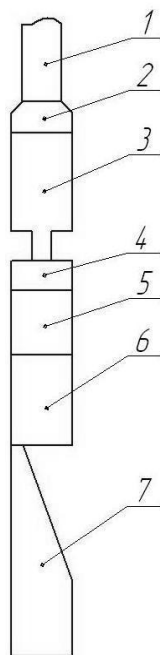


Рис. 2. Схема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне

Модернизация ДГО-1-ТПИ для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов из обсаженных нефтяных и газовых скважин заключается в изменении габаритных размеров и технологических параметров. Схема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне с использованием данного ориентатора приведена на рис. 2. Она включает бурильные трубы 1, переходник 2, ориентатор 3, переходник 4, фрезу арбузообразную 5, фрезу стартовую или фрезу стартово-оконную 6, клин-отклонитель 7. В таблице представлена техническая характеристика модернизированного ориентатора.

Таблица

Техническая характеристика ориентатора

Параметры	Значение
Диаметр, мм	112
Минимальный зенитный угол скважины, град	5
Давление срабатывания, МПа	5–7
Время, затрачиваемое на ориентацию, мин	1–2
Точность ориентации (по методике ЗабНИИ)	0,95–0,98

Таким образом, применение данного устройства позволит использовать его для ориентации клиновых отклонителей силами буровых бригад без привлечения подрядных организаций. Кроме того, ДГО-1-ТПИ позволит произвести ориентацию за один цикл, что сокращает время установки отклонителя в нужном направлении.

Литература

1. Нескоромных В.В., А.Г. Калинин. Направленное бурение: Учебное пособие. – М: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. – 384 с..
2. 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.

ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНЫЙ СПОСОБ РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ПОВЫШЕННЫХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРАХ

С.Ю. Дацкевич, В.Ф. Важов, М.Ю. Журков, В.М. Муратов

Научный руководитель доцент В.Ф. Важов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Электроимпульсный способ разрушения твердых диэлектрических и полупроводящих тел [1] находит практическое применение для бурения глубоких скважин в горных породах. Это обусловлено возможностью обеспечения высокой скорости бурения при практически неизменяющемся буровом наконечнике (электродной системе) и низкими энергозатратами.

Источником механических напряжений является внедренный в твердое тело разрядный канал, расширяющийся при импульсном введении в него энергии [2].

Увеличение глубины забоя скважины приводит к росту давления промывочной жидкости и горной породы, а также их температуры, которые изменяют электрическую прочность твердых [3] и жидких диэлектриков [4] и могут кардинально изменить траекторию разрядного канала и, соответственно, объем откольной каверны.

Целью работы является исследования влияния температуры и давления на производительность и энергозатраты электровзрывного разрушения горных пород.

Исследования проводились в камере, обеспечивающей давление жидкости до 350 атм, температуру до 110 °С и импульсное напряжение до 400 кВ. Исследования проводились на горных породах, отличающихся по физико-механическим характеристикам, составу, структуре и условиям образования: песчанике (предел прочности при одноосном сжатии 860 кгс/мм²), известняке (1200 кгс/мм²) и граните (1600 кгс/мм²). Образцы размером 120×80×40 мм вырезались из массивного куска породы и на большую поверхность накладывались стержневые электроды, один из которых был заземлен. Расстояние между электродами (S) составляло 20 мм. Камера заполнялась буровым раствором VersaPro, используемым для бурения глубоких скважин.

Источником высокого импульсного напряжения являлся генератор импульсов Маркса с максимальной запасенной энергией 500 Дж и напряжением 400 кВ. Пробой осуществляется на фронте импульса напряжения положительной полярности длительностью 0,22 мкс.

Значения длины L , ширины B , глубины H и объема откольной воронки V измерялись после подачи на образец пяти импульсов высокого напряжения. Это обусловлено, во-первых, вероятностным характером внедрения канала разряда в твердое тело (при расстоянии между электродами 20 мм вероятность внедрения в гранит составляет 75÷85 % [2]), во-вторых, тем, что наибольшая эффективность разрушения достигается при подаче пяти импульсов [5].

Удельные затраты энергии на образование откольной воронки при числе импульсов n определялись по запасенной энергии W в конденсаторах генератора Маркса:

$$w = \frac{W \cdot n}{V}.$$

Соответственно, производительность разрушения на один импульс определялась как $Q = V/n$. В каждом опыте испытывалось 5÷10 образцов, а результаты усреднялись.

H , B и L зависят от траектории разрядного канала, энергии [6] и скорости ее введения в плазму канала, механических и волновых характеристик разрушаемого материала [2]. Траектория разрядного канала стохастична и определяется условиями внедрения разрядного канала в твердое тело, причины которого являются дискуссионными.

На рис. 1 приведены зависимости глубины разрушения H при одновременном воздействии давления и температуры (на рисунке цифры у точек указывают температуру в градусах Цельсия). Несмотря на существенную дисперсию полученных результатов, можно утверждать, что глубина разрушения не зависит от P и T . При этом средние значения близки для исследованных горных пород, и составляют $\bar{H} \approx (0,27 \div 0,32)S$ во всем диапазоне давлений и температур, т.е. приблизительно такие же, как и при нормальных для поверхности земли условиях [2]. Аналогичный результат был получен в [6] при межэлектродном зазоре 11 мм в диапазоне давлений 1-150 атм и комнатной температуре. Глубина откольных воронок слабо зависит от электрофизических и упруго-пластических свойств горной породы.

Если глубина откольной воронки слабо меняется с ростом давления и температуры, то ширина и длина заметно уменьшаются, что приводит к снижению объема V и производительности Q . Наиболее корректно определять производительность по величине объема каверны, т.к. он измерялся с точностью не менее 5 % и обладал меньшей дисперсией. Рисунок 2 иллюстрирует зависимость изменения средней производительности разрушения, пересчитанной на один импульс при совместном увеличении давления и температуры. Происходит быстрое уменьшение объема разрушения при относительно низких давлениях 25÷50 атм и близкой к комнатной температуре. Следовательно, определяющую роль в снижении Q играет давление. При этом более существенное значение имеют физико-механические свойства горной породы. Для давления $P = 50$ атм относительное снижение V для гранита значительно больше, чем для песчаника и известняка. Эта особенность сохраняется при дальнейшем увеличении P вплоть до 350 атм (рис. 2). Следует отметить, что абсолютные значения объемов разрушения для разных пород при высоких давлениях и температурах сближаются, а при $P \sim 100$ атм практически одинаковы (рис. 2).

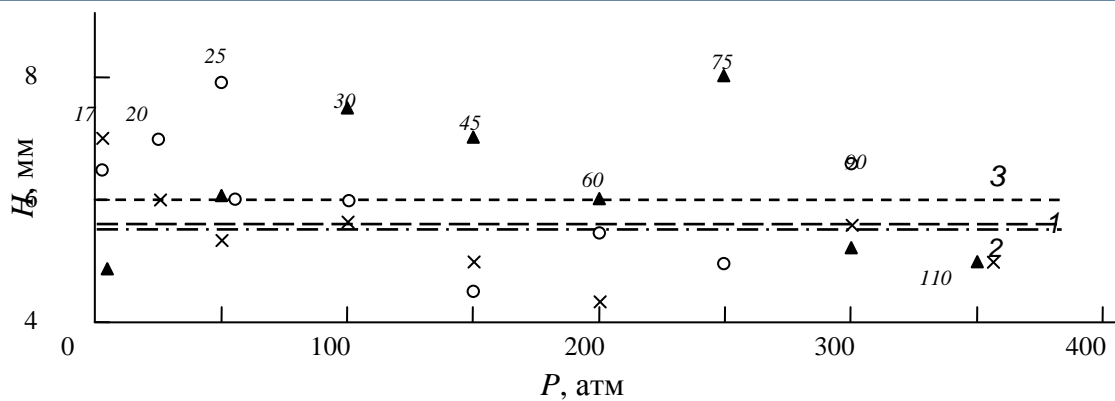


Рис. 1. Зависимость глубины разрушения от давления и температуры. 1 – песчаник (○), 2 – известняк (×), 3 – гранит (▲)

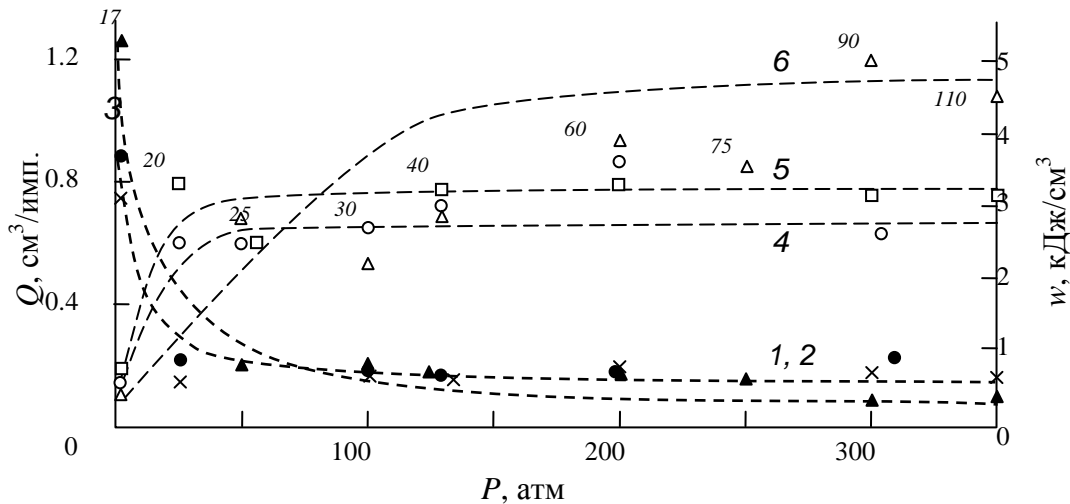


Рис. 2. Зависимость производительности разрушения (1-3) и энергозатрат (4-6) от давления и температуры. 1,4 – песчаник (○, ●), 2,5 – известняк (×, □), 3,6 – гранит (▲, ▲)

Энергозатраты на электровзрывное разрушение при повышенных давлениях и температурах резко возрастают в диапазоне давлений до 100 атм при температурах до 30 °С (рис. 2). Дальнейшее повышение давления и температуры слабо влияют и на энергозатраты, и, соответственно, на производительность разрушения. Наибольшее относительное повышение энергозатрат характерно для гранита.

Совместное повышение давления до 350 атм и температуры до 110 °С приводит к уменьшению производительности электровзрывного разрушения и увеличению энергозатрат для исследованных горных пород в 5÷11 раз. Наиболее значительные их изменения происходят в диапазоне давлений 1÷50 атм и температур до 30 °С, что, в первую очередь, обусловлено увеличением давления. Дальнейшее повышение давления и температуры слабо влияет на изменение производительности и энергозатрат.

Литература

1. Воробьев А.А., Воробьев Г.А., Челиков А.Т. Закономерности пробоя твердого диэлектрика на границе раздела с жидким диэлектриком при действии импульса напряжения. / Свидетельство на открытие № А-122 от 29.04.1998 с приоритетом от 14.12.1961.
2. Семкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. СПб.: Наука, 1995. 276 с.
3. Физика диэлектриков. Л.-М.: ГТТИ, 1932. 560 с.
4. Ушаков В.Я., Климкин В.Ф., Коробейников С.Н., Лопатин В.В. Пробой жидкостей при импульсном напряжении. Томск: Изд-во НТЛ, 2005. 488 с.
5. Важов В.Ф., Гафаров Р.Р., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М. // ЖТФ. 2010. Т.80. Вып.6. С.79-84.
6. Кривко В.В. Исследование импульсных характеристик пробоя различных сред и разрушение горных пород при повышенных давлениях и температурах / Дисс... канд. техн. наук. Томск, 1964. 171 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ БАЛАНСА РАБОЧЕГО ВРЕМЕНИ ПРИ БУРЕНИИ УСТАНОВКАМИ BOART LONGYEAR LF-90 КОМПЛЕКСАМИ ССК

А.Н. Масловский

Научный руководитель доцент В.Г. Храменков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При традиционном способе бурения геологоразведочных скважин в балансе рабочего времени время на основные операции – бурение и СПО при глубине скважин 500–700 м составляет 94–96 % (примерно поровну), и 4–6 % составляет время на простои. Для оптимизации баланса рабочего времени основное внимание уделялось мероприятиям, уменьшающим время на СПО. Оптимизация баланса рабочего времени при более глубоком анализе не может рассматриваться без учета производительности труда, стоимости 1 м скважины.

При переходе на бурение комплексами ССК скважина проходится одним породоразрушающим инструментом, т.е. без подъема колонны труб. Ресурса одного породоразрушающего инструмента достаточно для проходки всей скважины.

В период производственной практики на предприятии ООО «Белон-геология» нами были проведены хронометражные наблюдения за работой бригады №1 при бурении скважины №1738 на угольном месторождении (буровая установка Boart Longyear LF-90) с использованием комплекса ССК с длиной керноприемной части 3 м, алмазная коронка типа HQ диаметром 76 мм по породам V–VII категории по буримости.

На базе полученного материала подготовлена данная статья.

При бурении комплексами ССК появились новые операции и технологии. И это предлагается учесть, вводя новые составляющие баланса рабочего времени от забуривания до окончания всей скважины.

Выделяем основные виды операций при проходке скважины № 1738:

- | | |
|--|--|
| <p>1) рейсовые углубки (24 %), включающие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – спуск керноприемника с посадкой в гнездо; – бурение; – подъем и отвинчивание ведущей трубы; – спуск овершота, его зацепление; – подъем керноприемника; – извлечение керна; – наращивание бурильных труб. <p>2) вспомогательные операции (14 %), включающие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – промывку скважины; – обсадку скважины; – охлаждение дизельного привода; – заправку ГСМ; – техническое обслуживание; | <p>3) запланированные остановки технологических процессов (5 %):</p> <ul style="list-style-type: none"> – обеденный перерыв; – уборка бурового здания; <p>4) простои (57 %), в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ликвидация аварий (6 %); – внеплановый ремонт (1 %); – несвоевременное материально-техническое обеспечение (29 %); – незапланированные остановки по причине нарушения трудовой дисциплины (21 %). |
|--|--|

В основу оптимизации баланса рабочего времени входит:

- 1) сокращение затрат времени, в первую очередь, на непроизводительные операции (простои);
- 2) сокращение времени на рейсовую проходку за счет оптимизации режимов бурения;
- 3) механизация вспомогательных операций при СПО.

Проанализируем эти положения.

1. Сокращение затрат времени на непроизводительные операции

Рассмотрим составляющие затрат времени на простои.

- 1) Нарушение рабочей дисциплины может происходить по двум основным причинам:

а) незаинтересованность работников заработной платой при перевыполнении установленного месячного объема проходки в 600 м.

- б) слабая трудовая дисциплина.

Предлагается для сокращения простоя поднять месячную норму с увеличением заработной платы или применить процентный коэффициент в случае перевыполнению месячного объема.

В отношении нарушения трудовой дисциплины. Не принимается мер против нарушителей трудовой дисциплины. Не контролируется занятость бурильщиков в производительной работе в смене: пересмена занимает много времени, запуск буровой установки производится с опозданием. Эти вопросы должны решаться в административном порядке.

2) Несвоевременное обеспечение запасными частями влечет за собой потерю времени на сооружение скважины. Следует уделить большее внимание организации материально-технического обеспечения с целью повышения экономической результативности производства.

3) Отсутствие рабочей силы – машинист буровой установки был командирован на курсы повышения квалификации и не заменен другим.

4) Аварии могут происходить по многим причинам. В данном случае в процессе сооружения скважины были использованы некачественные материалы и инструменты, что и являлось причиной аварий.

На структуру баланса рабочего времени в ООО «Белон-геология» накладывает большой отпечаток слабая трудовая дисциплина работников, слабое материально-техническое обеспечение и несовершенная организация труда.

2. Сокращение затрат времени на спуско-подъемные операции

В спуско-подъемные операции входит: спуск овершота, подъем и сбрасывание керноприемника.

Буровой раствор в скважине значительно затрудняет спуск овершота. При спуске на овершот действует архимедова сила, замедляющая скорость его движения.

В предприятии ООО «Белон-геология» в качестве очистного агента применяют техническую воду с добавлением полиакриламида. С добавлением реагента плотность очистного агента увеличивается, в связи с этим увеличивается и время спуска овершота. Данный эффект присутствует и при сбрасывании керноприемника. С повышением концентрации полиакриламида в растворе увеличивается и время на спуск овершота. При спуске овершота на глубину 450 м было затрачено 19 минут.

В дальнейшем в буровой раствор стали добавлять реагент ленол 10, обладающей высокой смазывающей способностью, что способствовало уменьшению затрат времени на спуск овершота.

На глубине 109 м спуск керноприемника осуществлялся естественным опусканием до посадочных гнезд. В последующих рейсах доводка керноприемника производилась с использованием энергии промывочной жидкости.

Зависимость затрат времени на спуск и постановку керноприемника в посадочные гнезда от глубины скважины представлена на рис. 1, а. На рис. 1, б представлена графическая зависимость затрат времени на подъем керноприемника (подъем керна) от глубины скважины. Безусловно, что с увеличением глубины скважины затраты времени на подъем керноприемника увеличиваются.

3. Сокращение времени на рейсовую проходку за счет оптимизации режимов бурения

Рассмотрим влияние режимных параметров на механическую скорость бурения: осевой нагрузки, частоты вращения, интенсивности промывки. На рис. 2 представлены зависимости механической скорости бурения от режимных параметров.

Зависимость механической скорости бурения от осевой нагрузки определена при постоянных значениях частоты оборотов $n=1100$ об/мин и интенсивности промывки $Q=69$ л/мин. Из графика видно, что оптимальная нагрузка на породоразрушающий инструмент находится в пределах 2000–2300 кгс.

Зависимость механической скорости бурения от частоты вращения определена при постоянных значениях осевой нагрузки $G_{oc}=1500$ кгс и интенсивности промывки $Q=62$ л/мин. Видим известную закономерность: с увеличением частоты вращения механическая скорость увеличивается.

Таким образом, назначение рациональных режимов бурения – это один из важнейших путей оптимизации баланса рабочего времени.

4. Механизация вспомогательных процессов

В вспомогательные операции при СПО входит: отвинчивание, завинчивание бурового инструмента. Необходимо применить нижний трубодержатель.

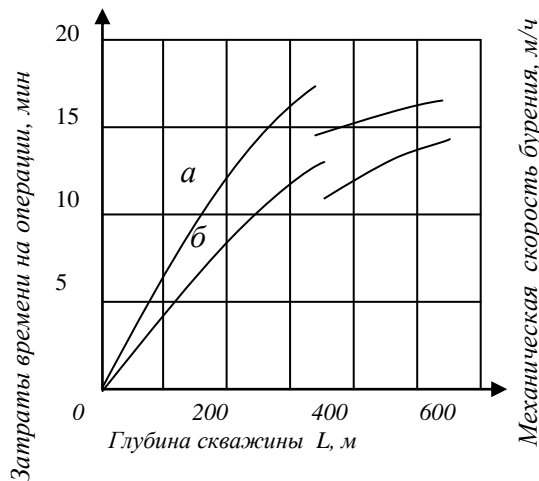


Рис. 1. Зависимость затрат времени от глубины скважины на:
а, а – спуск без реагента и с реагентом;
б, б – подъем керноприемника без реагента и с реагентом.

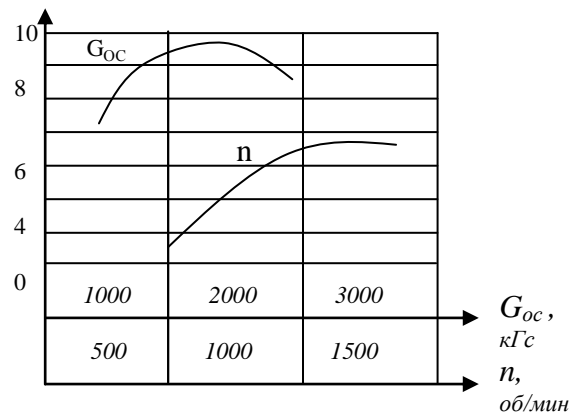


Рис. 2. Зависимость механической скорости бурения от режимных параметров

Для оптимизации баланса рабочего времени в целом рассмотрены составляющие технологического процесса бурения скважины и по каждой составляющей предложены пути ее оптимизации.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКИ ТВЕРДЫХ СПЛАВОВ НА ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективность бурения зависит от эксплуатационных показателей породоразрушающего инструмента (ПРИ), к которым относятся углубка на коронку, механическая скорость бурения, расход алмазов и твердых сплавов. Эксплуатационный показатель определяется физико-механическими характеристиками материалов из которых изготовлен ПРИ.

При разрушении горной породы на забое скважины происходит процесс изнашивания ПРИ, т.е. постепенное изменение размеров и геометрии резцов (твердосплавных или алмазных).

Для улучшения эксплуатационных показателей инструмента используют методы поверхностного упрочнения и объемного упрочнения.

Ранее был выполнен анализ упрочнения породоразрушающего инструмента и материалов, из которых изготавливаются ПРИ, в том числе твердые сплавы, композиционные алмазосодержащие материалы. Показано, что максимальным эффектом обладают методы, позволяющие производить объемное упрочнение (криогенная обработка, облучение малыми дозами гамма-квантов и др.).

При криогенной обработке основными режимными показателями являются: время обработки, исходная температура, количество циклов обработки.

Перед нами стояла задача исследования влияния двух параметров на физико-механические свойства твердых сплавов: время обработки в жидком азоте и исходная температура образцов твердого сплава. Для исследований использовались образцы твердого сплава ВК 8 формы Г511 и Г51. Для оценки микротвердости до и после криогенной обработки использовался микротвердомер ПМТКЗ.

На каждый образец приходилось 10 точек измерений. Режимы криогенной обработки изменялись в разных диапазонах. Многообразие режимов определялось необходимостью выбора наиболее эффективного из них, который в дальнейшем можно взять за основу при модификации свойств твердого сплава или при упрочнении готового рабочего инструмента.

Исследования показали, что для твердого сплава ВК 8 форма Г 51 изменение исходной температуры в диапазоне от 0 до 300 С⁰ приводит к увеличению микротвердости на 25 % (рис. 1).



Рис. 1. Твердый сплав ВК-8 форма Г51

Увеличение исходной температуры более 300 С⁰ нецелесообразно, и категорически не рекомендуется доводить температуру до 600–700 С⁰, так как это сопровождается разрушением твердого сплава (рис. 2).

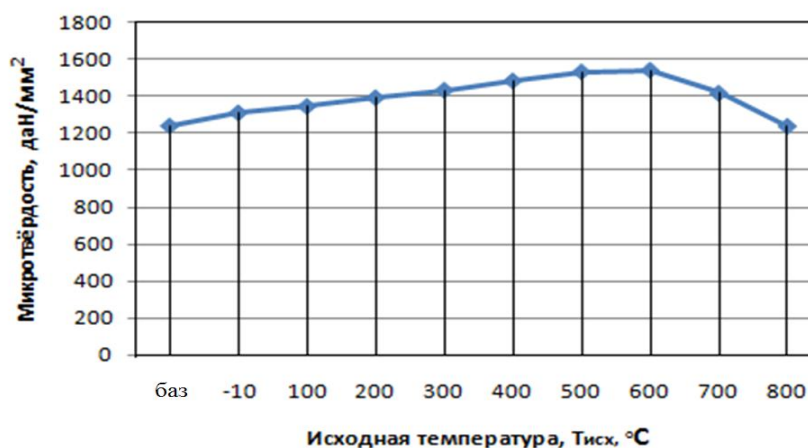


Рис. 2. Твердый сплав ВК-8 форма Г511

Оптимальная температура до 300 С⁰. Для того, чтобы не усложнять технологию, в некоторых случаях можно понижать температуру до 200 С⁰. Так же большой эффект приводит выдержка образца в жидком азоте (рис.3).



Рис. 3. Твердый сплав ВК-8 форма Г511

Эффективное время составляет в интервале 20–25 мин, которое приводит к увеличению микротвёрдости на 30 %.

ГИДРОТУРБИННЫЙ СНАРЯД ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

С.В. Шац, В.В. Павлов

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории России располагается ряд крупных и перспективных месторождений твёрдых полезных ископаемых, которые можно разрабатывать методом скважинной гидродобычи (СГД). К таким месторождения относятся: Бакчарское железорудное, Туганское и Георгиевское месторождение титано-циркониевых песков, Таловское месторождение бурых углей (Томская область), Кормиловское месторождение кварцевых стекольных песков, Тарское циркон-ильменитовое месторождение (Омская область), Ордынское циркон-ильменитовое месторождение (Новосибирская область), Бешпагирское циркон-ильменитовое месторождение (Ставропольский край), железные руды Курской магнитной аномалии и др.

Скважинная гидродобыча – метод подземной добычи твёрдых полезных ископаемых, основанный на разрушении и доставке горных пород к всасу добычного снаряда и выдачи в виде гидросмеси на поверхность. Современные конструкции гидродобычных снарядов содержат гидромониторный, пульпоприёмный и пульпоподъёмный узлы.

Анализ опыта проведения СГД различных полезных ископаемых показывает, что повышение эффективности добычи достигается за счёт вихревого воздействия гидромониторной струи на горную породу [1 – 3]. При этом вращение снаряда с поверхности технически сложно, трудоёмко и аварийно опасно. Исходя из данного недостатка нами были проведены работы по разработке гидромониторных устройств (на стадии эскизного проекта), вращение которых обеспечивается за счёт реактивной силы струи жидкости. За основу разработки приняты устройства, предложенные в источниках [4, 5].

Одна из конструкций разработанных устройств приведена на рисунке.

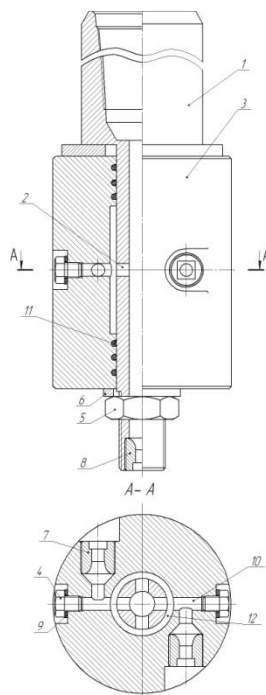


Рис. Гидромониторное устройство: 1 – полый вал; 2 – радиальное отверстие; 3 – корпус; 4 – болт; 5 – гайка; 6 – шайба; 7 – боковая гидромониторная насадка; 8 – забойная гидромониторная насадка; 9 – сальниковое уплотнение; 10 – подводящий канал; 11 – резиновое кольцо; 12 – кольцевая полость

Данное устройство работает следующим образом. После спуска в скважину гидромониторного устройства через радиальные отверстия 2 полого вала 1, подводящие каналы 10 и кольцевую полость 12 под давлением подается рабочая жидкость на боковые 7 и забойную 8 гидромониторные насадки. За счет того, что насадки 7 расположены тангенциально, при истечении из них гидромониторной струи, возникают реактивные силы, приводящие к вращению корпуса 3. При этом происходит размыв горной породы с образованием очистной камеры. Забойная гидромониторная насадка предназначена для обеспечения в процессе добычи углубки скважины, а также для разрыхления пульпы.

Таким образом, данная конструкция устройства повысит эффективность работы снаряда при СГД полезных ископаемых за счёт вихревого воздействия гидромониторной струи на горную породу.

Следующим шагом по внедрению предложенного гидромониторного устройства являются разработка рабочей документации, создание опытного образца и его испытания в реальных геолого-технических условиях.

Литература

1. Бабичев Н.И., Николаев А.Н., Либер Ю.В. Скважинная технология добычи титано-циркониевых песков Тарского месторождения // Горная промышленность, 1998. – №2. – С. 50 – 54.
2. Колесников В.И., Стрельцов В.П. Скважинная гидродобыча железных руд. – М.: НИА – Природа, 2005. – 260 с.
3. 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.
4. Пат. 84917 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Гидромониторное устройство для образования полостей в подземных формациях через скважины. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Зыков В.М., и др. Заявлено 20.03.2009; Оpubл. 20.07.2009, Бюл.№ №7.
5. Пат. 85196 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Снаряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Шац С.В., Павлов В.В., Рябчиков С.Я., Зыков В.М., и др. Заявлено 06.07.2009; Оpubл. 10.12.2009, Бюл.№ №12.

Секция 14

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЛИДЕР АВТОМАТИЗАЦИИ

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Впервые за всю историю томской нефтяной промышленности был создан каталог по нефтяному оборудованию в Томском политехническом университете в 1997 году, который стал энциклопедией для нефтяников. В 2000 году был издан каталог нефтегазового оборудования, производимого предприятиями Томской области, как дополнение к каталогу «Нефтепромысловое оборудование». В нём представлены различные разработки, производимое оборудование и спектр услуг для нефтяной и газовой индустрии более 40 предприятий, заводов, фирм и НИИ. Ряд этих предприятий представили продукцию и услуги в сфере средств и систем автоматизации в том числе: ЗАО «ЭлеСи», Научно-производственная фирма «МИКРАН», ООО «НПП Томская электронная компания» и др.

В настоящее время «ЭлеСи» превратилась в одну из ведущих компаний страны в сфере высокоинтеллектуальных технологий и получила признание не только в России, но и за рубежом: Индия, Япония, США, Венесуэла, Мексика (Томская нефть №51(1006), 20.12.2010). Интеллектуальные системы «ЭлеСи» продвигаются на рынке более 20 лет. С этой компанией сотрудничают ведущие нефтегазовые структуры: «Газпром», «Транснефть», «Роснефть», «ТНК-ВР», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Башнефть». Направление работы компании: нефтегазодобыча и нефтепереработка, хранение и транспорт углеводородного сырья, энергетика.

Нефтегазовая составляющая остается главной. Продукция «ЭлеСи» используется на многих объектах нефтепромыслов. Это и системы телемеханики на кустах (контроль за работой оборудования, управление объектами, сбор и доставка данных). И системы количества и качества сырой нефти на этапе добычи. Системы автоматизации при подготовке и перекачке нефти, системы управления энергохозяйством, управления межпромысловыми нефтепроводами и многое другое.

Еще больше усилий компания намерена прилагать к совершенствованию качества: надежность, безопасность, инженерные решения, применимые к особым условиям местности. Безупречность интеллектуальных систем, достигаемая мозговым штурмом конструкторов и проектировщиков «ЭлеСи» позволяет достойно решать эти задачи.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОЧИСТКИ КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ОТ ПАРАФИНА

К.А. Башмур, Е.Е. Милосердов

Научный руководитель профессор А.В. Минеев

Сибирский Федеральный университет, Институт Нефти и Газа, г. Красноярск, Россия

Парафин, который содержится в нефти, выходящей из скважины, находится в разжиженном состоянии. По мере приближения нефти к поверхности ее температура падает, особенно в зимнее время. Нефть становится более густой и вязкой, и парафин, выделяясь и оседая на стенках труб, образует нарост, сужающий проходное отверстие трубопровода и, соответственно, уменьшающий добычу нефти и газа.

Для очистки трубопроводов и скважин от парафина и твердых частиц на месторождении используют два основных метода депарафинизации: горячую прокачку и запуск скребков.

Запуск скребков является механическим методом депарафинизации скважин и наземных трубопроводов. В зависимости от того, что подлежит депарафинизации: НКТ, спущенные в скважину, обсадная колонна или наземный трубопровод, применяются различные типы скребков.

Принцип работы всех скребков, независимо от их назначения, типа и конфигурации, всегда один - режущая кромка скребка срезает слой парафина со стенок труб и выталкивает парафин и твердые частицы на забой скважины при депарафинизации НКТ и обсадной колонны или выносит их к камере приема скребков при депарафинизации наземного трубопровода.

Скребок установка депарафинизации, предназначенная для спуска скребков в НКТ, состоит из лебедки с проволокой, приводимой в действие электромотором, лубрикатора, устанавливаемого на арматуру скважины и служащего направляющей и защитой для скребка, и самого скребка, который может иметь различные конфигурации.

В работе мы рассматриваем авторское свидетельство № 2 312 206. Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, конкретно к очистке колонны НКТ (насосно-компрессорных труб) нефтяных скважин, оборудованных центробежными электронасосами, от парафина.

Скребок (см рис.1) состоит из корпуса 10 коробчатого сечения с полыми узлами присоединения 1 и 6, двух подвижных элементов 9 с поперечным сечением П-образной формы, с ножами 4, закрепленными неподвижно на них, двух пружин 13 сжатия.

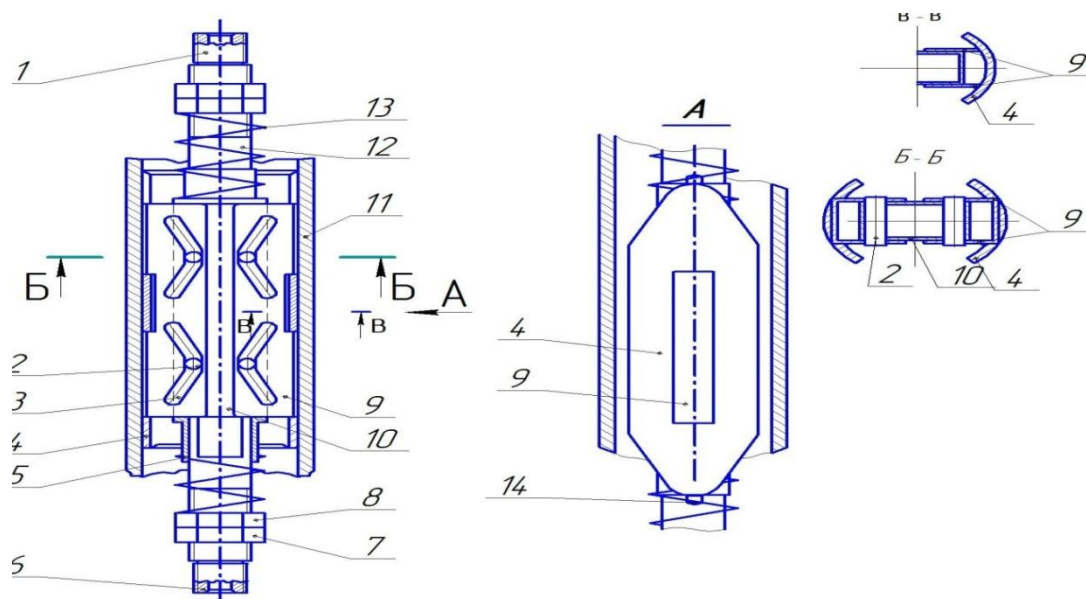


Рис.1 Скребок

Подвижные элементы 9 закреплены на корпусе 10 с двух сторон четырьмя шипами 2, неподвижно закрепленными попарно в корпусе 10 и пронизывающими его сопрягаемыми попарно с параллельными, тоже попарно, пазами 3, выполненными в обеих стенках подвижных элементов 9, плотно охватывающих с двух сторон корпус 10, с возможностью плоскопараллельного перемещения. Пазы 3 имеют в середине участок, параллельный продольной оси скребка и переходящий по краям в две концевые части пазов, наклоненные в сторону от оси под углом не более 30° . При приложении усилия к подвижному элементу 9 вдоль продольной оси скребка подвижный элемент 9 совершает плоскопараллельное перемещение к продольной оси скребка концевыми частями пазов 3 по шипам 2. Оба подвижных элемента 9 с двух сторон направлений одновременно, оба подпружинены относительно корпуса 10 предварительно сжатыми пружинами 13 вдоль продольной оси скребка. Торец пружин 13 опирается о подвижные элементы 9 через направляющие втулки 5, предварительное сжатие пружин 13 регулируется гайками 8 с контргайками 7, накрученными по резьбе на цилиндрические оконечности 12 корпуса 10. Ножи 4 выполнены в виде сектора тонкостенного цилиндра с наружным диаметром, равным или меньшим на (1-2) мм внутреннего диаметра насосно-компрессорной трубы.

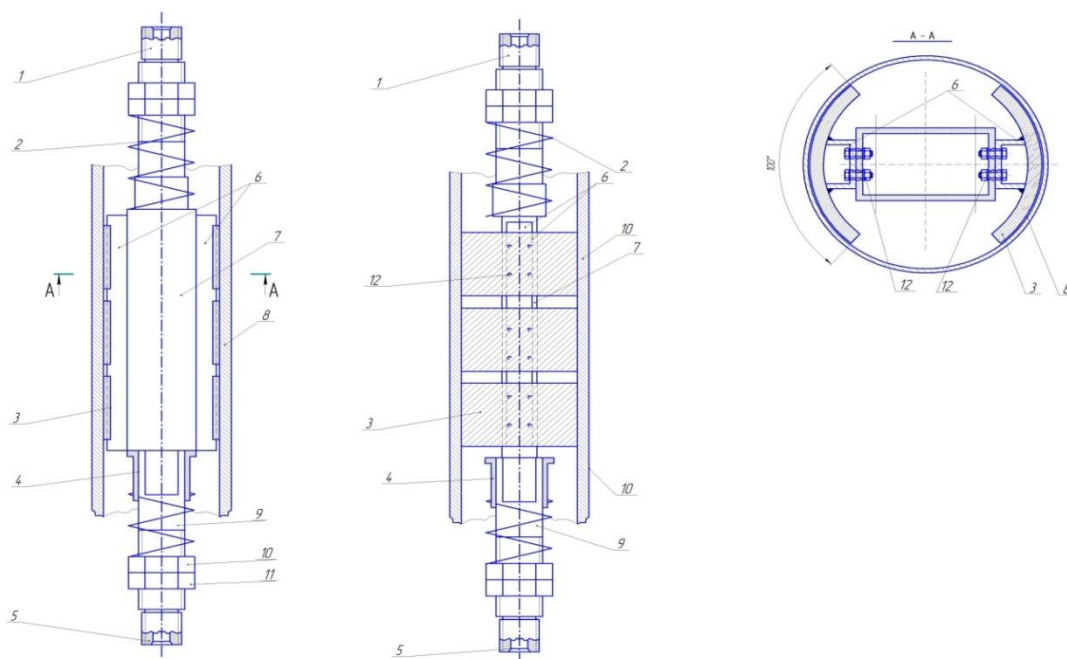


Рис.2 Усовершенствованный скребок

Техническими недостатками данного скребка является: во-первых, сложность его конструкции, во-вторых, не учтено ударное воздействие шипа о корпус во время спуска-подъема скребка, что может привести к поломке всей конструкции скребка в целом, в-третьих, трение подвижных частей о корпус, что снижает КПД механизма и снижает срок его эксплуатации.

Предложена разработанная конструкция скребка, избавленная от этих недостатков (см. рис. 2). Было произведено усовершенствование механизма, заключающееся в том, что шиповое соединение было заменено на болтовое. Этим решились проблемы трения подвижного элемента о корпус и ударного воздействия шипов на корпус. Таким образом, стандартные болты 12 жестко скрепляют корпус 7 и элемент 6, выполненный в подобной форме, к которому приварены ножи 8.

Также скребок был модернизирован в том смысле, что его теперь можно использовать под различные диаметры насосно-компрессорных труб. Это достигается разным типоразмером прикрученного болтами 12 элемента 6.

КОНСТРУКЦИИ НАСОСНЫХ ШТАНГ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Донг Ван Хоанг

Научный руководитель доцент А.В. Шадрин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на то, что установки штанговых скважинных насосов (УШСН) являются устаревшими схемами насосной добычи нефти, они достаточно освоены, надежны и просты. Хотя объем применения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) с каждым годом увеличивается, еще длительное время установки штанговых скважинных насосов будут использоваться на предприятиях, занимающихся добычей нефти. Вследствие этого постоянно ведутся работы и исследования по совершенствованию и повышению надежности элементов этой схемы установок. Насосные штанги – это важная часть УШСН, служат соединительным звеном между наземным индивидуальным приводом и скважинным насосом и предназначены для передачи возвратно-поступательного движения плунжеру насоса; используются для добычи нефти в некоррозионных и коррозионных условиях эксплуатации. Распространены обычные стальные круглые штанги сплошного сечения. Кроме этого находят применение «трубчатые» штанги, стальные штанги непрерывные полуэллиптического сечения «кород», утяжеленные, шарнирные, стеклопластиковые и другие конструкции. Полые насосные штанги (рисунок 1) изготавливаются в соответствии с национальным стандартом Китая: SY/T5550-1998. Штанги используются для: (1) нагнетания тепловой среды (например, горячей нефти, воды или химикалий) для уменьшения вязкости и удаления парафина; (2) помещения кабеля и пропуск его вниз сквозь скважину через полую насосную штангу для подачи энергии нагревателю.



Рис. 1 Структурная схема полых насосных штанг

Ниже в таблице нами представлены некоторые конструкции насосных штанг (таблица 1).

При сегодняшнем наиболее распространенном глубинно-насосном способе добычи нефти наиболее рациональным остаётся использование насосных штанг. Считается, что этот способ добычи нефти является наиболее безопасным и надёжным, так как в нём участвуют только механические элементы. Разнообразие насосных штанг позволяет подобрать под любой тип скважины, свою конструкцию колонны насосных штанг.

Наиболее лучшим остаётся использование стеклопластиковых насосных штанг и непрерывных штанг «Кород». Стеклопластиковые штанги легче стальных штанг в 3 раза, тем самым снижаются расходы на электроэнергию на 25-30%, а так же снижаются эксплуатационные расходы почти на 60%. Стеклопластиковые насосные штанги более стойки к коррозионному воздействию нефти и попутной воды с содержащимися в них солями и кислотами. Использование стеклопластиковых насосных штанг повышает производительность насоса за счёт увеличения длины хода плунжера насоса, благодаря её упругости. Штанги «Кород», благодаря отсутствию соединений, обеспечивают меньшие затраты энергии на подъем жидкости, меньше вероятности поломок. Применение трубчатых штанг перспективно, но имеет небольшое применение. Несмотря на определенные достоинства новых конструкций штанг обычные насосные штанги настоящее время имеют широкое распространение и ведется их совершенствование по направлениям улучшения прочностных характеристик стали, применению различных направляющих и др.

Таблица 1

№	Тип штанги	Материал, сечение	Назначение	Среда	Примечание
1	Штанги насосные стандартные по ГОСТ 4543-81, ТУ-14-135-2-96.	Сталь, круглые.	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Возможно передача вращательного движения.
2	Насосные штанги по API (АО Ижнефтемаш)	Сталь, круглые.	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Выпускаются для различных условий
3	Насосные штанги «Энерджи продактс».	Сталь, круглые.	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Высокопрочные
4	Насосные штанги SBS	Сталь, круглые.	Передача возвратно-поступательного движения	Для сильно коррозионно-агрессивной среды.	Нержавеющая сталь.
5	Штанги насосные стеклопластиковые «Очерский машиностроительный завод»	Стеклопластик, круглые.	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные.	Соединение стальными муфтами.
6	Штанги насосные утяжеленные	Сталь, круглые	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Предназначены для исключения разворотов колонны насосных штанг (ШН19 и ШН22)
7	Штанги насосные шарнирные	Сталь, круглые	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Исключение разворотов колонны насосных штанг
8	Штанги насосные особой конструкции	Сталь, полые	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Соединители штанг приварные, Соединения используют неослабляемую резьбу для предотвращения размывания колонны насосных штанг
9	Штанги насосные стальные углубленные	Сталь, круглые	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Штанги тяжелее, чем стандартные и используются в нижней части колонны штанг
10	Штанги насосные полые: национальный стандарт Китая: SY/T5550-1998	Сталь, полые	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Для нагнетания тепловой среды, помещения электрического кабеля для нагрева
11	Штанги насосные гибкие непрерывные «Коррод».	Сталь, полуэллипсное сечение	Передача возвратно-поступательного движения	Некоррозионные и коррозионные	Отсутствуют соединения, снижаются затраты на подъем жидкости

Литература

1. <http://stangltechnik.ru>
2. Нефтегазопромысловое оборудование, комплект каталогов/Под ред. В.Г.Крец – Томск: Изд-во ТГУ, 1999г, 890 с.
3. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч/Под ред. Ивановский В.Н, Дарищев В.И, Сабиров А.А, Каштанов В.С – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. –Ч.2. – 792с.
4. Справочник нефтяника/Под ред. Нюняйкин В.Н, Галеев Ф.Ф, Зейгман Ю.В, Шамаев Г.А – Уфа: Изд-во Башкортостан, 2001г, 264с.

**ТРАНСПОРТИРОВКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО ПРОЕКТУ «САХАЛИН-2»
И.В. Игнатьев**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принято считать, что XIX в. - век угля, XX в. - век нефти, а XXI в. - век природного газа. Уже сейчас 20% рынка первичной энергии приходится на природный газ. Его отличие от каменного угля и нефти то, что он оказывает минимальное воздействие на окружающую среду. Исходя из этого при увеличении доли первичной энергии, роль природного газа будет становиться все более и более важной. Сегодня разведанные запасы нефти в мире составляют 140 миллиардов тонн, разведанные запасы природного газа 150 триллионов кубометров, прогнозные до 600 триллионов кубометров. На долю России приходится примерно треть всех мировых запасов газа. Только на Сахалинском шельфе разведаны запасы газа в 900 миллиардов кубометров[1]. «Добыча углеводородов и переработка углеводородов это одно из важнейших направлений, которым нам предстоит заниматься в ближайшее время» - сказал губернатор Сахалинской области Александр Хорошавин. Причем сжиженный природный газ (СПГ) удобен для транспортировки, так как при охлаждении газа до -160оС, он переходит в жидкое состояние и уменьшается в объеме в 600 раз. На сегодняшний день это очень актуально, так как при росте объемов поставок газа к странам потребителям, сокращаются затраты на поставку газа. Одним из крупнейших объектов осуществляющих деятельность в этой области является завод по производству сжиженного природного газа расположенный на юге острова Сахалин. Оператором проекта «Сахалин-2» компанией «Сахалин Энерджи» уже сейчас заключены долгосрочные контракты на поставку СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, Ближнего Востока: Японию, КНР, Китай, Таиланд, Тайвань, Сингапур, Филиппины, Индию, Кувейт (рис.1)[2].

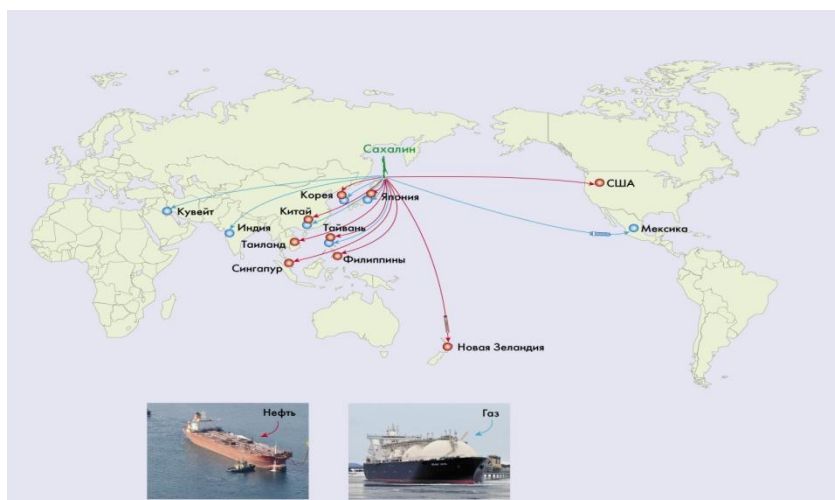


Рис. 1 Схема поставок нефти и СПГ по проекту «Сахалин-2» (ОАО «ГАЗПРОМ»)

Для целей реализации договорных обязательств компанией «Сахалин Энерджи» были зафрахтованы суда для транспортировки СПГ на долгосрочной основе. Высокая безопасность судов и профессионализм сотрудников газовозов обеспечивают высокое качество работы. Дальнейшее развитие проекта «Сахалин-2» будет способствовать развитию инфраструктуры нефтегазодобывающей отрасли Сахалинской области и Российской Федерации. Доходы от реализации проекта поступят как в федеральный бюджет, так и в бюджет Сахалинской области. Ценным ресурсом можно считать тот опыт, который могут получить российские специалисты в сотрудничестве с иностранными специалистами в суровых климатических условиях Дальнего Востока.

В 2004 году на берегу Анивского залива началось строительство гигантского газового завода. Строили его 10 тыс. человек из 30 стран мира. Спустя 4 года на площади 490 гектаров развернулся промышленный комплекс по размерам сопоставимый с городом. Это первый в России завод по сжижению газа один из самых современных в мире. Вес всех металлоконструкций завода составляет 20 тыс. тонн, общая длина кабеля проложенного на площадке завода 1227 км, построены два резервуара объемом 100 тыс. кубометров для хранения сжиженного газа.

Проект «Сахалин-2» является одним из крупнейших в мире комплексных нефтегазовых проектов, реализуется в суровых климатических условиях острова Сахалин на Дальнем Востоке. В ходе реализации первого этапа проекта с помощью первой в России морской платформы «Моликпак», установленной на Пильтун-Астохском месторождении в 1999 г., была добыта первая нефть. В ходе второго этапа проекта были построены и введены в эксплуатацию две другие морские платформы, подводные трубопроводы длиной 300 км, соединяющие все три платформы с берегом, наземные нефте- и газопроводы длиной 800 км, объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК), терминал отгрузки нефти и первый в России завод по производству СПГ[3].

По окончании всех этапов строительства комплекс был введен в эксплуатацию, а, следовательно, были введены в действия все структуры ОБТК и завода по производству СПГ. Задолго до окончания строительства были заключены контракты на поставку газа. Это обусловило необходимость наличия судов для транспортировки газа. Проект «Сахалин-2» - это применение современных технологий. На верфях Японии были построены три новых газовоза: «Гранд Елена», «Гранд Анива», «Гранд Меря». Два газовоза – «Гранд Елена» и «Гранд Анива» — были построены в Нагасаки (центральный портовый город Японии) на судостроительных верфях «Мицубиси Хэви Индастриз». Третий газовоз «Гранд Меря» был построен на судостроительных верфях «Мицубиси Инжиниринг энд Шипбилдинг». Отличительной особенностью «Гранд Елена» является наличие усиленного ледового корпуса, соответствующего международному классу 1В, и двигателя, отвечающего требованиям ледового класса 1С, что позволит судну работать в битом льду толщиной до 40 см.



Рис. 2 Танкер-газовоз «Гранд Анива» у причала отгрузки СПГ завода по производству СПГ в Пригородном, февраль 2009 г. (фото компания «Сахалинская Энерджи»)

Все три газовоза являются судами ледового класса и были разработаны для эксплуатации в условиях низких температур с учетом необходимости круглогодичной навигации. Каждое из этих судов способно принять на борт по 145 тыс. кубометров СПГ. Газовозы строятся с учетом самых высоких требований безопасности. СПГ перевозится в них при температуре -160°C , поэтому танкеры имеют систему охлаждения и несколько слоев теплоизоляции из полиуретана, а также термоизолированные вкладные и мембранные (полумембранные) резервуары; мембрана — тонкая металлическая оболочка, опирающаяся через несущую изоляцию на внутреннюю обшивку корпуса. Вкладные резервуары имеют различную форму (например: сферическую, цилиндрическую, призматическую). Всего в мире таких судов насчитывается около 250[4].

Первая партия сахалинского сжиженного природного газа компании «Сахалин Энерджи» получена японской компанией «Тохоку Электрик Пауэр Ко., Инк.» («Тохоку Электрик») 17 мая 2010 года. Партия СПГ объемом 145 тыс. кубометров доставлена танкером «Сигнус Пассаж» на терминал Хигаши префектуры Ниигата.

Терминал Хигаши – крупнейший терминал на западном побережье Японского моря, принимающий СПГ. Это ближайший к Сахалину японский терминал: транспортировка груза занимает около двух суток. Это позволяет быстро транспортировать газ и свидетельствует о том, что покупать СПГ у России достаточно выгодно для такой крупной компании.

В настоящее время компания «Тохоку Электрик» – серьезный покупатель нефти и газа, производимых компанией «Сахалин Энерджи». Ранее «Тохоку Электрик» закупала нефть, а начиная с мая 2010 года и сжиженный природный газ. Компания «Тохоку Электрик» является пятой по размеру энергетической компанией Японии, которая предоставляет услуги населению и промышленным предприятиям в шести префектурах Тохоку и в префектуре Ниигата. Долгосрочный контракт на поставку сахалинского СПГ был подписан компаниями «Сахалин Энерджи» и «Тохоку Электрик» в 2006 году.

На данный момент, СПГ и связанные с ним соглашения с различными странами «о поставках газа» являются стратегическими для России. Ведь признание России как энергетического партнера это открытие новых горизонтов для поставок СПГ. Это также повышение социального благосостояния Сахалинской области и РФ, так как по соглашению о разделе продукции (СРП) в бюджет РФ и Сахалинской области перечисляются налоги на прибыль от реализации СПГ.

Литература

1. <http://www.sakhalinenergy.ru>
2. <http://gazprom-sh.nl/ru>
3. <http://www.prisco.ru>
4. «Сахалин Энерджи». Инновации в сфере управления проектом//«Сахалин-2». – Южно-Сахалинск, 2008. – С. 4-7.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В УСЛОВИЯХ СЕВЕРА**И.Ш. Ислямов, Ф.Ж. Найманбаев,**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В соответствии с энергетической стратегией России объемы добычи нефти составят к концу 2011 и 2012 годам 570÷600 млн. т. Однако, в течение последних двух десятилетий наблюдается тенденция ухудшения качественного состояния сырьевой базы нефтяной промышленности, что связано, в основном, со значительной выработкой высокопродуктивных месторождений.

Возникает необходимость ввода в эксплуатацию низкорентабельных мелких месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Весьма перспективными для разработки оказываются ресурсы высоковязких нефтей, которые вследствие особых реологических свойств являются фактически неиспользованными энергоносителями. Кроме того, высоковязкие нефти обладают уникальным химическим составом и являются ценным сырьем для нефтехимической промышленности.

По данным Счетной палаты ресурсная база балансовых запасов нефти России оценивается в 25,2 млрд. т, из них - запасы высоковязких нефтей составляют 7,2 млрд. т, т.е. 28,6 % от общероссийских. При этом 3,17 млрд. т высоковязких нефтей России принадлежит территории Тюменской области, причем основная часть располагается в Ямало-Ненецком автономном округе.

Месторождения нефти арктического шельфа и побережья расположены на шельфе Баренцева (Печорского) моря, на побережьях Ненецкого и Ямало-Ненецкого АО. Выявленные месторождения Арктического шельфа и побережья имеют низкое качество нефти. В арктическом регионе России — на шельфе и побережье Печорского и Карского морей расположено 19 месторождений тяжелых и битуминозных нефтей. Из общих извлекаемых запасов нефти региона 1,7 млрд. т запасы тяжелой нефти составляют 1,1 млрд. т. В разработку вовлечены только месторождения Варандейского центра нефтедобычи на севере Тимано-Печорской провинции, общий объем добычи, в котором не превышает 0,5 млн. т.

Непосредственно на шельфе, в Печорском море, на пяти открытых месторождениях сосредоточено 0,4 млрд. т извлекаемых запасов, 85% которых представлены тяжелыми и битуминозными нефтями. При этом на месторождениях Варандей-море («Арктикшельфнефтегаз»), Приразломное («Севморнефтегаз») и Северо-Гуляевское (нераспределенный фонд недр) они составляют 100% извлекаемых запасов, на месторождении Медыньское-море («Арктикшельфнефтегаз») — 99% и на самом крупном — Долгинском («Газпром») — на основных горизонтах — 82%.

Низкое качество нефтей снижает экономическую эффективность проектов освоения месторождений из-за:

- дисконта к цене реализации за счет поправки на качество до 20% (по сравнению с сортом Urals);
- больших величин удельных платежей на баррель продукции при выплате НДС, вывозной пошлины, ставки фрахта и т.п. (до 5–8%);

- ограниченной востребованности на рынке (малое количество НПЗ, специализирующихся на переработке тяжелых высокосернистых нефтей).

Разработка месторождений высоковязких нефтей и их транспорт в условиях Крайнего Севера сопряжены с рядом важных особенностей, вызываемых факторами климатического, геокриологического, экономического и социального характера.

В настоящее время наиболее распространенным методом транспорта высоковязких нефтей является «горячая» перекачка. Такой метод неизбежно связан с тепловыми потерями энергии, что в условиях Крайнего Севера вызывает значительные осложнения при сохранении устойчивости подземных трубопроводов. Использование изотермических технологий трубопроводного транспорта высоковязких нефтей позволит значительно снизить капитальные и эксплуатационные затраты. Однако, использование традиционной технологии для перекачки высоковязких нефтей при подземной прокладке трубопровода в районах распространения многолетнемерзлых грунтов невозможно из-за значительного повышения вязкости, вплоть до полной потери текучести. Поэтому, снижение температуры нефти, транспортируемой в районах Крайнего Севера, должно сопровождаться операциями по улучшению ее реологических свойств и обеспечению благоприятных гидродинамических параметров.

Примером использования изотермических технологий для перекачки высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера являются трубопроводные магистрали республики Коми, где высокопарафинистые нефти обрабатываются депрессорными присадками. Однако, высокая вязкость нефтей многих месторождений Западной Сибири обусловлена содержанием в их составе значительного количества асфальто-смолистых веществ, а не парафинов. Применение депрессаторов не вызывает улучшения реологических свойств таких жидкостей. В связи с этим накопленный опыт транспортирования высоковязких нефтей в сложных природно-климатических условиях не может быть использован при проектировании и эксплуатации трубопроводов для перекачки нефтей данных месторождений.

Наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком автономном округе обуславливает высокую перспективность его применения в качестве разбавителя при трубопроводном транспорте высоковязких нефтей. Проблема перекачки высоковязких нефтей совместно с углеводородными разбавителями посвящено значительное количество работ. Однако, опубликованных данных явно недостаточно для рационального проектирования и экономической эффективной эксплуатации магистральных нефтеконденсатопроводов Крайнего Севера Тюменской области.

В настоящее время нет сведений об исследованиях реологических свойств смесей высоковязких нефтей и конденсатов при отрицательных температурах. Кроме того, в опубликованных работах, в том числе, в действующей нормативной документации, отсутствуют рекомендации по выбору основного оборудования станций, перекачивающих нефтеконденсатные смеси, а также методов расчета технологических режимов.

В результате экспертной оценки изотермических технологий перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей по критерию технико-экономической эффективности, было проведено их ранжирование. Установлено, что для транспортирования высокосмолистых нефтей в условиях Крайнего Севера теоретически могут быть использованы: перекачка в потоке носителя, термодеструктивная обработка, газонасыщение, перекачка с жидкими углеводородными разбавителями. Последняя была признана наиболее эффективной по ряду причин, основная из которых - наличие значительного количества залежей газоконденсата в Ямало-Ненецком автономном округе.

Литература

1. Аномальные нефти./В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М.: Недра, 1975. – 168с.
2. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие. / Г.В. Бахмат [и др.] // Под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ЗАТРУБНОМ СКВАЖИННОМ ПРОСТРАНСТВЕ

И.Ш. Ислямов, Ф.Ж. Найманбаев, Д.В. Ткачев

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В нефтяной отрасли определение уровня жидкости проводится при мониторинге нефтедобывающих скважин, оборудованных насосами различных типов (механизированный фонд скважин), гидродинамических исследованиях нефтедобывающих скважин с различными способами эксплуатации – механизированной и немеханизированной добычей – и для оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов углеводородного сырья. В газовой отрасли – для контроля уровня попутной жидкости, осевшей в затрубном пространстве.

На сегодняшний день одной из основных задач геолого-промысловых исследований - контроль уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяных скважин с механизированной добычей, который является ключевым параметром работы насосного оборудования. При правильной эксплуатации электроцентробежные и штанговые насосы должны быть полностью погружены в жидкость и иметь подпор, величина которого регламентируется производителем. Фильтрационные свойства пласта непостоянны, поэтому приток жидкости из пласта постоянно изменяется. Эти изменения могут произойти достаточно быстро, приводя к перегреву электродвигателя из-за недостаточного притока жидкости из пласта и, как следствие, срыву подачи.

В настоящее время для определения уровня раздела «газ – жидкость» в затрубном пространстве получил широкое распространение метод эхометрирования, основанный на измерении времени прохождения звуковой волны в затрубном пространстве скважины от устройства генерации зондирующего импульса до раздела «газ-жидкость» и обратно. На точность определения уровня жидкости влияет два параметра. Один из них – это сложность распознавания временного положения отражений от уровня на эхограмме. При этом на акустический сигнал воздействует шум насоса, вибрация колонны НКТ и переотражения от неоднородностей в скважине и осложняет его распознавание. Все вышперечисленное приводит к тому, что во многих случаях сигнал полностью маскируется шумами. Второй параметр – это скорость распространения волны в межтрубном газе. Из теории физической акустики известно, что распространение звуковых волн обусловлено звуковыми свойствами среды. В работающих добывающих скважинах состояние газовой среды затрубного пространства зависит от давления в затрубном пространстве, динамического уровня жидкости и других параметров работы скважины, что в свою очередь влияет на скорость распространения звуковой волны. Ситуация также осложняется тем, что на сегодняшний день практически во всех нефтяных компаниях Российской Федерации проводится политика интенсификации добычи нефти, при этом, как правило, увеличивается депрессия на пласт в зоне скважины, а для этого снижают высоту столба жидкости над насосом. При этом расстояние от устья скважины до уровня жидкости возрастает еще более, увеличивается влияние шумов от насосного оборудования, а, следовательно, увеличивается и диссипация энергии эхо – сигнала.

Выполненные на различных месторождениях Западной Сибири исследования с использованием прямых измерений в затрубном пространстве скважин показали, что скорость звука может изменяться от 250 до 400 м/с в зависимости от состояния и состава затрубного газа. В этих условиях при контроле уровня жидкости в скважинах методом эхометрирования необходимо знать текущее значение скорости звука в скважине.

Результаты измерений скорости звука в затрубном газе показали, что для большого числа исследованных объектов при одинаковом затрубном давлении скорость звука меняется как от месторождения к месторождению, так и от скважины к скважине в пределах одного месторождения.

Среди большого числа факторов, определяющих различие скоростей звука на разных месторождениях, наибольший интерес представляет давление насыщения. С увеличением давления насыщения средняя по месторождению скорость звука уменьшается (рис.1).

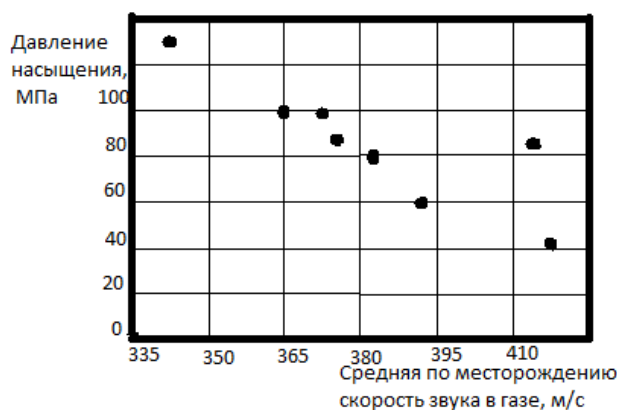


Рис.1 Зависимость средней скорости звука в газе от давления насыщения (по данным ООО «Контроль Сервис»)

Другим важным фактором, определяющим скорость звука в затрубном газе, являются средняя плотность и температура газовой среды, зависящие от условий разгазирования и движения газа в затрубном пространстве скважин, интенсивности отбора жидкости. При интенсификации добычи динамические уровни более глубокие, и при снижении высоты столба жидкости ниже 500 м над приемом насоса средняя по затрубному пространству скорость звуковой волны уменьшается. Основным фактором, влияющим на условия разгазирования жидкости в затрубном пространстве, являются состав газов (соотношение тяжелых и легких фракций) и высота столба жидкости. Можно принять, что для всплытия пузырьков газа необходимо преодоление сил, направленных противоположно всплытию и выталкиванию пузырьков газа из нижних слоев столба жидкости, при этом следует учитывать также явления диффузии.

Основным условием всплытия пузырьков газов является сдвиг статического равновесия газового пузырька в жидкости (без учета диффузии). Чем выше молекулярная масса газа, тем большее требуется гидростатическое давление жидкости, окружающей газовый пузырек. Дифференциальное уравнение движения парогазового пузырька имеет вид:

$$R \frac{d^2 R}{dt^2} + \frac{3}{2} \left(\frac{dR}{dt} \right)^2 = - \frac{2\sigma}{\rho R} - \frac{4\mu}{\rho R} \frac{dR}{dt} + \frac{p_0}{\rho} + \frac{p_\infty}{\rho} + \frac{p_1}{\rho} \left(\frac{R_0}{R} \right)^{3\gamma}; \quad (1)$$

где ρ – плотность, μ – вязкость, $p_\infty(t)$ – растягивающее внешнее давление, p_0 – давление насыщенного пара, p_1 – давление газа внутри пузырька, γ – показатель адиабаты. Физический смысл уравнения движения газового пузырька заключается в том, что сумма всех действующих на любой элементарный объем жидкости давлений равна нулю и газовый пузырек

находится в состоянии динамического равновесия в каждый рассматриваемый промежуток времени. Скорость всплытия одиночного пузырька газа в столбе жидкости v определяется из баланса подъемной силы и силы сопротивления движению пузырька. При этом на скорость всплытия значительно влияет плотность жидкости и газа в пузырьке:

$$v = \frac{\rho_{ж} - \rho_{г}}{9\mu_{ж}} R^2 g; \quad (2)$$

где $\rho_{ж}$, $\rho_{г}$ – плотности жидкости и газа в пузырьке, $\mu_{ж}$ – динамическая вязкость жидкости.

Таким образом, снижение уровня жидкости в затрубном пространстве скважин способствует увеличению выделения газа, как низкомолекулярного (метана, этана, пропана, бутана, попутных газов), так и высокомолекулярного (пентанов) [1]. Такой «стремительный» характер разгазирования приводит к тому, что газ вытесняет некоторую массу молекул жидкости, при этом образуется столб газожидкостной смеси, или пены, и скорость звука уменьшается. Кроме того, увеличивается число фазовых переходов углеводородных газов через точку росы. Этот процесс в скважинах обуславливает низкие скорости звука в затрубном газе при высоком затрубном давлении. При повышении уровня жидкости в межскважинном пространстве скорость выделения высокомолекулярных газов уменьшается за счет возрастания сил, оказывающих сопротивление движению, что приводит к «спокойному» всплытию пузырьков углеводородных газов (легких гомологов метана и попутных газов). Такое разгазирование создает в затрубном пространстве скважины при высоких затрубных давлениях условия для существования скорости звука, численно большей, чем при понижении уровня.

Из сказанного видно, что задача повышения точности определения уровня жидкости в скважинах имеет огромное значение для добывающей промышленности. Поэтому одним из перспективных направлений повышения точности определения уровня жидкости в скважинах является разработка новых устройств генерации сигнала и методов зондирования скважин на основе формирования более точных энергетических посылок и применения более эффективных алгоритмов для оценки времени регистрации отраженных сигналов.

На основе оценки влияния различных факторов можно сделать вывод о том, что скорость звука в затрубном газе скважин - величина непостоянная и зависит от свойств среды, которые в свою очередь определяются такими основными параметрами, как плотность, давление, содержание газа в продукции и условия разгазирования столба жидкости. Однако в промышленной практике для определения уровня жидкости из многих параметров выбирают один, легко замеряемый непосредственно на скважине, – затрубное давление. Если данные инструментальных замеров показывают зависимость скорости звука от одного параметра (затрубного давления), то строят традиционный график и зависимость корректируют путем построения линии тренда, наилучшим образом описывающей полученный кластер точек, затем находят аналитическое выражение и заполняют корреляционную таблицу. Если выявлена зависимость скорости звука от двух параметров (затрубного давления и уровня жидкости), строят новую зависимость скорости звука от давления, которая учитывает также уровень жидкости в затрубном пространстве.

Литература

1. Красильников В.А., Крылов В.В. Введение в физическую акустику. – М.: «Наука». - 2000. – 228 с.
2. Пугачев Е.В., Налимов Г.П., Гаус П.О. Определение уровня жидкости и скорости звука в затрубном пространстве добывающей скважины//Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 2. - С. 64-66.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОРПУСА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ПЛАШЕЧНОГО ПРЕВЕНТОРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

С.Г. Карамышев

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья скважин с целью предупреждения выброса или открытого фонтанирования добываемой пластовой жидкости как при наличии буровой колонны в скважине, так и без нее.

Эксплуатация превентора проходит в тяжелых условиях (высокое давление, перепады температур и т.д.) и напрямую связана с безопасностью, что определяет высокие требования к его качеству и надежности. Основной деталью превентора является корпус. Поврежденный корпус не способен обеспечить полную герметизацию устья скважины и перекрытия кольцевого зазора между спущенной в скважину обсадной колонной и буровыми трубами. Последствия – разгерметизация устья скважины, и как следствие – утечка добываемой продукции. В худшем случае дефекты, вызванные пластическими деформациями, могут повлечь за собой аварийные ситуации. С целью обеспечения безопасности корпус проходит испытания на герметичность и прочность при двойном рабочем давлении. В связи с этим проектирование и постановка на производство новых конструкций превенторов представляет собой долгий и дорогостоящий процесс, связанный с проведением целого ряда испытаний опытных образцов и доработкой изделия.

Вместе с тем, на сегодняшний момент развитие численных методов позволяет выполнять моделирование различных физических процессов, что широко используется в различных отраслях, начиная от медицины и заканчивая атомной энергетикой и аэрокосмическими программами [3]. В настоящей статье рассмотрены этапы компьютерного моделирования процесса гидравлических испытаний корпуса превентора ППГ-240х35 в программном комплексе ANSYS [1,2].

Конечно-элементная модель корпуса строится на основе импортированной в программный комплекс ANSYS геометрической модели, выполненной в программе SolidWorks, это позволяет значительно упростить процесс создания модели. Поскольку геометрическая модель корпуса обладает сложной пространственной формой, является толстостенной и интерес представляет, в том числе, и распределение напряжений и деформаций по толщине стенок корпуса, конечно-элементная модель строится с использованием трехмерного структурного элемента Solid95 (модель показана на рисунке 1).

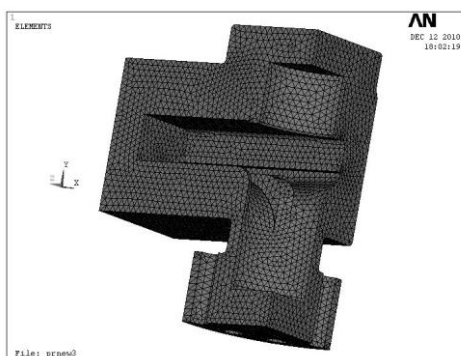


Рис. 1 Конечно-элементная модель корпуса превентора

В качестве граничных условий были заданы жесткое закрепления по поверхностям отверстий фундаментных болтов, а также условия симметрии на поверхностях разреза корпуса. В силу симметрии модели анализу подвергалась его $\frac{1}{4}$ часть. На всех внутренних поверхностях корпуса было приложено внутреннее давление [1, 4].

Рассмотрим результаты моделирования процесса гидравлических испытаний корпуса превентора ППГ-240х35 с помощью двух шагов нагружения, соответствующих испытаниям корпуса рабочим и пробным давлениями.

На первом шаге нагружения моделировался случай испытания корпуса рабочим давлением 35 МПа. На рис.2 показаны поля распределений эквивалентных напряжений по энергетической теории прочности (фон Мизеса) в исследуемой модели. Верхним пределом полей распределения является предел текучести стали 30ХМЛ $\delta_{0,2} = 285$ МПа. Зоны локализации эквивалентных напряжений, превышающие указанные пределы полей распределения, отмечены черным цветом.

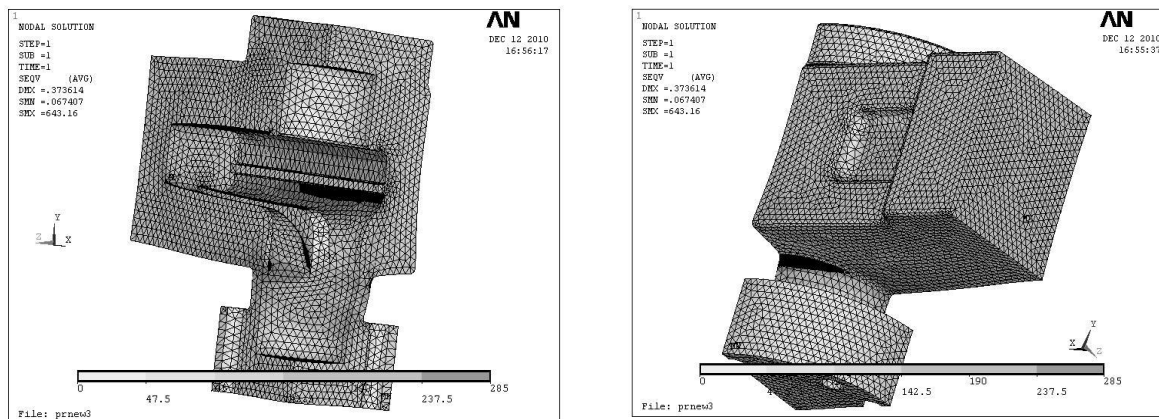


Рис.2 Распределение эквивалентных напряжений при давлении 35 МПа

На втором шаге нагружения рассматривался случай испытания корпуса пробным давлением 70 МПа. На рис.3 показаны поля распределений эквивалентных напряжений. На рисунке хорошо видно, что зоны пластической деформации значительно увеличились.

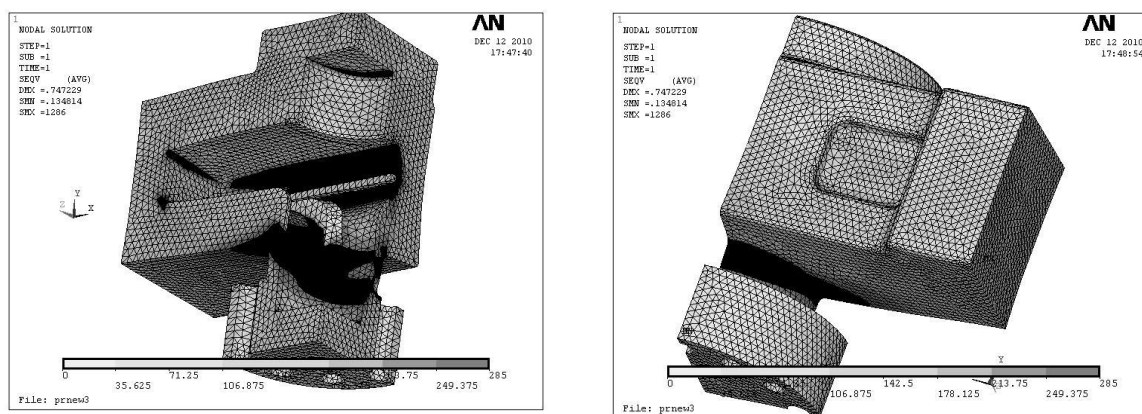


Рис.3 Распределение эквивалентных напряжений при давлении 70 МПа

Проведенное компьютерное моделирование процесса гидравлических испытаний корпуса превентора в специализированном конечно-элементном программном комплексе ANSYS позволило выявить зоны корпуса, испытывающие пластические деформации, компьютерное моделирование позволяет также установить максимальное давление, при котором корпус еще сохраняет работоспособность, а в случае недостаточной надежности корпуса для заданного давления провести его доработку для последующих испытаний.

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. – 224с.
2. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера.- М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.

3. Сызранцева К.В. Компьютерный анализ нагруженности и деформативности элементов нефтегазового оборудования / К.В. Сызранцева. Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. 124с.
4. Сызранцев В.Н., Сызранцева К.В., Белобородов А.В. Использование метода конечных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния корпусных деталей клиновых задвижек // "Известия ВУЗов. Нефть и газ". 2007. №4. С.38-43.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОСТА НЕФТИ

Е.Ю. Ковалева

Научный руководитель ведущий инженер С.В. Сизов

«НК «Роснефть» - Научно-технический центр», г. Краснодар, Россия

«Российский ТЭК является важнейшим элементом глобальной энергетики, как по объемам запасов, добычи, потребления и экспорта нефти, газа, угля, так и по имеющемуся потенциалу электроэнергетической отрасли... Трубопроводный транспорт играет исключительно важную роль в экономике страны. На его долю приходится более 50% всего грузооборота» [1].

Одним из первых этапов проектирования нефтегазовых месторождений является поиск оптимального расположения различных объектов подготовки нефти. Основой для данного поиска чаще всего являются опыт инженеров-проектировщиков и учет рельефа местности. Однако это не дает полной уверенности в том, что выбор сделан правильно и объект получил оптимальное месторасположение.

Согласно ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...» энергетические компании должны повышать эффективность своей работы путем «уменьшения объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования» [2]. С учетом этого закона вопрос поиска оптимального месторасположения объектов подготовки и транспорта нефти становится весьма актуальным.

Теоретической основой подбора оптимального расположения служит формула затрат энергии на перемещение жидкости в заданную точку:

$$J = Q \cdot \Delta P \quad (1)$$

где J – энергия на перекачку жидкости;
 Q – расход жидкости;
 ΔP – потери давления на перекачку.

Найдя такую точку, для которой доставка жидкости от всех объектов добычи (скважин) будет сопряжена с минимальными затратами энергии, мы решим задачу оптимального расположения объектов сбора и подготовки нефти. При этом следует отметить, что зачастую на объекте сбора и подготовки нефти располагается установка для поддержания пластового давления. При этом на поздних этапах эксплуатации месторождения объем закачки воды в пласт сравниваются с объемами добычи, значит мы должны учесть затраты энергии на перекачку воды обратно на кустовые площадки для закачки ее в пласт.

Для раскрытия формулы (1) примем следующие допущения:

Трубопроводная сеть на месторождении имеет незначительные перепады высот (которыми можно пренебречь);

Режим течения в трубопроводной системе турбулентный;

Затраты энергии на совместный транспорт газа и жидкости равны сумме затрат энергии на раздельный их транспорт.

Исходя из данных допущений, затраты на перекачку жидкости будут равны:

$$J = Q \cdot (A \cdot L \cdot Q \cdot (Q\rho)^{3/4} \cdot \mu^{1/4}) \quad (2)$$

где $A = 2,5312/(\pi^2 \cdot D^5 \cdot (4/\pi \cdot D^2)^{1/4})$ – функция зависящая от диаметра трубопровода;
 L – длина трубопровода;
 Q – объем перекачиваемой среды;
 ρ – плотность перекачиваемой среды;
 μ – вязкость перекачиваемой среды.

Из формулы (2) следует, что единственное на что можно влиять при минимизации затрат энергии на транспорт является расположение пункта сбора и подготовки нефти, который следует располагать как можно ближе к объектам добычи с высокими показателями добычи или достаточно высокими вязкостными свойствами перекачиваемой среды. Как известно, при повышении обводненности нефти вязкость нефтяной эмульсии может возрасти в десятки раз, тем самым увеличивая потери энергии на транспорт. За частую многие кустовые площадки годами, а то и десятилетиями, добывают нефть с высокой обводненностью.

Таким образом, найдя для каждого куста сумму энергозатрат на транспорт продукции на весь период эксплуатации месторождения на единицу длины, можно выделить основные объекты добычи нефти, вносящие существенный вклад в энергозатраты на транспорт продукции.

Для решения этой задачи нами был разработан расчетный программный модуль, позволяющий найти координату точки расположения объекта подготовки и транспорта нефти, которая дает наименьшие энергетические затраты на транспортировку нефти от всех объектов нефтедобычи (например, от отдельных скважин и кустов скважин).

Размещение объекта подготовки нефти именно в этой точке позволяет значительно выиграть как в капитальных так и в операционных затратах при строительстве и эксплуатации месторождения. Таким образом, нахождение оптимальной координаты объекта подготовки и транспорта нефти приводит к уменьшению энергопотребления на транспортировку нефтяной продукции к нему. То есть сокращаются переменные затраты на единицу продукции. При этом происходит уменьшение и капитальных вложений, поскольку минимизируется суммарная длина трубопровода. В связи с сокращением как постоянных, так и переменных затрат, прибыль на единицу продукции увеличивается. Стоит отметить, что «ТЭК вносит весомый вклад в формирование бюджета страны: доля нефтегазового комплекса в налоговых поступлениях в бюджетную систему Российской Федерации в 2008 г. составила 47,5%» [1].

Литература

1. Роль трубопроводного транспорта в развитии регионов. Под редакцией Иваницкой Е.В. // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – №2, 2009. – с. 4-5.
2. Федеральный закон от 23.11.09 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА

У.А. Ковко

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Метод прокладки коммуникаций известен сегодня в России как наклонно-направленное бурение (ННБ), официально основан в США в 1972 году Мартином Черрингтона в штате Калифорния. Метод возник как альтернатива траншее, дающий наименьший экологический ущерб окружающей среде и не влияющий на водное препятствия. В ряде случаев экономически более выгодный по отношению к традиционной укладке. За небольшой промежуток времени созданы и создаются технические средства для осуществления этой технологии. В данной работе приведены некоторые современные буровые установки. Частично характеристики буровых установок для ННБ приведены в таблице ниже.

Таблица

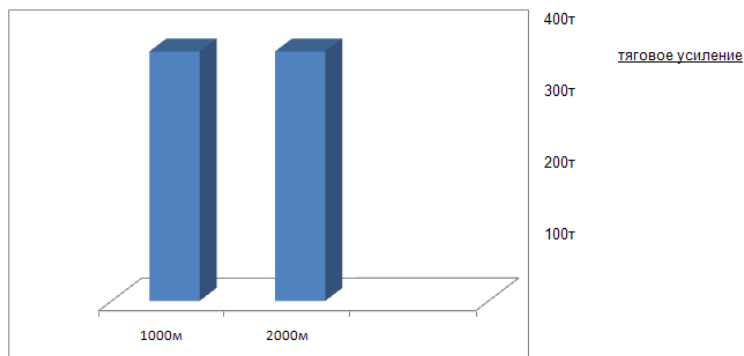
Техническая характеристика буровых установок

Параметры	Тип установки						
	8/60 JetTrac	DD-40	DD-160T	3000.9	Cherrington 60/300R	УБЫПТ	Д-450А
Ширина, м	1,8	1,38	2,44	3,3	Модульного исполнения (по станине 2,4 × 13)	3,6	3,2
Длина, м	5,9	5,5	14,68	16		19,4	18
Масса, т	4,6	3,65	36,5	70	18	84	56
Тяговое (толкающее) усилие, т	10,2	18,2	72,6	300	320	2000	100
Диаметр проходки, мм	57–175	100–500	200–800	800–1400	200–1400	1000	114–219
Макс. длина бурения, м	280	500	900	1800	2000	2000	800
Макс. расширение, мм	440	600	1500	14000	1600	800	530

Разработчиками и изготовителями оборудования для ННБ в настоящее время являются ряд стран: Америка, Германия, Китай, Россия, Корея, Швейцария и др.

Ассортимент установок ГНБ Astec Underground обеспечивает весь спектр потребностей современного строительства. Самая мощная DD-1100 превосходит самую миниатюрную DD-65 по массе в 35 раз (43 т против 1200 кг). Еще более разительна разница в крутящем моменте (678 и 136000 Нм) и тяговом усилии (2,72 и 500 т). The Robbins Company основана более полувека назад. Головной офис компании расположен в штате Огайо, а подразделение, занимающееся производством техники для горизонтально-направленного бурения – в штате Вашингтон. В ассортименте Robbins установки для горизонтально-направленного бурения: Robbins 2420 (диаметр коммуникации до 450 мм/длина бестраншейного участка до 300 м); Robbins 4510 (800 мм/457 м); Robbins 6015 (600 мм/610 м); Robbins 9015/ Robbins 9030 (900 мм/914 м); Robbins 18030 (1350 мм/1372 м); Robbins 25030 (1500 мм/1524 м); Robbins 36030 (1350 мм/1830 м); Robbins 50030 (1800 мм/1830 м); Robbins 100030 (2000 мм/2000 м). Еще один американский производитель фирма Vermeer Manufacturing Company. В ассортименте 16 установок: от самой маленькой Navigator PL8000 весом менее полутонны и, тем не менее, длиной бурения до 95 м, диаметром до 300 мм и силой протяжки 3990 кг до таких гигантов, как Navigator D150X300 и Navigator D200X300 мас-

сой 34473 кг с длиной бурения почти в полтора километра, расширением до 1200 мм, силой протяжки – 68039 и 90719 кг.



Максимальная длина бурения.

Бестраншейные технологии развеваются в Китае уже более 10 лет. Ежегодно объем этого рынка увеличивается на 50%-100%. Созданный типовой ряд(13 установок) установок горизонтально – направленного бурения типа DDW (Китай) позволяет бурить скважины диаметром до 1500(мм), длиной 1000(м) с максимальным крутящим моментом 4000-6500(нм).

Таким образом, созданное оборудование позволяет вести прокладку магистральных трубопроводов протяженностью до 2000(м) и диаметром до 2000(мм). Тяговое усилие составляет от 1(т) до 500(т), максимальный крутящий момент равен 136000(нм).Использование технологий бестраншейной прокладки трубопровода является существенным элементом прогрессивной технологии снижения экологического ущерба окружающей среде.

Литература

1. Забела К.А, Красков В.А, Москвич В.М, Сощенко А.Е, Безопасность пересечений трубопроводами водных преград : Под. Общ. Ред. К.А, Забелы-М: ООО «Недра-Бизнесцентр».2001.-195 с.: ил.
2. Машины и оборудование газонефтепроводов- учебное пособие/В.Г. Крец А .В. Рудаченко.В.А .Шмурыгин-Томск:Издательство Томского Политехнического университета 2008-328с.
3. Vermeer,Технология горизонтально-направленного бурения, Тюменский Государственный нефтегазовый Университет,27 .03.2006г.
4. http://www.ditchwitch.ru/catalog/9-directional_drills/item13.htm

ПРОГРАММА РАСЧЕТА ДОПУСКАЕМЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ СОСУДОВ И АППАРАТОВ, РАБОТАЮЩИХ В КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ СРЕДАХ, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД

И.В. Марченко, И.В.Гришичев

Научный руководитель доцент В.М. Беляев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с ГОСТ Р 52857.10—2007 [2] при расчете по предельным нагрузкам элементов сосудов и аппаратов из углеродистых и низколегированных сталей, работающих при статических и повторно-статических нагрузках и температурах не выше 200 °С в коррозионно-активных средах, содержащих сероводород, допускаемые напряжения в рабочих условиях $[\sigma]$ вычисляются по формуле:

$$\sigma = \min \left(\frac{R_{e/t}; R_{p0,2/t}}{n_T}; \frac{R_{m/t}}{n_B} \right), \quad (1)$$

где n_T — коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

n_B — коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению (пределу прочности);

$R_{e/t}$ — минимальный предел текучести при расчетной температуре, МПа;

$R_{p0,2/t}$ — минимальный условный предел текучести при остаточном удлинении 0,2% при расчетной температуре, МПа;

$R_{m/t}$ — минимальное временное сопротивление (предел прочности) при расчетной температуре, МПа;

Коэффициенты запаса прочности для рабочих условий определяются по номеру группы, к которой принадлежит сосуд или аппарат, работающий в контакте с коррозионно-активными водородосодержащими средами, в зависимости от парциального давления сероводорода P_{H_2S} и кислотности pH в соответствии с нижеследующей таблицей.

Таблица

Номер группы	PH2S, МПа	рН	Коэффициенты запаса прочности	
			nT	nB
I	PH2S ≥ 1,0	Любое	2	3
II	0,1 ≤ PH2S ≤ 1,0	≤ 5,0	1,8	3
III		> 5,0	1,6	2,6
IV	0,01 ≤ PH2S < 0,1	≤ 5,0	1,6	2,6
V	0,0003 ≤ PH2S < 0,01	Любое	1,5	2,4

Допускаемые напряжения в условиях испытаний и монтажа $[\sigma]_{20}$ вычисляются по формуле:

$$\sigma_{20} = \eta \left(\frac{R_{e/20} \text{ или } R_{p0,2/20}}{n_T} \right). \quad (2)$$

Поправочный коэффициент η к допускаемым напряжениям должен быть равен единице, за исключением стальных отливок, для которых коэффициент η имеет следующие значения:

0,8 - для отливок, подвергающихся индивидуальному контролю неразрушающими методами;

0,7 - для остальных отливок.

Коэффициенты запаса прочности по пределу текучести в соответствии с ГОСТ Р 52857.1 принимают равными: для условий гидравлических испытаний и монтажа $n_T = 1,1$; для условий пневматических испытаний $n_T = 1,2$.

Предел текучести, временное сопротивление сталей марок 20ЮЧ, 20КА и 09ГСНБЦ, используемых для изготовления сосудов и аппаратов I, II и IV групп, принимаются такими же как для сталей марок Ст.20 и 09Г2С.

Для облегчения работы при проектировании сосудов и аппаратов предлагается программа определения допускаемых напряжений в рабочих условиях и в условиях испытаний и монтажа, выполненная в среде MathCAD. В программе пользователем задаются только расчетная температура, марка стали и номер группы, к которой принадлежит сосуд или аппарат. По этим параметрам программа выбирает из базы данных, представленных в текстовых файлах, требуемые формулами значения переменных, вычисляет допускаемые напряжения, округляет их в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52857.1 [1] и выдает пользователю результаты расчета.

Литература

- ГОСТ Р 52857.1 -2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования»
- ГОСТ Р 52857.10 -2007 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Сосуды и аппараты, работающие с сероводородными средами»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ СО СГОРАНИЕМ ТОПЛИВА ПРИ ПОСТОЯННОМ ОБЪЕМЕ, ИСПОЛЬЗУЯ ПАКЕТ КОНЕЧНО ЭЛЕМЕНТНОГО АНАЛИЗА ANSYS

А.П. Мошкин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время основные пути развития мировой энергетики направлены на повышение производительности энергетических установок с одновременным уменьшением расхода топлива, увеличением коэффициента полезного действия и снижением вредных выбросов в атмосферу. Данная проблема пользуется широким интересом со стороны исследователей [1-4]. Проведенный литературный анализ показал, что одним из путей решения этой проблемы является применение газотурбинных установок (ГТУ) с использованием системы регенерации отходящих газов, работающих не по циклу Брайтона, а по предельному циклу Гемфри [1].

В данной работе был приведен расчет термического КПД для цикла Лемуара на примере модифицированной газотурбинной установки ГТУ-6ПГ с мультипликатором М-60, созданной для привода центробежного компрессора газоперекачивающих агрегатов. Её характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Технические характеристики газотурбинной установки ГТУ-6ПГ

Мощность на валу силовой турбины, МВт	6,17
КПД на валу силовой турбины, %	26,82
Температура газа на выхлопе, К	745,15
Частота вращения силовой турбины/мультипликатора, об/мин	7000-7500/9000
Расход газа на выхлопе, кг/с	33,3
Степень сжатия	1,3-3,4
Ресурс, ч:	
до капитального ремонта	25000
Назначенный	100000

Целью работы является проведение анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) капсулы для сгорания топлива газотурбинной установки пульсирующего типа, работающей по циклу Ленуара с помощью пакета конечно элементного анализа ANSYS.

Рассмотрим идеальный цикл ГТУ с подводом тепла при постоянном давлении (рис. 1а) - цикл Брайтона [6].

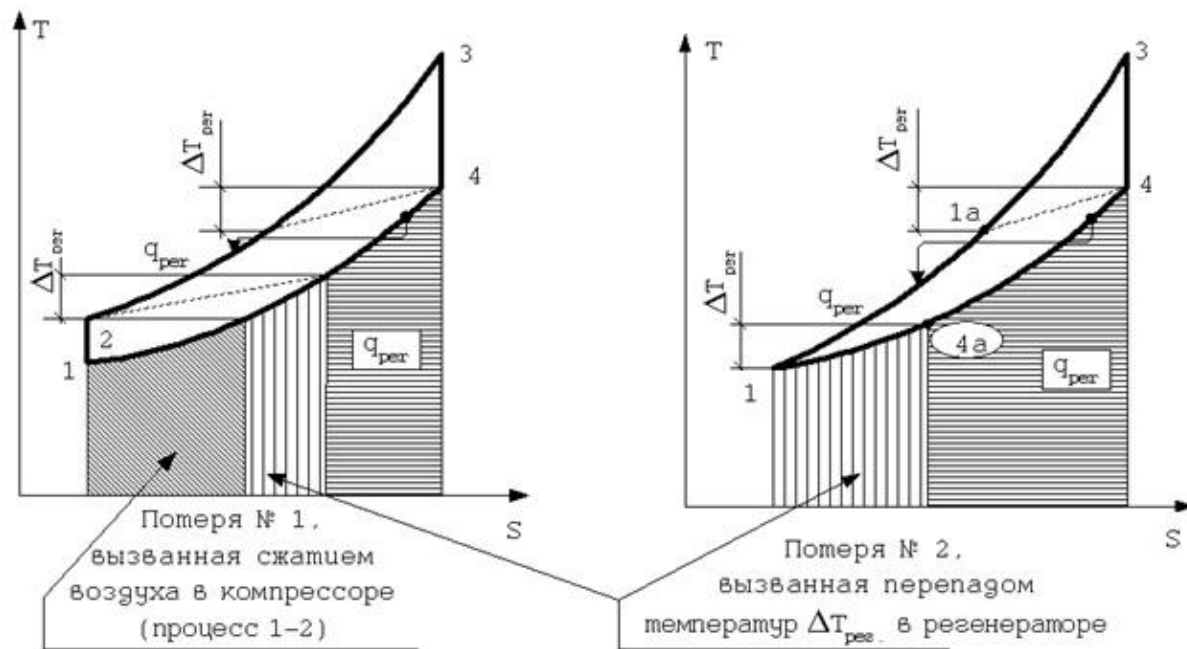


Рис. 1 а – цикл Брайтона; б – предельный цикл Гемфри или цикл Ленуара:
1-2 – адиабатный процесс сжатия в компрессоре;
2-3 – изобарный процесс подвода тепла к рабочему телу в камере сгорания;
3-4 – адиабатный процесс расширения в турбине;
4-1 – изобарный процесс отвода тепла от рабочего тела к холодному источнику

Преимущества ГТУ, работающей по циклу Ленуара описаны в статье [1], поэтому для анализа напряженно-деформированного состояния была выбрана установка, работающая именно по этому циклу. Схема данной установки представлена на рис. 2.

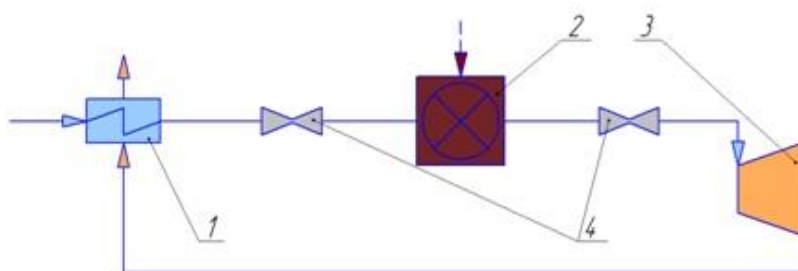


Рис. 2 Принципиальная тепловая схема установки пульсирующего типа, работающая по циклу Ленуара:
1 – регенератор конвейерной конструкции; 2 – камера сгорания с подводом тепла при постоянном объеме;
3 – газовая турбина; 4 – запорные устройства (клапаны)

Принцип действия установки пульсирующего типа описан в статье [1], потому подробно останавливаться на нем нет необходимости. К тому же только один элемент представленной ГТУ вызывает интерес касательно данной работы – камера сгорания с подводом тепла при постоянном объеме (капсула). Вкратце она работает по следующему принципу: когда воздух в регенераторе нагреется до точки 1а (рис. 1б), капсула при этом переместится к выходу из регенератора, затем механическим способом переносится и загоняется в обечайку, расположенную в голове турбины. Обечайка с вставленной в нее капсулой соответствует камере сгорания (рис. 3, поз. 2). Обечайка обеспечивает прочность капсулы к разрыву при впрыске и горении в ней топлива. При этом рабочее тело внутри капсулы дополнительно разогревается с повышением давления до P3 (рис. 1б). Впрыск топлива в капсулу производится через форсунку (рис. 3). Затем открывается правый клапан, и рабочее тело из капсулы под давлением выходит в проточную часть турбины. Вслед за этим толкатель через левый клапан передви-

гает поршень, находящийся в капсуле, из крайнего левого в крайнее правое положение. При этом происходит удаление остатков газа из капсулы [1].

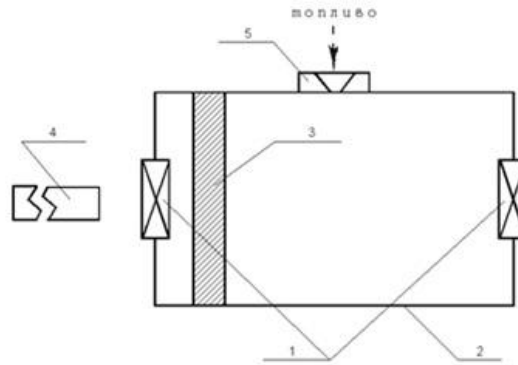


Рис. 3 Принципиальная конструкция капсулы: 1 – запорные устройства (клапаны); 2 – капсула с воздухом; 3 – поршень; 4 – толкатель; 5 – форсунка

Для анализа НДС была выбрана именно камера сгорания, поскольку именно в ней достигается наивысшая температура всей установки. Чтобы выполнить этот анализ, необходимо провести оценочный тепловой расчет идеального (без учета трения) цикла (рис. 1б) установки ГТУ-6ПГ (таблица 1). Принимаем в первом приближении, что воздух подчиняется законам идеального газа в пределах параметров работы ГТУ.

Точка 1. Принимаем параметры точки 1 равные параметрам окружающей среды.

$$T_1 = 293,15 \text{ K (20°C); } P_1 = 0,987 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Объем V_1 найдем из уравнения газового состояния $PV = RT$:

$$V_1 = \frac{R \cdot T_1}{P_1} = \frac{286,9 \cdot 293,15}{0,987 \cdot 10^5} = 0,852 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

где $R = 286,9$ Дж/кг·град — газовая постоянная для 1 кг воздуха.

Точка 3. Давление в точке 3:

$$P_3 = \frac{R \cdot T_3}{V_3} \Rightarrow T_3 = \frac{V_3 \cdot P_3}{R}$$

Точка 4. Процесс 4-1 изобарный, следовательно

$$P_4 = P_1 = 0,987 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Рассмотрим адиабатный процесс расширения 3-4.

$$P_3 \cdot V_3^k = P_4 \cdot V_4^k \Rightarrow P_3 = \frac{V_4^k \cdot P_4}{V_3^k}$$

где $k = 1,4$ — показатель адиабаты для 2-атомного газа (воздуха).

Из соотношения $P_4 \cdot V_4 = R \cdot T_4$ находим объем в точке 4.

$$V_4 = \frac{R \cdot T_4}{P_4}$$

$$P_3 = P_4^{1-k} \cdot \left(\frac{T_4 \cdot R}{V_3} \right)^k \Rightarrow T_3 = T_4^k \cdot R^{k-1} \cdot (P_4 \cdot V_3)^{1-k} = 1082,26 \text{ K}$$

Для выполнения анализа в программе ANSYS мною для простоты эксперимента был взят полый цилиндр, закрытый с обеих сторон (рис. 4). Длина цилиндра была выбрана равной $h = 0,5$ м, внутренний радиус $r = 0,15$ м, а толщина стенки $0,01$ м.

$$\Rightarrow P_3 = \frac{T_3 \cdot R}{\pi \cdot r^2 \cdot h} = \frac{1082,26 \cdot 286,9}{3,14 \cdot 0,14^2 \cdot 0,5} = 10,09 \text{ МПа}$$

Расчитанное давление будет принято в качестве давления на внутренние стенки капсулы для расчета ее НДС.

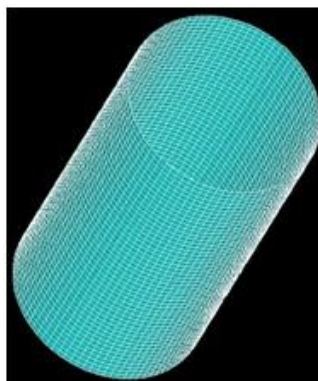


Рис. 4 Модель капсулы для сгорания топлива

Далее, проводился расчет напряженно-деформированного состояния капсулы при данном внутреннем давлении. Результаты нагружения представлены на рис. 5.

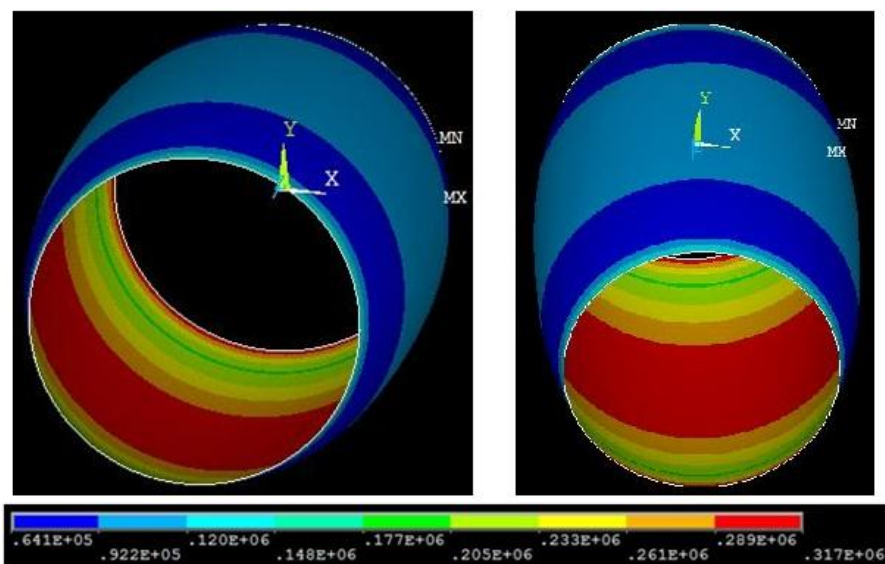


Рис. 5 НДС модели при внутреннем давлении 10 МПа

По НДС видно, что наибольшее влияние внутренне давление капсулы оказывает на ее центральную часть. Для более наглядного представления данных результатов был построен график напряжения для внутренней полости капсулы (рис. 6)

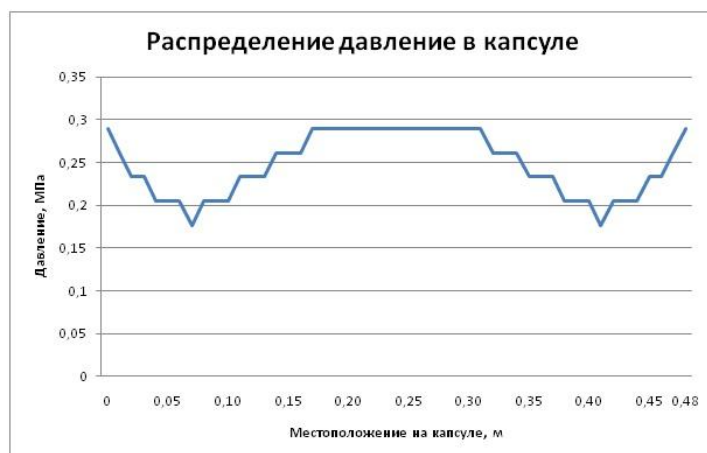


Рис. 6 Графическая интерпретация результатов анализа НДС камеры сгорания

Расчет показал, что при сгорании топлива в камере сгорания данного вида, наибольшие нагрузки испытывает центральная часть камеры, что должно быть учтено в процессе изготовления самих камер и обечаек, защищающих капсулы от разрыва. Данные результаты позволят увеличить надежность камер сгорания, следствием чего является то, что они будут способны выдерживать большее давление, а касательно термодинамики, и высокую температуру, что позволит увеличить КПД установки и снизить количество выбросов в атмосферу.

Литература

1. Багерман А.З. Теплоотдача в теплообменнике с подогревом при постоянном объеме//Газотурбинные технологии. – Москва, 2009. - № 5. – С. 32 - 33.
2. Богданов В.И., Буракова Л.И. Эффективность применения отделения азота и охлаждения воздуха на сжатии в перспективных энергетических ГТУ со сгоранием топлива при $V = \text{const}$ //Газотурбинные технологии. – Москва, 2009. - № 7. - С. 30 - 33.
3. Богданов В.И., Буракова Л.И. О новых возможностях цикла с подводом теплоты при постоянном объеме//Газотурбинные технологии. – Москва, 2008. - № 10. – С. 22 - 24.
4. Косарев А.В. Газотурбинные установки с конвейерными регенераторами – новые возможности энергетики//Газотурбинные технологии. - Москва, 2007. - № 2. - С. 8 - 12.
5. Косарев А.В. Газотурбинная установка с конвейерным регенератором и вспомогательным регенеративным контуром// Газотурбинные технологии. – Москва, 2007. - № 8. – С. 44 - 46.
6. Сайт кафедры теплотехники Пермского государственного технического университета. Циклы газотурбинных установок: схема и цикл ГТУ с подводом теплоты при $p = \text{const}$ (цикл Брайтона). URL: http://tech.pstu.ac.ru/teplot/tt/study/active/lecture/t8/dvs_gtu.htm (дата обращения 10.04.09).

РАЗРАБОТКИ, УВЕЛИЧИВАЮЩИЕ МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД И УЛУЧШАЮЩИЕ РАБОТУ УЭЦН

В.В. Нечаев, Ч.Ц. Барадиев

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Установки погружных электрических центробежных насосов предназначены для откачки из нефтяных скважин, в том числе и наклонных, пластовой жидкости, содержащей нефть, воду, газ и механические примеси.

В настоящее время добыча нефти с помощью установок электрических центробежных насосов (УЭЦН) в России является основной. Отчасти это связано с простотой и надёжностью использования, к тому же, добыча с помощью УЭЦН – экономична. Поэтому любые разработки в области повышения эффективности работы УЭЦН в целом и поэлементно, являются актуальными. В данной работе рассмотрены новые технологии и конструкции, а именно: абразивостойкий газосепаратор, погружной мультифазный насос (МФН), струйный съёмный насос, шелевой фильтр, которые повышают эффективность насосной добычи нефти.

Газосепараторы являются наиболее распространёнными предвключенными устройствами при добыче нефти, содержащей растворенный газ. Однако, если в пластовой жидкости содержатся абразивные частицы, то возможен отказ УЭЦН, известный как перерезание защитной гильзы и корпуса газосепаратора. Для ликвидации этой неполадки компания «Новомет» разработала новую конструкцию абразивостойкого газосепаратора, в котором вихревое течение жидкости было минимизировано, что позволило в несколько раз повысить абразивную стойкость конструкции. Газосепараторы такого вида изготавливаются для УЭЦН с поперечным габаритом условной группы 5 и 5А [4].

Абразивостойкие газосепараторы предназначены для применения в скважинах с такими осложнёнными условиями эксплуатации как:

- повышенная концентрация газа на приёме насоса;
- повышенное содержание механических примесей;
- скважины после гидроразрыва пласта.

Преимуществами данной разработки являются:

- защитная гильза и корпус газосепаратора не перерезаются абразивными частицами;
- предельная концентрация газа на входе до 85%;
- пропускная способность газожидкостной смеси (ГЖС) до 500 м³/сутки.

Сепараторы такой конструкции способны работать с газожидкостными смесями, содержащими до 1000 мг абразива на литр (в 5 габарите с подачей до 300 м³/сут; в 5А габарите – до 500 м³/сут).

Промысловые испытания абразивостойкого газосепаратора были успешно проведены в 2007 году НК «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» [3]. Из 29 месторождений, эксплуатируемых ОАО «Газпромнефть-ННГ», 5 имеют высокий газовый фактор. Для устранения причин отказа оборудования из-за попутного нефтяного газа специалистами «Ноябрьскнефтегаза» совместно с ООО «Новомет-Пермь» были разработаны и успешно испытаны мультифазные насосы и газосепараторы нового поколения, не имеющие аналогов в России. Кроме этого, в эксплуатацию внедрены зарубежные аналоги – это технологии MVP и «Посейдон». Эти отечественные и зарубежные технологии, которые внедряются в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с 2007 года, позволили радикально увеличить наработку оборудования при эксплуатации фонда скважин с содержанием свободного газа на приеме насоса до 65-75%.

Погружной мультифазный насос (МФН) является предвключенным устройством, предназначенным для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти содержащей нерастворенный газ до 65% на входе в насос. Прин-

цип действия мультифазного насоса состоит в повышении давления на входе в электрический центробежный насос (ЭЦН) до уровня, обеспечивающего его устойчивую работу. Кроме того, МФН прокачивает газожидкостную смесь через основной насос, исключая образование неподвижных газовых пробок. Конструкция ступеней мультифазного насоса такова, что он до высоких концентраций нерастворенного газа на входе не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы характерных для ЭЦН. Однако когда концентрация нерастворенного газа превышает 10% от 65%, напор, создаваемый мультифазным насосом, уменьшается.

Особенностями в использовании мультифазного насоса является:

- не требует установки дополнительных устройств регулировки движения нефти через насос;
- характеризуется малым энергопотреблением;
- обеспечивает устойчивую работу основного насоса при содержании свободного газа на приеме до 65%;
- нерастворенный газ не сбрасывается в затрубное пространство, и за счет газлифт-эффекта увеличивает напор и КПД ЭЦН;

ЭЦН с предвключенным мультифазным насосом на газожидкостной смеси работает без пульсаций давления, что стабилизирует токовую диаграмму погружного электродвигателя;

допускает любую комбинацию рабочих параметров;

абразивная стойкость мультифазного насоса выше, чем ЭЦН.

Сокращение количества необходимого оборудования на месторождении и пониженное давление на устье скважины относится к важнейшим преимуществам мультифазных насосов, так как это повышает продуктивность и увеличивает рентабельность эксплуатации месторождения. Мультифазные насосы для нефти и нефтепродуктов минимизируют негативное воздействие на окружающую среду и исключают факельное сжигание попутного газа.

Широкое применение МФН нашли в НК «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсез». На месторождении Кумколь эксплуатируются в основном большедебитные установки производительностью от 200 м³/сут. Всего с марта 2005 года в эксплуатацию запущено 130 установок, из которых в 2007 году продолжали работать 77. Достаточно большая средняя наработка работающих установок позволила спрогнозировать показатель отказа всех установок на уровне 685 суток. При этом основная причина отказа УЭЦН — сквозная коррозия корпуса электродвигателя. Это происходило по причине того, что в начальный период на месторождение поставлялись двигатели в не коррозионно-стойком исполнении. Данную проблему призваны решить двигатели с антикоррозионным покрытием (исполнение — коррозионно-стойкое). На их корпуса наносится специальное хромоникелевое покрытие (ТЗСП), защищающее поверхность от коррозии. В Казахстане пока такие двигатели не эксплуатировались, но есть успешный опыт их применения в скважинах с агрессивной средой в Западной Сибири и на месторождениях юга РФ.

Струйный съёмный насос предназначен для добычи пластовой жидкости, как индивидуально, так и совместно с УЭЦН 5 и 5А габарита, укомплектованной газосепаратором или газосепаратором-диспергатором, с номинальной подачей от 15 до 500 м³/сутки по технологической схеме «Тандем.4». Эта схема оптимизирует работу ЭЦН в скважинах с большим содержанием свободного газа на входе в установку.

При эксплуатации системы «Тандем.4» газожидкостная смесь из скважины поступает в газосепаратор, отсепарированная жидкость направляется в ЭЦН и нагнетается в сопло струйного насоса, а отсепарированный газ выбрасывается в затрубное пространство. Пластовая жидкость, истекая сквозь сопло с высокой скоростью через открытый клапан и приёмную сетку, подсасывает в приёмную камеру струйного насоса газожидкостную смесь из затрубного пространства скважины. В камере смешения происходит взаимодействие потоков и их энергообмен.

Щелевой фильтр — это входной модуль, используемый в составе УЭЦН. Он предназначен для защиты рабочих органов насоса от выноса пропанта после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), а так же для защиты от механических примесей с поперечным сечением частиц не менее 100 мкм. Он устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. При прохождении пластовой жидкости через щелевые фильтрующие элементы механические примеси задерживаются на их поверхности и осаждаются в зумпф скважины. Тонкость фильтрации определяется размером щели. Конструкция фильтра-модуля может состоять из одной или нескольких секций. Длина фильтра подбирается по величине подачи насоса [4].

Особенностями эксплуатации щелевого фильтра является:

- работа в составе установок любых производителей, за счёт универсальной конструкции;
- частичное самоочистление поверхности фильтрующих элементов в процессе эксплуатации (за счёт специального профиля проволоки и полированной поверхности);
- применение фильтрующего элемента особой конструкции из высокопрочной нержавеющей стали с тонкостью фильтрации 100 и 200 мкм;

использование в конструкции промежуточных радиальных подшипников из карбида кремния.

Преимущества применения щелевого фильтра в составе УЭЦН:

- УЭЦН устойчиво работает в скважинах с повышенным содержанием механических примесей;
- увеличивается ресурс непрерывной работы, так как конструкция фильтроэлемента не позволяет оседать твёрдым частицам на поверхности фильтра;
- увеличивается межремонтный период УЭЦН;
- обеспечивается низкий перепад давления при высоких расходных характеристиках;
- фильтр можно многократно использовать после регенерации (очистка фильтрующих элементов, восстановление прорывов, расслоений).

Эффективность использования щелевого фильтра проверена в условиях эксплуатации на месторождениях российских нефтяных компаний. Комплектация погружных установок щелевыми фильтрами позволяет увеличить наработку на отказ и повысить добычу нефти за счёт уменьшения простоя скважин.

В последнее время в России внедряется достаточно много новых разработок в сфере добычи нефти и газа, которые направлены на увеличение межремонтного периода скважин и снижение себестоимости добываемых углеводородов. Однако, перевод российских нефтепромыслов на новое оборудование происходит достаточно медленно. Это связано с высокими ценами на данное оборудование, но стоит заметить, что цены на импортные аналоги ещё выше, к тому же, они не всегда применимы, к примеру, в условиях Западной Сибири из чего следует, что в соотношении «цена - качество» и сервисное обслуживание, лучше выбирать отечественного производителя.

Литература

1. Крец В.Г., Саруев Л.А. Оборудование для добычи нефти. Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 114 с.
2. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов./ Под ред. В.Г. Креца, В.Г. Лукьянова. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 900 с.
3. Электронный адрес: <http://www.gazprom-neft.ru>
4. Электронный адрес: <http://www.novomet.ru>

АНАЛИЗ ПОРШНЕВЫХ НАСОСОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ НА ПРОИЗВОДСТВЕ

Д.В. Ощепков

Научный руководитель профессор А.В. Минеев
Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Буровые поршневые насосы применяются для промывки при бурении структурно-поисковых, нефтяных и газовых скважин. Буровые насосы подают промывочный раствор через колонну бурильных труб к забою скважины для выноса разрушенной долотом породы. В случае турбинного бурения, кроме очистки забоя, движущийся промывочный раствор передает энергию турбобуру, вращая долото.

Наиболее широко в бурении применяются двухцилиндровые поршневые насосы двойного действия. Однако все возрастающее использование находят трехцилиндровые поршневые насосы.

С увеличением глубины скважины давление в напорном трубопроводе насоса увеличивается. Буровым насосом приходится перекачивать вязко-пластичные жидкости - глинистые растворы с плотностью от 1 до 2,2 г/см³, текучие и нетекучие и с различной степенью газонасыщенности.

Знание степени влияния перечисленных факторов на гидравлические показатели буровых поршневых насосов важно как с научной, так и с практической точек зрения.

В настоящее время в числе важнейших научно-технических тем в области нефтяной промышленности предусматривается разработка вопросов технологии проводки скважин на глубину 7 - 10 тыс. м. Известно, что с увеличением глубины бурящейся скважины растет давление на выкиде насоса. В связи с этим создаются буровые поршневые насосы, способные развивать высокие давления [1].

Рассмотрим подробно конструкцию поршневого насоса на примере поршневого бурового насоса УНБ-600 (У8-6М).

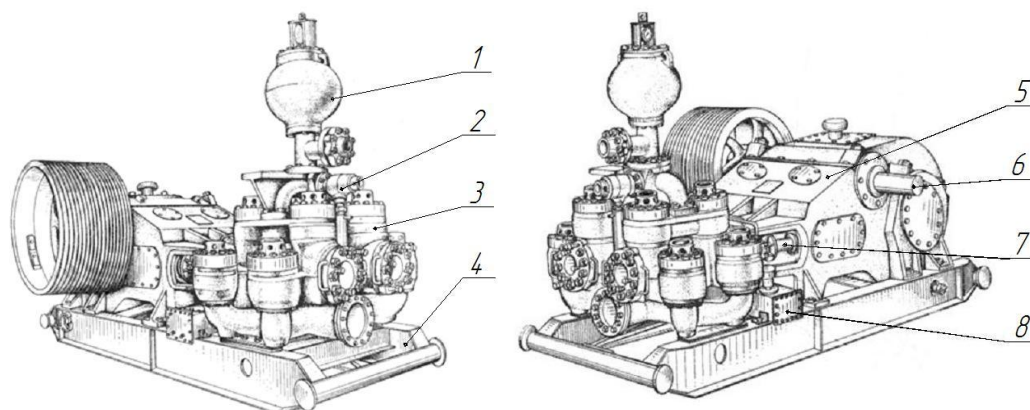


Рис. 1 – Общий вид насоса УНБ-600

1 – пневмокомпенсатор; 2 – клапан предохранительный; 3 – блок гидравлический; 4 – рама; 5 – станина; 6 – вал трансмиссионный; 7 – кривошипно-шатунный механизм; 8 – система смазки штоков.

Конструкция УНБ-600. Буровой насос УНБ-600 горизонтальный, поршневой, двухцилиндровый, двойного действия, состоит из гидравлической и приводной части, смонтированных на общей раме.

Гидравлическая часть насоса УНБ-600 состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневмокомпенсаторов.

Таблица 1

Технические данные УНБ-600

Ход поршня, мм	400
Диаметр поршня, мм	170
Максимальное число двойных ходов в минуту	66
Давление на выкиде, МН/м ²	13,9
Теоретическая подача, дм ³ /с	35,5
Мощность приводная, кВт	585
Мощность гидравлическая, кВт	497
Масса, кг	27020 со шкивом
Число цилиндров	2
Число клапанов	8
Диаметр проходного отверстия седла клапана, мм	145
Диаметр штока, мм	80
Передаточное число зубчатой передачи	4,92
Расчетный диаметр приводного шкива, мм	1400
Число клиновых приводных ремней типа Д	18
Скорость вращения приводного вала, об/мин	325
Габариты, ДхШхВ, мм	5000х2770х3235

На приемной коробке установлен всасывающий воздушный колпак. Приемная коробка насоса соединяет всасывающую трубу со всасывающими клапанами (рис. 2 а,б,в).

Внутри гидравлических коробок устанавливаются сменные цилиндрические втулки (рис. 2, г), внутренний диаметр которых выбирается в зависимости от требуемого давления и подачи насоса. Наружные размеры всех втулок одинаковы. С целью повышения сроков службы втулок внутренняя поверхность их подвергается термической обработке.

Цилиндровая крышка (рис. 2, г) уплотняется при помощи самоуплотняющихся манжет. Подтяжка уплотнения цилиндрической втулки производится с помощью болта.

В цилиндрических втулках перемещаются поршни (рис. 2, д). Поршень состоит из сердечника с конической расточкой 1 и привулканизированных к нему двух резиновых манжет 2. Поршень насажен на конический хвостовик штока (рис. 2, е) и крепится к нему с помощью гайки и контргайки.

Шток (рис. 2, е) соединен с надставкой штока (рис. 2, ж), резьбовой конец которого ввернут в корпус ползуна. При вращении эксцентрикового вала насоса УНБ-600 через шатуны, ползуны и штоки поршни получают возвратно-поступательное движение.

Для увеличения износостойкости штоков их рабочая поверхность закаливается на высокую твердость.

Уплотнение штока состоит из корпуса, направляющей втулки, упорного резинового кольца, четырех уплотнительных резиновых колец, упорного кольца и второй направляющей втулки.

Направляющие втулки и опорное кольцо изготавливаются из капролита. Упорное кольцо поджимается при помощи втулки через фланец.

Подтяжка уплотнения производится при неработающем насосе с помощью гаек и шпилек.

Для увеличения долговечности уплотнения штока осуществляется смазка и охлаждение штоков жидким маслом. Масло подается на штоки насосом Г11-22. Привод насоса осуществляется от трансмиссионного вала.

Герметизация соединения гидравлической коробки с корпусом осуществляется самоуплотняющейся манжетой и резиновым кольцом.

Для того чтобы предотвратить попадание глинистого раствора в приводную часть насоса, создано специальное уплотнительное устройство. Глинистый раствор может быть внесен в приводную часть надставкой штока, поэтому отмеченное уплотнение сальникового типа. Манжеты, расположенные в корпусе сальника, поджимаются фланцем. Манжеты обжимают надставку штока и не дают возможность вносить глинистый раствор в приводную часть. Фланец поджимается при остановке насоса. Поджатие осуществляется с тем, чтобы устранить попадание глинистого раствора, чрезмерная затяжка не требуется, так как при этом преждевременно выходят из строя манжеты.[2]

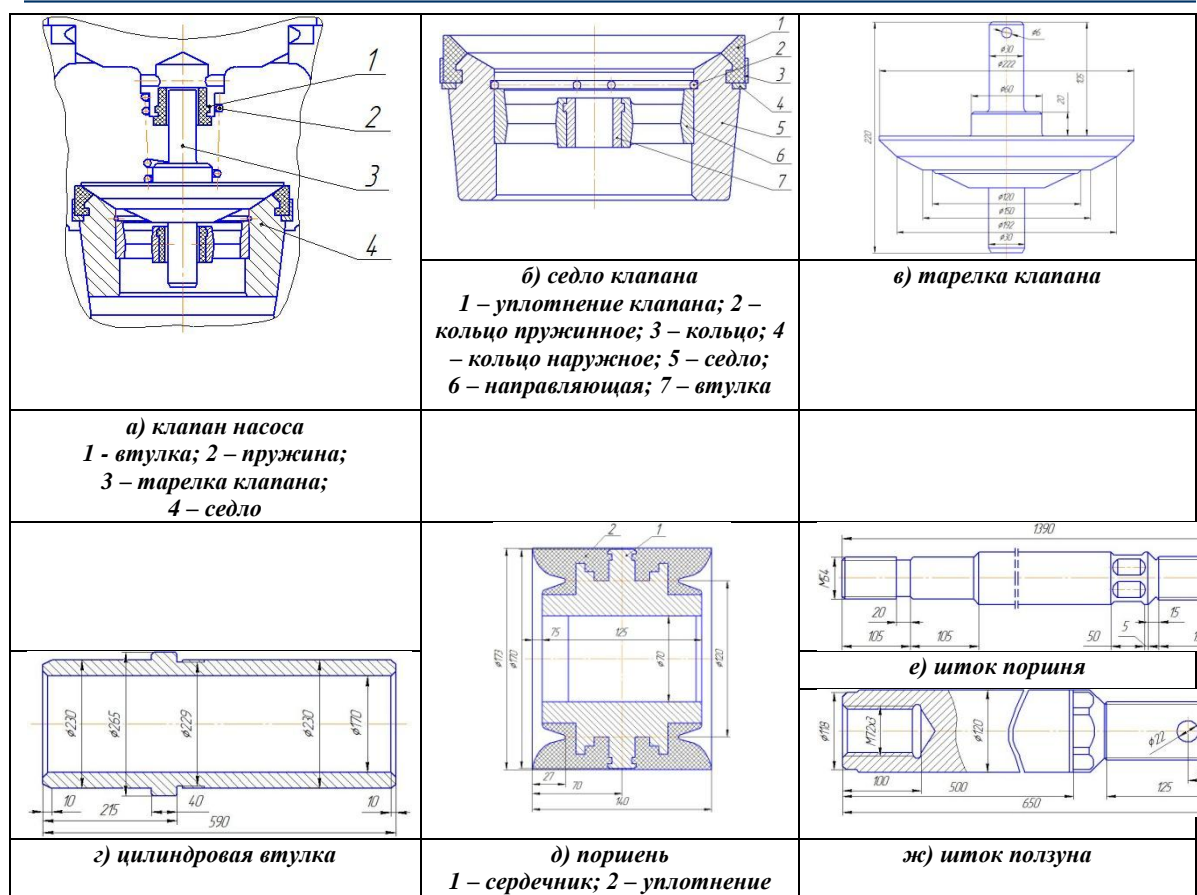


Рис. 2 Составляющие гидравлической части насоса УНБ-600

Литература

1. Абдурашитов С.А. Насосы и компрессоры. – М.: Недра, 1974.
2. Николитч А.С. Поршневые буровые насосы, – М.: Недра, 1973.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАГРУЖЕНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОМ ПАКЕТЕ ANSYS

А.С. Погодин

Научный руководитель доцент К.В.Сызранцева
Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Погружные центробежные насосы обеспечивают более половины добычи нефти в России. Погружной центробежный насос для добычи нефти представляет собой высоконапорный многоступенчатый насос вертикального исполнения, предназначенный для работы с погружением его под уровень добываемой жидкости в скважине [2].

Основным элементом погружного центробежного насоса является его рабочее колесо. Повреждённое (изношенное) рабочее колесо уже не способно обеспечить высокого давления из-за щелевых перетоков, то есть неполного захвата воды поверхностью лопатки, поэтому при высокой нагрузке насоса его КПД неуклонно падает. Износ приводит к падению подачи и напора при практически неизменной потребляемой мощности [3].

С помощью простых расчетов можно определить максимальные деформации и напряжения, но получить картину их распределений, а главное, место концентрации, довольно сложно. Задача оценки напряженно-деформированного состояния сложных геометрических тел не может быть решена аналитически с помощью методов сопротивления материалов, для ее решения используются численные методы теории упругости, такие, например, как метод конечных элементов. Среди существующих в настоящее время программных комплексов, реализующих метод конечных элементов, автором был выбран наиболее универсальный пакет ANSYS, позволяющий решать задачи прочности, жесткости, устойчивости конструкций, гидрогазодинамики и другие, а также нелинейные контактные задачи [1].

Задача, стоявшая в процессе исследований – установить степень деформирования рабочего колеса погружного центробежного насоса и определить возникающие в нем эквивалентные напряжения.

Для решения поставленной задачи на первом этапе необходимо построить геометрическую модель. Основная проблема при создании геометрической модели заключалась в построении лопаток рабочего колеса в силу сложности их профиля, поэтому для построения модели использовался программный пакет SolidWorks, поскольку это наиболее мощный пакет для объектно-ориентированного параметрического конструирования [5]. Затем модель была импортирована в ANSYS в формате Acis.

Вторым, одним из наиболее важных этапов в конечно-элементном анализе является построение конечно-элементной сетки, в достаточной мере описывающей геометрическую модель конструкции. В качестве способа построения сетки из узлов и элементов, использовалось построение произвольной сетки. Модель была разбита элементами типа SOLID 95 [4]. Конечно-элементная модель представлена на рисунке 1.

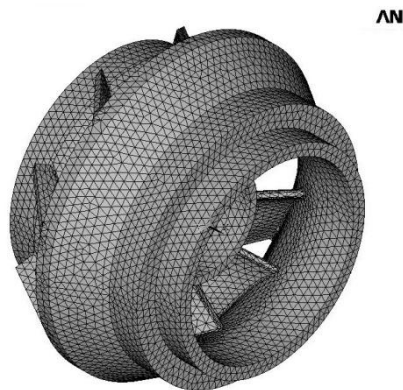


Рис.1 Конечно-элементная модель рабочего колеса погружного насоса

Нагрузки, действующие на рабочее колесо, были рассчитаны по классической методике и были приложены ко всей внутренней поверхности. Так, нагрузки, действующие на поверхность дисков: 4,17 МПа; на лопатки: 5,21 МПа [3]. В модели были учтены граничные условия, использована жесткая заделка, позволяющая ограничивать перемещение элементов в радиальном направлении в местах посадки колеса на вал и в осевом направлении в месте упора колеса в направляющий аппарат.

В результате решения поставленной задачи была получена картина распределения перемещений по всему рабочему колесу, а также расположение их максимальных значений. Распределение суммарных перемещений представлено на рисунке 2 (деформации преувеличены в 300 раз для наглядности). На рисунке видно, что исследуемая модель деформировалась под действием приложенного внутреннего давления, но величина максимальных перемещений составляет всего 0,019 мм, что говорит о достаточной жесткости, т.е. на соседние элементы конструкции деформация колеса не окажет существенного влияния.

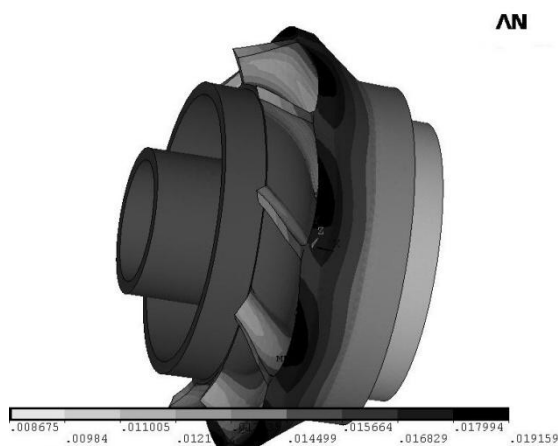


Рис.2 Распределение суммарных перемещений рабочего колеса погружного насоса

Анализируя картину распределения эквивалентных напряжений рассматриваемой модели рабочего колеса, можно определить их максимальные значения и провести прочностную оценку конструкции. На рисунке 3 хорошо видно, что в рабочем колесе в местах присоединения лопаток к ведомому диску наблюдается концентрация напряжений.

В результате конечно-элементного анализа можно сделать вывод: давление перекачиваемой жидкости не приводит к значительным деформациям нового (неизношенного) колеса, напряжения незначительны и не опасны, что подтверждается расчетами. Следовательно, основной причиной выхода из строя рабочего колеса

является его абразивный износ, приводящий к изменению геометрии конструкции, и уже как следствие – к повреждению рабочего колеса.

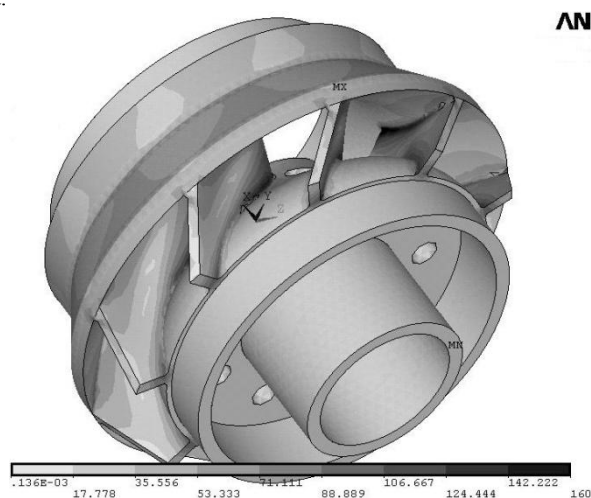


Рис.3 Распределение эквивалентных напряжений рабочего колеса погружного насоса

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. – 224с.
2. Богданов А.А. Погружные центробежные насосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
3. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Инфра-Инженерия, 2008. – 1152 с.
4. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера. - М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
5. Тику Ш. Эффективная работа: SolidWorks 2004. – СПб.: Питер, 2005. – 768 с.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ЖЕСТКОСТИ КОРПУСА СПИРОИДНОГО РЕДУКТОРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Е.М. Подгорбунских

Научный руководитель доцент К.В.Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Выбор типа привода для управления трубопроводной арматурой является непростой проблемой, имеющей в первую очередь технико-экономическое значение [2]. Поэтому ее решение должно строиться на строго обоснованной, профессиональной основе.

При выборе типа передачи, следует исходить из достижения высоких экономических и эксплуатационных показателей, таких как, надежность, долговечность и безопасность. Многолетний опыт показывает, что в силовой ступени привода применяются передачи типа червячных, среди которых наилучшим решением для условий работы трубопроводной арматуры являются спироидные передачи.

Спироидный редуктор обладает следующими достоинствами: высокая стойкость передачи к динамическим нагрузкам обеспечивает повышенный крутящий момент, необходимый для надежной работы даже в случае длительного простоя запорного или регулирующего механизма арматуры; имеют значительно большие нагрузочную способность и ресурс в сравнении с червячными; передача обеспечивает плавность работы во всем диапазоне нагрузок и возможных положений рабочего органа исполнительного механизма. Эти преимущества обеспечиваются большим коэффициентом перекрытия зацепления и более благоприятным геометрическим и кинематическим условиям контакта [3].

Основу передачи составляют спироидное зубчатое колесо с торцевым расположением зубьев и червяк. Недостаточная жесткость и прочность корпуса может вызвать перекос осей валов спироидной передачи, что приведет в свою очередь к ухудшению условий зацепления зубьев и к снижению работоспособности всего редуктора.

Напряженно-деформированное состояние таких сложных геометрических тел, как корпусные детали 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].

Цель данной работы: оценка прочности и жесткости корпуса спироидного редуктора в условиях эксплуатации.

Поскольку геометрия деталей корпуса очень сложная для препроцессора ANSYS, геометрическая модель строилась в программном пакете Компас-3D. После построения модель корпуса импортировали в программный пакет ANSYS. Вторым этапом было построение конечно-элементной сетки, описывающей правильную конструкцию геометрической модели. Конечно-элементная модель представлена на рисунке 1.

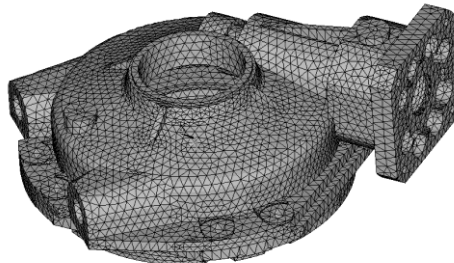


Рис.1 Конечно-элементная модель корпуса спироидного редуктора

Для начала расчетов приложены граничные условия: в месте крепления основания редуктора к станине указана жесткая заделка, позволяющая ограничивать перемещение элементов по всем осям. Нагрузки, действующие на корпус редуктора, были приложены на посадочные поверхности подшипников. На поверхность, воспринимающую осевую нагрузку от червяка, приложено 121,13МПа, на поверхности, воспринимающие радиальные нагрузки: 19,38 и 11,46 МПа, осевая нагрузка на спироидное зубчатое колесо приложена на 1/8 поверхности опоры колеса, она составила 253,91 МПа.

В результате решения задачи были получены картины распределения суммарных перемещений элементов корпуса (рисунок 2), а также эквивалентных напряжений (рисунок 3), необходимых для проведения прочностного анализа корпуса редуктора. Из картины суммарных перемещений видно, что исследуемая модель деформировалась под действием приложенных давлений, величина максимальных перемещений составляет 2,83мм, в районе посадочной поверхности радиального подшипника зубчатого колеса, что говорит о недостаточной жесткости корпуса, это однозначно приведет к снижению работоспособности всего редуктора.

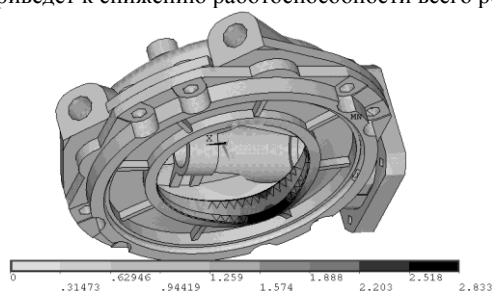


Рис.2 Распределение суммарных перемещений

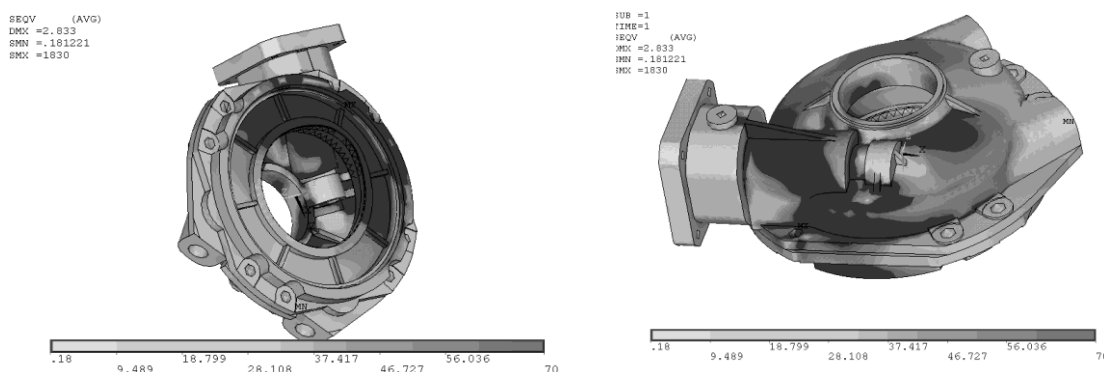


Рис.3 Распределение эквивалентных напряжений

Анализируя картину распределения эквивалентных напряжений рассматриваемой модели, видно, что максимальные значения, равные 1830МПа, значительно превышают допустимые напряжения предела текучести материала корпуса (чугуна), который равен 70МПа и предела прочности, равному 200МПа. Следовательно, можно сделать вывод, что конструкция корпуса не обладает достаточной прочностью, что также приведет к потере его работоспособности.

В результате проведенного исследования методом конечных элементов можно сделать вывод: конструкция корпуса спирального редуктора не выдерживает эксплуатационных нагрузок, что требует конструкторских доработок.

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. – 224с.
2. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Инфра-Инженерия, 2008 г. 1152 стр.
3. Гольдфарб В.И., Трубочев Е.С. Создание высокоэффективных редукторов приводов трубопроводной арматуры. Трубопроводная арматура XXI века. Материалы I-й Международной науч.техн. конф. - Курган: КГУ, 2008г. - С.68-77.

СБОРНО-РАЗБОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

К.С. Свекла, Д.А. Чернобай

Научный руководитель доцент В.Г.Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время все более острой оказывается проблема транспорта нефти из отдаленных областей ее добычи – Сибири, Крайнего Севера, и Дальнего Востока. Ареал добычи с каждым годом удаляется к северу от регионов с развитой инфраструктурой и транспортных коммуникаций, одновременно с этим требуются значительные объемы инвестиций для создания и обеспечения эксплуатации объектов транспорта в новых районах добычи. В большинстве случаев точной оценке объемов запасов вновь открываемых месторождений нефти и их промышленному освоению в труднодоступных районах препятствует отсутствие возможностей по ее транспортировке. Очевидно, именно этим можно объяснить то, что в настоящее время не используется около 30% нефтяных скважин от общего количества состоящих на балансе.

Одно из решений проблемы - применение для вывоза нефти в таких условиях автомобильного транспорта неэффективно, так как увеличивается ее себестоимость, а также становится нерентабельной добыча. Строительство же стационарных трубопроводных систем на этапе опытного освоения месторождений, как правило, связано с экономическим риском, со значительными капиталовложениями и не всегда технически и экономически целесообразно. В этих условиях для транспортировки нефти представляет большой интерес использование сборно-разборных трубопроводов (далее СРТ)[6].

Полевые магистральные сборно-разборные трубопроводы ПМТП-150 с условным диаметром 150 мм, давление 6 МПа, изготовлены по ТУ 4193-001-48522239-04 и используются для транспортировки нефти и нефтепродуктов, технической и питьевой воды, других жидкостей из районов их добычи, переработки или хранения до мест потребления и перевалки на другие виды транспорта. Полевые магистральные трубопроводы ПМТП-150 применяются при температуре от минус 60°C до плюс 80° С, что позволяет использовать их в любых природно-климатических условиях. Соединение "раструб" позволяет сократить расходы на монтаж трубопровода (не требуется сварка) а также позволяет оперативно прокладывать трубопровод через всевозможные препятствия - водоемы, овраги, скалы, в любой момент разобрать его и передислоцировать на другой участок.[5]



Рис.1 Раструб

Труба из стали 16ГС оцинкована с двух сторон, что значительно расширяет перечень рабочих сред и увеличивает срок её службы. Технические возможности магистральных сборно-разборных трубопроводов позволяют при условном диаметре 150 мм и рабочем давлении 6,3 МПа позволять перекачивать до одного миллиона тонн нефти (нефтепродуктов) в год. Кроме того, стоимость трубы значительно ниже стоимости уступающих ей по характеристикам современных аналогов.

Начиная с момента своего зарождения в Вооруженных Силах, сборно-разборные трубопроводы создавались для обеспечения горючим войск (флота) при ведении ими боевых действий. За долгий путь своего становления и развития они превратились в самые совершенные системы подобного рода не только у нас в стране, но и за рубежом. В них воплотились передовые научные идеи и технические решения. По своим техническим характеристикам особенно по возможности механизированного монтажа и объемам перекачиваемого продукта, отечественные СРТ с раструбным соединением не имеют аналогов в мире. Соединение «Раструб» рассчитано на работу при давлении до 6 МПа; его сборка и разборка без специального инструмента невозможна.

Специалисты перечисляют следующие качества металлических сборно-разборных трубопроводов, обуславливающие эффективность их применения в нефтегазовой отрасли при освоении малых и средних месторождений:

- высокие темпы сооружения линейной части при относительно небольших объемах трудозатрат;
- способность к прокладке и эксплуатации в любых природно-климатических условиях, на местности с рельефом различной сложности при минимальном объеме проектно-исследовательских и инженерных работ, вследствие чего до минимума снижается вредное воздействие строительства на окружающую среду;
- наличие высокоэффективной и низкзатратной технологии сооружения, простота подготовки обслуживающего персонала;
- автономность эксплуатации вне зависимости от наличия внешних источников энергоснабжения;
- высокая надежность и экологическая безопасность;
- модульность конструкции, обеспечивающая возможность сооружения трубопроводных линий различной протяженности, а также целых трубопроводных систем различного начертания;
- низкая себестоимость транспортной работы и другие.

Общая протяженность СРТ на территории Российской Федерации составляет свыше 1000 км. Сборно-разборные трубопроводы уже зарекомендовали себя как надежные и экономичные решения в таких компаниях как ТНК-ВР, Иркутская нефтяная компания, НК Дулисьма, Ленанефтегаз, Межрегионтрубопроводстрой, НК Северное сияние, и других. Многие из этих компаний выбрали решения на базе полевых магистральных сборно-разборных трубопроводов повышенной проходимости ПМТП-150. Также оборудование отправляется на экспорт.

Впервые в наше время сборно-разборный трубопровод начал использоваться для перекачки нефти в Республике Саха (Якутия) в 1996 г. Обладая рядом крупных месторождений нефти и не имея возможности вывезти ее из труднодоступных районов, республика вынуждена была ежегодно ввозить для энергообеспечения и теплоснабжения до 160 тыс. т дизельного топлива. В то же время местные ресурсы использовались минимально. Так, нефть, добываемую на расположенном в тайге Талаканском газонефтяном месторождении, можно было вывозить только в период с ноября по март в автоцистернах по зимнику. За сезон с этого месторождения вывозилось автотранспортом не более 9 тыс. т нефти.

Правительство Якутии приняло нетрадиционное решение – приобрести у Министерства обороны и использовать для транспортировки нефти с Талаканского месторождения до поселка Витим, на берегу реки Лены, сборно-разборный трубопровод ПМТП-150. За весь период эксплуатации нефтепровода сохранил полную герметичность, аварийных ситуаций и неисправностей трубопроводной техники и оборудования с проливками нефти не отмечено. Опыт длительного применения сборно-разборного трубопровода для перекачки нефти, полученный в крайне неблагоприятных условиях сибирской тайги, оказался востребованным. Сооруженные в последствие нефтепроводы рассчитаны на круглогодичную эксплуатацию. В настоящее время проектированием и сооружением СРТ для перекачки нефти занимаются совместно ФГУП «25 ГосНИИ Минобороны России» и ООО «НЕФТЕГАЗ ИНЖИНИРИНГ».[6]

Типичный трубопровод ПМТ из металлических труб обладает рядом существенных недостатков. В связи с малой длиной одной трубы и большим количеством соединительных муфт, транспортировка, сборка и разборка трубопровода занимает много времени и отличается высокой трудоемкостью, перекачка продукта сопровождается высокими гидравлическими потерями на трении и риском протечек. Для прокладки трубопровода ПМТ обычно требуется специально подготовленная трасса. Вышеуказанные недостатки отрицательно сказываются на эффективности, экономичности и надежности трубопроводов ПМТ из металлических труб.

Использование нового поколения трубопроводов ПМТ из гибких плоских композитных рукавов (ПМТ-Композит) позволяет избежать вышеуказанных проблем. Трубопровод ПМТ-Композит не уступает металлическим трубам по производительности и в то же время обладает перед ними рядом существенных преимуществ:

Низкие эксплуатационные затраты. Хранение, транспортировка, развертывание и свертывание требуют меньше ресурсов. Для прокладки ПМТ-Композит не требуется подготовка трассы. Низкие гидравлические потери на трении.

Развертывание и свертывание ПМТ-Композит происходит в несколько раз быстрее и с меньшими трудозатратами. Вместо стальной трубы в ПМТ-Композит используется гибкий плоский рукав, который разворачивается смоторизованных катушек. Один рукав может иметь длину до 200 м, что позволяет сократить количество соединительных муфт в 30 раз.

ПМТ-Композит во много раз легче и компактней, более удобен в использовании, хранении и транспортировке. Например, 1 км рукава размещается на компактной касете 2 x 2 м и заменяет 160 стальных труб. Композитный рукав весит во много раз меньше металлической трубы.

ПМТ-Композит надежнее и экологичнее. Меньше соединительной арматуры, эластичность и высокая стойкость композитного материала к повреждениям практически исключают аварийные разливы продукта. При свертывании предусмотрена система очистки рукава от остатков продукта.

Широкое использование сборно-разборные полевых магистральных трубопроводов (ПМТ) и их значительная роль в решении задач, связанных с перекачкой воды, нефти и нефтепродуктов, выдвигают особые требования к их надежности, производительности и другим эксплуатационным характеристикам. Многолетний опыт использования СРТ в сочетании с применением композитных материалов для изготовления трубопровода позволяют значительно улучшить эти характеристики.

Литература

1. Трубопроводный транспорт нефти. — М. : Транснефть, 2004, №9.
2. <http://www.ecraft.ru/articles/169/>
3. <http://www.milroy.biz/>
4. <http://www.ngiproject.ru/>
5. <http://www.pmtpr150.ru/>
6. <http://www.rpi-inc.com/>

МЕТОДИКИ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ В СКВАЖИНАХ**Д.Г. Ткачев, И.Ш. Ислямов, Ф.Ж. Найманбаев**

Научный руководитель доцент Е.В. Пушкарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На всех этапах разработки нефтяных и газовых месторождений важна достоверная информация о параметрах пласта, состоянии добывающих и нагнетательных скважин, которой должен располагать инженер-разработчик для адекватного анализа показателей разработки, прогнозирования добычи при различных вариантах разработки, установления оптимальной производительности скважин, назначения проведения результативных и рентабельных мероприятий, направленных на эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений.

Большую часть необходимой информации можно получить по результатам исследований скважин на нестационарных режимах (исследования методом восстановления давления, методом падения давления, исследования при закачке, методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушивание скважин), т.е. вызов и регистрацию во времени изменения давления в скважинах с последующей оценкой свойств породы, флюида и состояния скважины.

Первым шагом при планировании является выбор вида исследования, соответствующего реальной ситуации. Важными аргументами при выборе вида исследования являются тип и статус скважины: нагнетательная или добывающая, действующая или закрытая. В зависимости от того, какая нужна информация о пласте, можно выбрать исследование одиночной или нескольких скважин.

Параметрами, которые определяются в процессе исследований скважин на нестационарных режимах, являются: скин-фактор, пластовое давление, проницаемость и др.. Именно эта информация способствует анализу, уточнению и прогнозированию показателей разработки месторождения.

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена недостатком информации, неверным применением методик интерпретации или невозможностью систематизировать доступную или потенциально доступную информацию. Большая часть промысловых инженеров сталкивается с ситуациями, когда для достоверной интерпретации не хватает точной информации по давлению и отбору нефти за более ранний период или результатов предыдущих исследований для сопоставления.

Как правило, первым значительным нестационарным процессом в добывающей скважине является начальный период работы, вызывающий падение давления на вскрытой поверхности коллектора. Полезную информацию о пласте можно получить по КПД при всех режимах фильтрации — и в режиме бесконечного пласта, и в переходном, и в псевдостационарных режимах. Правильно выполненные исследования методом падения давления могут предоставить информацию о проницаемости пласта, скин-факторе и объеме продуктивного пласта, дренируемом скважиной. Технология проведения исследований скважины методом падения давления предусматривает запуск скважины с постоянным дебитом с одновременной записью забойного давления. При таком исследовании необходимо детально знать конструкцию скважины, чтобы можно было оценить эффект и продолжительность влияния объема ствола скважины.

Для исследования методом восстановления давления необходимо закрывать работающую скважину. Согласно наиболее распространенным и более простым методикам интерпретации также требуется, чтобы перед закрытием скважина работала с постоянным дебитом либо с самого начала ее ввода в эксплуатацию, либо достаточно долго для установления стационарного распределения давления в пласте. Давление измеряют сразу после закрытия скважины и записывают как функцию от времени. Полученную кривую восстановления давления (КВД) интерпретируют с целью определения параметров пласта и состояния призабойной зоны скважины.

Как и при любом исследовании на нестационарных режимах для интерпретации КВД необходимо знать конструкцию забоя, конструкцию фонтанной арматуры и конструкцию скважины. Прежде чем приступить к обработке результатов исследования, рекомендуется выяснить диаметры эксплуатационной колонны и колонны НКТ, глубину скважины, места установки пакеров и т. д. Замеры давления при небольших временах обычно нужны для выявления эффекта влияния объема ствола скважины, что, как правило, потребует снимать данные через каждые 15 секунд в течение нескольких первых минут. По мере увеличения времени исследования интервал замеров можно увеличить. Если процесс стабилизации дебита не наблюдается или невозможен, то интерпретация результатов исследований по обычным методикам может дать ошибочную информацию о свойствах пласта. Следовательно, важно определить степень и достоверность процесса стабилизации дебита. Один из способов заключается в сравнении длительности работы скважины перед закрытием и времени, необходимого для стабилизации дебита. Если дебит скважины изменяется значительно перед закрытием, то КВД все еще можно анализировать, но методами для скважин с переменным дебитом или модификацией этих методов. Для завершения

интерпретации надлежащим образом в большинстве случаев потребуется найти объяснение необычного вида КВД. В некоторых случаях аномальная КВД может исключить возможность корректной интерпретации. Помимо объема ствола скважины значительное влияние на вид КВД и ее интерпретацию могут иметь и трещины гидроразрыва (особенно в низкопроницаемых пластах). Затруднить процесс интерпретации могут и другие практические сложности: плохое состояние забойного измерителя давления, негерметичность лубрикатора или клапанных узлов (в скважинах, оборудованных ШГН или УЭЦН), проблемы, связанные с необходимостью извлечения насоса перед установки забойного измерителя и т. д. Кроме того, скважины с высоким газовым фактором могут показывать изгиб на кривой восстановления давления (сегрегация фаз). В таких случаях забойное давление увеличивается до максимума, затем уменьшается и в конце снова увеличивается обычным образом. В некоторых ситуациях разделение водной и нефтяной фаз в стволе скважины может также привести к этому эффекту.

Для более качественной интерпретации результатов и объяснения аномального поведения исследования желательно располагать и другими данными: данные о конструкции скважины (размер и глубина спуска обсадной эксплуатационной колонны и колонны НКТ, места установки всех пакеров и информация о разделяемых ими колоннах), способ вскрытия продуктивного интервала (как скважина вскрыла продуктивный пласт: открытым стволом или обсаженным, перфорацией, установлен хвостовик или гравийный фильтр, тип технологической жидкости, используемой при перфорации и т. д.), обработка пласта (мероприятия по интенсификации притока на данной скважине: торпедирование, соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и т. д.), сведения о схеме разработки (геометрические размеры элемента схемы разработки и местоположение других скважин, карта разработки, сведения о дебитах других скважин), устьевые давления (периодический замер трубного и затрубного устьевых давлений), наземная обвязка устья скважины. Подробное фиксирование всех событий, происходящих во время исследования, часто служит единственным способом, позволяющим обнаружить необычное поведение исследования. Поэтому инженер должен регистрировать время различных событий.

В исследованиях методами гидропрослушивания, включающих как исследование скважин на интерференцию, так и импульсные методы исследования, участвует не менее двух скважин: одна возмущающая (добывающая или нагнетательная) и одна наблюдательная скважина. При исследовании скважин на интерференцию длительным по времени изменением дебитом одной скважины вызывают изменение давления в наблюдательной скважине, которое затем анализируют с целью нахождения параметров пласта. Исследование скважин импульсным методом дает равнозначные результаты, но путем создания серии кратковременных и небольших по значению изменений дебита (импульсов), что приводит к соответственно меньшим изменениям в замеряемых давлениях. Однако методика интерпретации результатов таких исследований становится сложнее. Исследования скважин методами гидропрослушивания имеют преимущество в том, что охватывается большая часть пласта, чем при исследовании одиночной скважины.

Точное измерение дебита (или темпа закачки) также важно для успешной интерпретации нестационарного исследования, как и точное измерение давления, поскольку дебит присутствует во всех расчетных уравнениях. Дебит жидкости измеряется либо путем определения времени, необходимого для заполнения эталонной емкости, либо расходомером некоторого типа. Дебит газа обычно измеряют с помощью либо орифейса, либо пружера. Орифейсами также можно измерять и большие дебиты жидкости.

Для достижения наилучших результатов необходимо измерять давление около поверхности коллектора. Если это невыполнимо, то приемлемые данные обычно можно получить пересчетом устьевых давлений или замеров уровня жидкости в колонне на значения давлений на забое. Существуют три основных типа манометров: автономные приборы, спускаемые на проволоке, постоянно-действующие и извлекаемые дистанционные измерители. В нефтяной промышленности наибольшее распространение получили автономные приборы, спускаемые в скважину на проволоке. Наибольшее распространение сегодня получили цифровые автономные манометры на тензодатчиках или кварцевых датчиках. Геликсные манометры сейчас используются только в специальных условиях, например, при высоких температурах. Распространенным автономным прибором, спускаемым на проволоке, является Амерада РПГ-3. Постоянно-действующие дистанционные приборы, как правило, устанавливают на колонне НКТ. Они особенно полезны для проведения нестационарных исследований в насосных скважинах. Оборудование состоит из устройства для измерения забойного давления и средства передачи показаний на поверхность для последующей записи в режиме реального времени. Постоянно-действующие дистанционные приборы можно использовать для получения как непрерывных, так и выборочных замеров. Одним из известных постоянно-действующих дистанционных приборов является Лайнс Прешер Сэнтри. Чувствительным элементом является трубка Бурдона (геликс) со схожим принципом действия, что и в приборах типа Амерада. В результате замер поступает на поверхности в виде последовательности, нанесенной на бумаге. Для расшифровки двоичного кода в угол поворота кодового диска используют прилагаемые к прибору таблицы. Потом найденное число переводят в давление. Также применяются приборы Мейхэк и Пермагейдж. К извлекаемым дистанционным приборам относится прибор с кварцевым кристаллом в качестве чувствительного элемента, реагирующего на изменение давления. Выпускается компанией Хьюлет – Паккард Корп. Кварцевый кристалл изменяет частоту колебаний по мере изменения воздействующего давления. Эта частота колебания сравнивается с частотой эталонного кристалла, и затем частотный сигнал передается на устьевое регистрирующее устройство. Выходной сигнал переводится в давление при соответствующей температуре с помощью градуировочных уравнений, приложенных производителем.

В отличие от лабораторных гидродинамические методы исследования, в особенности методы кривых восстановления давления, позволяют приближенно оценивать параметры пласта не в одной его точке, а на сравнительно большой площади. Успешное их внедрение во многом зависит от качества применяемых приборов и техники проводимых измерений и влияет на эффективность разработки нефтяных и газовых месторождений.

Литература

1. Роберт Эрлагер. Гидродинамические исследования скважин – АНО «Институт компьютерных исследований» 426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1., 2007. - 468 с.
2. М.И. Кременский., А.И. Ипатов. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин – МАКС Пресс, 2008. – 476 г.

КОРРОЗИОННОЕ РАСТРЕСКИВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ВОДОРОДА**Л.Х. Тюлькин, П.И. Попов**

Научный руководитель ассистент А.С. Пашкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из наиболее важных проблем является коррозионное разрушение магистрального транспорта нефти и газа, наносящее значительный экономический и экологический ущерб. В данной проблеме важная роль отводится вопросам, связанным с безопасной эксплуатацией нефтегазопроводов.

Производственный опыт показывает, что в результате контакта оборудования с водородосодержащими средами может происходить внедрение водорода в металл. Опасность наводороживания связана с резким снижением прочности и хрупкими разрушениями ответственного оборудования, содержащего ядовитые, огнеопасные и взрывчатые вещества при высоких температурах и давлениях. Наводороживание протекает с одним из двух качественно различных механизмов:

1. В результате электрохимических (в основном низкотемпературных) процессов (коррозия, травление, катодная обработка) с участием ионов водорода, которые восстанавливаются и поглощаются сталью.

2. Из водородсодержащей газовой среды при повышенных температурах и давлениях в результате термической диссоциации молекул водорода с образованием атомарного водорода, который абсорбируется сталью и вступает во взаимодействие с карбидами.

Объяснения причин водородного разрушения и рекомендации по защите химического и нефтяного оборудования строятся на основе закономерностей низкотемпературного и высокотемпературного наводороживания.

Причиной низкотемпературного наводороживания является катодная поляризация поверхности стального оборудования в электролитических средах. Такая поляризация на практике может иметь место в результате двух принципиально отличающихся процессов:

1) саморастворения (коррозии, химического травления);

2) электрохимической обработки с наложением тока (нанесение гальванических покрытий, катодное обезжиривание и травление, электрозащита).

Достаточно распространенным видом коррозии является высокотемпературная водородная коррозия сталей. Воздействие водорода на стальные конструкции может приводить к обезуглероживанию материалов, из которых они изготовлены, что проявляется в существенном снижении их жесткости, мгновенной и длительной прочности и пластичности. Этот процесс идет тем интенсивнее, чем выше температура, давление водорода и уровень действующих напряжений. Подобная деградация механических свойств материалов вследствие водородной коррозии существенно ослабляет конструкцию и может привести к возникновению в зонах концентрации напряжений пластических деформаций и развитию деформаций ползучести и в конечном итоге к нарушению несущей способности конструкции в целом. Поэтому, для достоверной оценки работоспособности конструкций, находящихся в условиях термосилового нагружения и воздействия водородосодержащей среды необходимо иметь возможность численного моделирования изменения их напряженно-деформированного состояния с одновременным учетом всех действующих факторов.

В воде, не содержащей кислорода, коррозия протекает следующим образом: ион-атомы железа переходят в раствор, в результате чего на аноде происходит потеря металла, а его поверхность приобретает отрицательный заряд: $Fe, Fe^{2+} + 2e$. Электроды от анода движутся к катоду. В воде носителями тока являются водородные ионы H^+ и гидроксидные ионы OH^- , появляющиеся в результате диссоциации воды. Ионы железа, которые перешли в раствор, соединяются с гидроксидными анионами, образуя плохо растворимый гидрат закиси железа. Водородные катионы соединяются с электронами, и на катоде выделяется атомарный водород $H^+ + e = H$. Он образует на поверхности металла защитный слой, уменьшающий скорость коррозии стали (так называемая водородная деполаризация). В некоторых случаях атомарный водород соединяется в молекулы газа $H + H = H_2$. Пузырьки водорода растут и отрываются от электрода, как только достигнут такой величины, чтобы преодолеть поверхностное натяжение. В этом случае эффект защитного слоя исчезает. Если сталь соприкасается с раствором $pH > 7$, водород выделяется в атомарном виде, а, следовательно, создаются условия, способствующие образованию защитного слоя. Из растворов же с $pH < 7$ водород выделяется в виде газа. Интенсивность процесса коррозии в воде, не содержащей кислорода, зависит, таким образом от величины pH .

Одним из основных требований, предъявляемых к материалам оборудования и трубопроводов, контактирующих со средами, содержащими водород, является стойкость к водородному растрескиванию (ВКР). Процесс ВКР относится к процессам, идущим по электрохимическому механизму, необходимым условием протекания которого является наличие в металле растягивающих напряжений при одновременном воз-

действию на металл коррозионной среды. Упрощённая схема процесса ВКР с учётом всех стадий сложного механизма ВКР представлена на рисунке 1.



Рис.1 Схема процесса ВКР

Методами защиты от ВКР являются:

- предотвращение попадания в транспортируемую жидкость кислорода из атмосферы и других источников;
- снижение коррозионной агрессивности среды с удалением из неё компонентов, вызывающих коррозию;
- создание противокоррозионных условий для надежной эксплуатации действующего оборудования (изменение конструкций, снижение механических нагрузок).
- специальные методы, применяемые совместно с другими технологическими мероприятиями: ингибиторы коррозии, бактерициды, защитные покрытия, неметаллические материалы, коррозионностойкие сплавы, а также электрохимическая защита (протекторная защита)

Наиболее эффективным методом защиты трубопроводов от ВКР является защита покрытиями. Защита покрытиями - один из наиболее распространенных и эффективных методов качества и долговечности металлических конструкций в агрессивных условиях. Покрытия могут существенно увеличить сопротивление поверхности металла и сплав износу, окислению при высоких температурах и т.д. Иногда можно весьма успешно заменить дорогие дефицитные сплавы более простыми и дешевыми с защитными покрытиями. И сегодня покрытия остаются наиболее широко используемым методом противокоррозионной защиты, на их долю приходится свыше 80 % противокоррозионных мероприятий. Основная роль покрытия как средства защиты от коррозии сводится к изоляции поверхности металла от внешней среды, т.е. созданию физического барьера для работы микропар.

Защитные покрытия классифицируют на металлические и неметаллические. К металлическим относят покрытия из чистых металлов и их сплавов (цинк, алюминий, хром, никель, кадмий, титан, легированные стали) Неметаллические покрытия в свою очередь подразделяют на неорганические и органические.

Значительную часть изделий из низкоуглеродистых сталей покрывают цинком. Цинк аноден по отношению к железу, и когда водород проникает до основного металла, цинк разрушается, обеспечивая защитное действие. Схема коррозии металла при нарушении анодного покрытия представлена на рисунке 2.

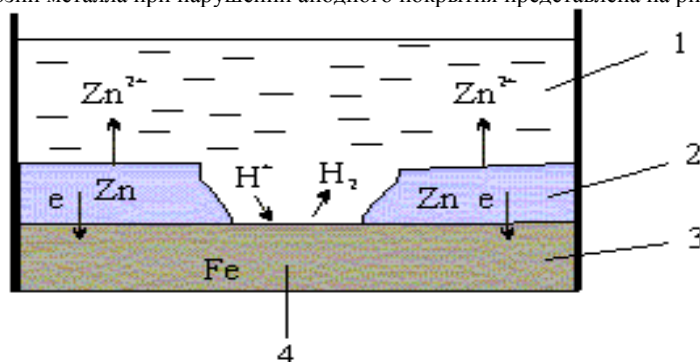


Рис.2 Схема коррозии металла при нарушении анодного покрытия: 1 - раствор; 2- покрытие; 3 - основной металл; 4 - пора

Цинковые покрытия широко употребляются для защиты стали в водных средах. Именно металлическое покрытие является эффективным от ВКР, экономически выгодным и экологически безопасным.

Литература

1. Арчаков Ю.И. Водородная коррозия стали. М.: Металлургия, 1985. 192с.
2. Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность: справ. изд. / Под ред. Ю.И. Арчакова, А.М. Сухотина. Л.: Химия, 1990. 400с.
3. Шуланбаева Л.Т., Гумеров А.Г., Климов П.В., Сунагатов М.Ф. Решение проблемы защиты магистральных газопроводов от стресс-коррозии // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. 2009. Вып. 4 (78). С. 67-73.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Т.А. Убайдулаев, Т.А. Разумова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общая протяженность находящихся в эксплуатации стальных нефтегазопроводов, включая промысловые, магистральные, газораспределительные, на территории России приближается к одному миллиону километров (980 тысяч км)[1]. Отдельные нефтепроводы часто объединяются в крупные системы. Наиболее протяженная из них – «Дружба», построенная в 1960-е годы для доставки нефти из Восточной Сибири в Восточную Европу (5500 км). Длина нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) составит 4 770 километров. Проект был разработан и реализован корпорацией «Транснефть». Нефть крупнейших российских компаний, таких как «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ГНК-ВР» и «Газпром нефть», будет доставляться к потребителям в Азиатско-Тихоокеанском регионе, где экономика развивается наиболее динамично и постоянно растут потребности в энергоресурсах. По масштабам и значению для развития экономики страны ВСТО сопоставим с Байкало-Амурской железнодорожной магистралью.

Изоляционные работы являются ответственной частью общего комплекса трубопровода, и срок службы зависит от качества изолирующего покрытия и его стойкости к разрушению.

Можно выделить две основные причины, от которых зависит качество изоляции: от качества изоляционных материалов и технологии их нанесения, а так же выполнения технологических операций во время укладки трубопроводов.

К первой причине относится: применение некачественных либо несоответствующих изоляционных материалов; изменение показателей качества изоляционных материалов происходит в результате неправильной транспортировки, хранения или приготовления.

Ко второй причине относится[2]:

Некачественное нанесение грунтовки на трубопровод. При длительном или неудовлетворительном хранении грунтовки происходит ее загустевание, в связи с чем грунтовка наносится на трубопровод неравномерно, с подтеками. При нанесении грунтовки на влажную поверхность трубы образуются пузыри, которые снижают прилипаемость грунтовки и покрытия в металлу. В случае нанесения грунтовки в ветреную погоду в грунтовочном слое могут образоваться воздушные пузырьки.

Дефекты, возникающие при нанесении полимерных изоляционных лент.

Дефекты, возникающие при изоляционно-укладочных работах и засыпке трубопровода.

Механические воздействия грунта при эксплуатации, приводящие к сдвигающим или растягивающим напряжениям изоляционного покрытия, при этом происходит «растрескивание» складок, царапин и т.д.

Физико-химическое воздействие грунта, влияние поверхностно-активных компонентов грунтово-коллоидной среды, в т.ч. . приводящее к выпотеванию и вымыванию пластификаторов из изоляционных покрытий.

Неправильная эксплуатация трубопровода (резкий перепад температур перекачиваемого продукта, перекачка продукта с температурой выше проектной и т.д.).

Низкое качество осуществляемых мер электрохимической защиты (перепад значений потенциала «труба-земля» выше или ниже допустимого и т.д.).

Несоблюдение режимов нанесения изоляционных покрытий в зимних условиях – нарушение режимов подогрева трубопровода грунтовки, изоляционных покрытий, нарушение режимов хранения.

Смерзание изоляционного покрытия трубопровода с водонасыщенным грунтом.

В настоящее время при новом строительстве магистральных нефтепроводов, а также при проведении работ по переизоляции действующих трубопроводов для их противокоррозионной защиты применяются различные изоляционные материалы и конструкции защитных покрытий, начиная от битумно-мастичных трассового нанесения и заканчивая многослойными полимерными покрытиями заводского нанесения. Но при всем имеющемся многообразии защитных покрытий практически невозможно сделать выбор в пользу только одного универсального покрытия, которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям и обеспечивало эффективную защиту трубопроводов от коррозии при различных условиях строительства и эксплуатации [3].

На сегодняшний день при строительстве магистральных нефтепроводов практически не применяются полимерные ленточные и битумно-мастичные покрытия трассового нанесения. Новое строительство магистральных трубопроводов осуществляется с применением труб, фасонных соединительных деталей и задвижек трубопроводов, имеющих заводские покрытия на основе современных полимерных материалов. Необходимо отметить, что в последние 7-8 лет общий уровень противокоррозионной защиты трубопроводов значительно повысился за счет внедрения новых технологий, качественных изоляционных материалов, широкого использования при строительстве трубопроводов труб и фасонных деталей с заводскими покрытиями. Можно также утверждать, что современные защитные покрытия при условии выполнения требований по строительству и укладке трубопроводов способны обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу на весь период эксплуатации (40-50 лет и больше).

Наружные покрытия, используемые для противокоррозионной защиты трубопроводов, должны отвечать определенным техническим требованиям. В Российской Федерации применение наружных покрытий для противокоррозионной защиты магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводы, нефтепроводы, продуктопроводы и отводы от них) регламентируется российским стандартом ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Действие данного стандарта распространяется на трубопроводы подземной, подводной, наземной и надземной прокладки, транспортирующие нефть, газ, нефтепродукты; на трубопроводы компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также нефтебаз, головных сооружений нефте- и газопромыслов (включая резервуары и обсадные колонны скважин), подземных хранилищ газа, установок комплексной подготовки газа и нефти. Но через несколько лет выявились и очевидные недостатки национального стандарта. В итоге отраслевые нормы взяли вверх над национальными стандартами т.к. отраслевые нормы были разработаны с учетом реальных условий строительства и эксплуатации трубопроводов, а также они конкретизируют требования, дополняют и ужесточают условия [4].

В качестве заводских покрытий труб при строительстве магистральных газонефтепроводов чаще всего применяются эпоксидные, полипропиленовые и полиэтиленовые защитные покрытия. Покрытия труб на основе порошковых эпоксидных красок, обладают высокой адгезией к стали, стойкостью к катодному отслаиванию, повышенной (до 80-100°C) теплостойкостью. В то же время им присуща низкая ударная прочность эпоксидных покрытий, особенно при минусовых температурах, в значительной степени ограничивает область их применения. Именно по этой причине заводская изоляция труб порошковыми эпоксидными покрытиями, которая впервые была внедрена на Волжском трубном заводе более 20 лет тому назад, так и не нашла достаточно широкого применения в нашей стране. Эпоксидные покрытия не выдержали конкуренцию с заводскими полиэтиленовыми покрытиями труб [4].

К одним из наиболее перспективных наружных покрытий трубопроводов относятся заводские полипропиленовые покрытия. По сравнению с заводскими полиэтиленовыми покрытиями труб полипропиленовые характеризуются более высокой (до 110-140°C) теплостойкостью, повышенной стойкостью к удару, продавливанию, срезу и истиранию. Они предназначены, прежде всего, для строительства подводных переходов, прокладки трубопроводов в скальных грунтах, бестраншейной прокладки трубопроводов. Рекомендуется применять заводские полипропиленовые покрытия при строительстве трубопроводов методом проколов под дорогами, при прокладке участков трубопроводов методом наклонно направленного бурения. Из-за крайне низкого влагопоглощения и повышенной механической прочности полипропиленовые покрытия широко применяются за рубежом при строительстве морских, шельфовых трубопроводов. В нашей стране данный тип покрытия применялся при прокладке по дну Черного моря магистрального газопровода «Голубой поток». Достаточно большое количество труб с заводским полипропиленовым покрытием было использовано компанией ЛУКОЙЛ при строительстве подводных переходов, а также для обустройства нефтепромыслов в Балтийском море [1].

Следует отметить, что при всех преимуществах заводских полипропиленовых покрытий труб они обладают одним, но достаточно серьезным недостатком — низкой морозостойкостью. Это ограничивает возможность их использования в зимнее время, при температурах хранения изолированных труб ниже -20°C и при температурах строительства трубопроводов ниже -10°C. Применительно к строительству магистральных нефтепроводов заводские полипропиленовые покрытия труб должны отвечать техническим требованиям ОАО «АК «Транснефть» ОТГ-04.00-27.22.00-КТН-003-1-03 и разработанным на их основе техническим условиям на трубы с покрытием. Наибольшую популярность при строительстве отечественных магистральных трубопроводов получили в последние годы заводские двухслойные и трехслойные полиэтиленовые покрытия труб. Двухслойное полиэтиленовое покрытие на основе термоплавого полимерного подслоя толщиной 300-500 мкм и наружного полиэтиленового слоя общей толщиной не менее 2,5-3,0 мм впервые стало применяться в нашей стране для строительства трубопроводов, начиная с 1981 г. (Альметьевский, Харцызский трубные заводы). За рубежом заводские полиэтиленовые покрытия труб применяются более 40 лет. Накопленный за эти годы опыт практического применения подтвердил высокую эффективность заводского полиэтиленового покрытия и его способность обеспечивать надежную защиту трубопроводов от коррозии на протяжении многих лет их эксплуатации.

В настоящее время трубы с двухслойным полиэтиленовым покрытием применяются повсеместно при строительстве магистральных и промысловых трубопроводов, прокладке межпоселковых газопроводов, водопроводов, трубопроводов коммунального назначения. Процесс заводской двухслойной изоляции труб освоен многими отечественными предприятиями и постепенно вытеснил битумную и полимерную ленточную изоляцию труб. Еще более эффективным защитным покрытием является трехслойное полиэтиленовое покрытие труб. Введение в конструкцию защитного покрытия дополнительного слоя — эпоксидного праймера толщиной 100-200 мкм позволило в значительной мере повысить адгезионные характеристики покрытия, его стойкость к воздействию воды, к катодному отслаиванию. Трехслойное полиэтиленовое покрытие, полученное на основе современ-

ных качественных изоляционных материалов, характеризуется повышенной (до 80°C) теплостойкостью. Под трехслойными покрытиями не было зафиксировано случаев стресс-коррозии трубопроводов. Требования к заводским полиэтиленовым покрытиям труб, предназначенным для строительства магистральных нефтепроводов, определяются общими техническими требованиями ОАО «АК «Транснефть» ОТТ-04.00-27.22.00-КТН-005-1-03. В соответствии с этими требованиями двухслойные полиэтиленовые, покрытия могут применяться в качестве наружных защитных покрытий трубопроводов диаметром не более 820 мм. При этом данный тип покрытия соответствует защитному покрытию усиленного типа нормального исполнения, а температура его применения не должна быть выше +60°C.

Заводские трехслойные полиэтиленовые покрытия труб относятся к покрытиям усиленного типа нормального или специального исполнения и могут применяться без ограничений по диаметрам труб.

Высокий уровень противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов во многом определяется уровнем технических требований, предъявляемых к покрытиям трубопроводов, и обеспечивается широким применением труб с заводским трехслойным полиэтиленовым покрытием. Если будет поддерживаться высокий уровень состояния магистральных трубопроводов, то для экономики страны это будет огромным плюсом, т.к. роль этих трубопроводов в экономике страны трудно переоценить. В последние годы наблюдается положительная суммарная динамика добычи нефти и газа, в связи с этим заметно возрос интерес к техническому состоянию и безопасности трубопроводных систем. Прогноз добычи нефти и газа в мире на 2020г. составляет 5,225 млрд. тонн, а газа 3035 млрд.м³. [1] Поддержание в работоспособном и безопасном состоянии трубопроводов представляет собой сложную техническую и экономическую задачу, которая решается в зависимости от особенностей и условий эксплуатации.

Литература

1. Нефть и газ. Мировая история/ Мазур И., Любов А. – М.: Земля и человек, 2004. – 896 с.
2. Низьев С.Г. «Особенности и перспективы противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов» / «Трубопроводный транспорт. Теория и практика», №4 декабрь 2007
3. <http://www.chtpz.ru/>
4. <http://www.trubotvod.ru/>

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОБКОВОЙ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.В. Федин, А.С. Пашкова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с увеличением обводненности добываемой нефти и широким использованием методов интенсификации произошло усиление коррозионной агрессивности перекачиваемой по нефтепромысловым трубопроводам продукции, что привело к значительному росту аварийности в трубопроводных сетях [1]. Так по данным И.И. Мазура и О.М. Иванцова [2] удельный вес отказов на промысловых трубопроводах (ПТ) по причине коррозии составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на стальных ПТ. Проведенные исследования В.А. Тимонина показали, что 42 % новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают 5 лет эксплуатации, а 17 % эксплуатируются до начала порывов менее 2 лет [3]. По данным, приведенными Э.З. Ягубовым, более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные газожидкостные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [4].

В работе [5] был рассмотрен способ решения проблемы борьбы с коррозионными повреждениями ПТ с помощью применения технологии внутритрубой очистки и ингибирования. Процесс пробковой подачи ингибитора осуществляется следующим образом: одновременно с очистным устройством, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система подается в трубопровод. При этом, за счет поперечных пазов заднего поршня, ингибитор уходит из пробки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы (рис. 1). Такая схема технологии пробковой подачи ингибитора применяется в нефтегазодобывающей компании в провинции Альберта, Канада [6].

Однако данный метод не лишен недостатков. К основному недостатку данного метода можно отнести возможность растекания ингибитора в результате воздействия потока нефти на мембрану (манжету) поршня. Очистной поршень не обеспечивает достаточной герметичности.

Известна другая разновидность технологии пробковой подачи ингибитора (рис. 2), когда вместо обычных очистных поршней используются гелевые разделительные поршни (ГРП).

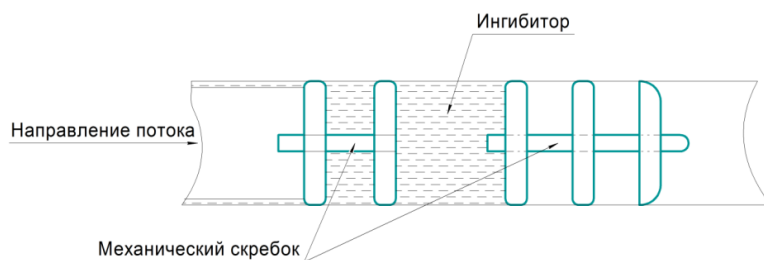


Рис. 1 Принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора

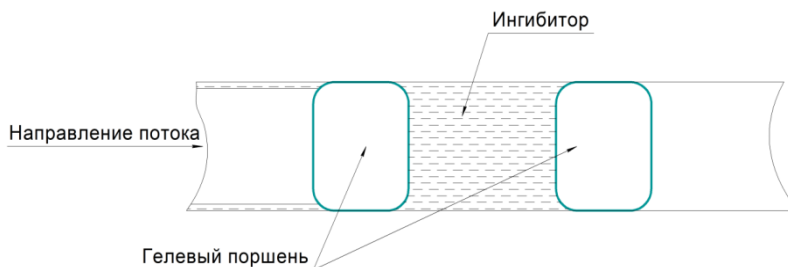


Рис. 2 Принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора

Использование ГРП при проведении технологии пробковой подачи ингибитора достаточно эффективно. ГРП обеспечивает хорошую герметичность и равномерное распределение ингибитора на стенках трубопровода. Однако хотелось бы отметить, что очистная способность ГРП достаточно низкая, в плане очистки не может соперничать со стандартными очистными поршнями. Поэтому при обильном накоплении механических примесей и парафинов на стенках трубопровода применение ГРП в составе технологии пробковой подачи ингибитора нецелесообразно. Также к недостаткам гелевых очистных систем относятся сложность контроля прохождения по трассе и слабо изученный процесс разложения гелей при длительном нахождении в трубопроводе.

Исследованиями, проведенными на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа Национального исследовательского Томского политехнического университета, установлено, что наиболее оптимальной является конструкция пробковой подачи ингибитора, которая представлена на рис. 3.

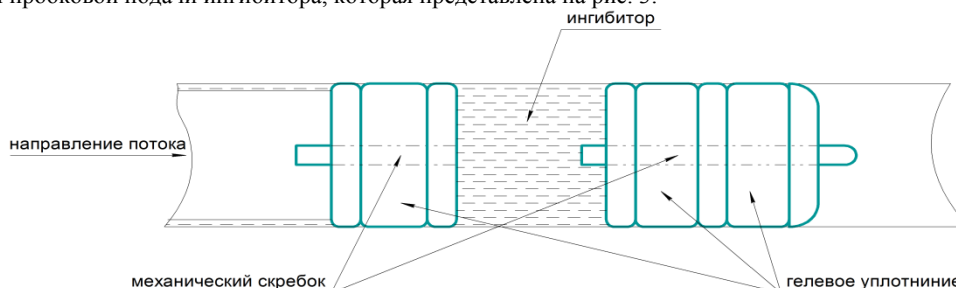


Рис. 3 Принципиальная схема пробковой технологии подачи ингибитора (предложенная конструкция)

Разработанная конструкция способствует максимальному выносу воды, конденсата, механических частиц, асфальтосмолопарафиновых отложений за счет механических скребков. Кроме того гелевые уплотнения обеспечивают герметичность конструкции, равномерное распределение ингибитора на стенках трубопровода.

В качестве механического скребка наиболее подходящими для разработанной конструкции, по мнению авторов, будут следующие очистные устройства:

- ОУ-ПП (Очистные устройства повышенной проходимости);
- ОУ-КМ (Очистные устройства с резиновыми конусными манжетами);
- ОУ-П (Очистные устройства с полиуретановыми манжетами);
- ОУ-ПС (Очистные устройства полиуретановыми ступенчатыми манжетами).

Предлагаемые очистные устройства отличаются простотой и надёжностью конструкции, высокой прочностью и способностью проходить сужения до 45% от d_n и 90-градусные отводы с радиусом поворота до 1,5 d_n (d_n – номинальный диаметр трубы), а также идеально подойдут для применения в комплексе с гелевыми уплотнительными манжетами.

Для расчета объема пробки ингибитора существует следующая формула:

$$\text{---}, \quad (1)$$

где D - внутренний диаметр трубопровода, м;

L - протяженность защищаемого участка трубопровода, м;

m - удельный расход ингибитора коррозии, г/м², (данные предоставляются организацией-поставщиком ингибитора);

ρ - плотность ингибитора, г/см³.

Следует заметить, что плотность ингибитора меняется в зависимости от времени года (летний, зимний период времени). Поэтому нами предлагается ввести в формулу расчета объема ингибитора коэффициент условия работы $k = 1,1$ (коэффициент условия работы – коэффициент, учитывающий наиболее вероятные особенности действительной работы), который будет учитывать изменение объема в зависимости от плотности ингибитора при различных температурных условиях. Кроме того, коэффициент будет учитывать возможные разливы ингибитора, которые могут возникнуть в результате запуска пробки ингибитора. Преобразовав формулу получаем:

$$\text{-----}, \quad (2)$$

где D - внутренний диаметр трубопровода, м;

L - протяженность защищаемого участка трубопровода, м;

m - удельный расход ингибитора коррозии, г/м²;

ρ - плотность ингибитора, г/см³;

k – коэффициент условия работы.

В результате уточнения формулы вычисления объема ингибитора, будут учтены непредвиденные разливы реагента, а так же изменение объема ингибитора из-за сезонных (температурных) перепадов.

Литература

1. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 1. – С. 48–52.
2. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
3. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор–Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54–57.
4. Ягубов Э.З. Композиционно-волоконная труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55–57.
5. Федин Д.В., Повышение эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов путем комплексного применения внутритрубной очистки и ингибирования // XIV международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – 2010 г. С. – 209-211.
6. Мокеров С.К., Родомакин А.Н. Отчет о визите группы специалистов ОАО «НК «Роснефть» в Канаду для изучения опыта эксплуатации трубопроводов в северных климатических условиях. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2007. – 342 с.

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

В.И. Хижняков, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Опыт эксплуатации и результаты внутритрубной диагностики свидетельствуют о том, что в зависимости от свойств транспортируемых по трубопроводам продуктов, состояния изоляционного покрытия и эффективности электрохимической защиты, а также от напряженно-деформированного состояния участков магистральных трубопроводов более 94% коррозионных и стресс-коррозионных дефектов обнаруживаются на внешней катодно-защищаемой поверхности (КЗП), из них 31,7% – коррозионные язвы (рис. 1-а) и 68,3% – стресс-коррозионные трещины (рис. 1-б).



а) Коррозионные язвы



б) Стресс-коррозионные трещины

Рис. Коррозионные дефекты на стенке трубопровода после 32-х лет эксплуатации

Коррозионные дефекты на внешней КЗП трубопроводов образуются когда плотность тока катодной защиты $j_{к.з.}$ не достигает плотности предельного тока по кислороду j_{O_2} ($j_{к.з.} < j_{O_2}$), или когда $j_{к.з.} = 0$. Стресс-коррозионные трещины на наружной КЗП образуются по воздействию катодного водорода, когда $j_{к.з.} > j_{O_2}$ (см. табл.).

Таблица

Зависимость остаточной скорости коррозии ($K_{ост}$) и объема выделившегося водорода (V_{H_2}) от соотношения между плотностью тока катодной защиты и плотностью предельного тока по кислороду: $j_{к.з.} / j_{O_2}$

$j_{к.з.} / j_{O_2}$	$K_{ост.}, мм / год$	$V_{H_2}, мл / см^2$
0	$0,032 \pm 0,005$	0
0,3	$0,03 \pm 0,004$	0
0,5	$0,022 \pm 0,005$	0
0,7	$0,017 \pm 0,003$	0
1,0	$0,013 \pm 0,003$	0
3,0	$0,01 \pm 0,003$	$1 \pm 0,5$
5,0	$0,007 \pm 0,002$	7 ± 1
7,0	$0,008 \pm 0,003$	9 ± 1
10,0	$0,006 \pm 0,003$	16 ± 2
20,0	$0,008 \pm 0,002$	33 ± 3
50,0	$0,007 \pm 0,003$	49 ± 5
100,0	$0,006 \pm 0,003$	58 ± 7

Представленная в таблице совокупность экспериментальных результатов свидетельствует о том, что когда $j_{к.з.} = 0$ скорость коррозии образцов из трубной стали 17ГС в 0,5%-ном NaCl достигает $0,032 \pm 0,005$ мм/год. При $j_{к.з.} = j_{O_2}$, коррозионный процесс подавляется до значений не превышающих $0,013 \pm 0,003$ мм/год при практически полном отсутствии выделения на КЗП катодного водорода. Заметное выделение водорода на КЗП начинается когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 5...7 раз: $j_{к.з.} / j_{O_2} = 5..7$. Ток катодной защиты является сильнейшим восстановителем, и процесс диссоциативного захвата

электронов молекулами воды на внешней КЗП аналогичен действию водорода, диссоциированного при давлении в тысячи атмосфер. В условиях постоянной во времени катодной перезащиты, когда $j_{к.з.} / j_{O_2} = 10..100$, твердофазная диффузия подповерхностных адатомов водорода $H_{адс}$ приводит к адсорбционному понижению прочности сталей вблизи катоднозащищаемой поверхности (эффект Ребиндера). Трубная сталь вблизи КЗП, на глубине $\approx 0,15..0,3$ мм под воздействием катодного водорода охрупчивается. Очаги стресс-коррозионного предразрушения практически повсеместно находятся вблизи КЗП, на глубине $\approx 0,15..0,3$ мм, там, где обнаруживается максимальная концентрация водорода. При одновременном воздействии катодной перезащиты и пульсирующего давления в трубопроводе на КЗП появляется сетка стресс-коррозионных трещин без видимых следов коррозии (рис. 1-б).

Рассмотренные факты указывают на необходимость при выборе потенциалов катодной защиты напряженно-деформированных подземных трубопроводов дополнительно определять величину безразмерного критерия $j_{к.з.} / j_{O_2}$. Дополнительные электрохимические измерения позволят исключить или свести к минимуму образование коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.} < j_{O_2}$, и предотвратить образование стресс-коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.} > 10j_{O_2}$. При $3 < j_{к.з.} / j_{O_2} < 7$ коррозионный процесс подавляется до значений $0,005..0,007$ мм/год при практическом отсутствии электролитического наводороживания стенки трубопровода, что дает основание рекомендовать этот критерий для практической реализации.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРУТКИ ПОТОКА ПРИ ВХОДЕ В КАНАЛ НА СТРУКТУРУ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКИХ СРЕД И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЕВ ЛАМИНАРИЗАЦИИ ТЕЧЕНИЯ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Закрученные турбулентные течения являются перспективной областью исследований и имеют большие перспективы приложения в инженерную практику, поскольку крутка потока может существенно менять структуру течения – интенсифицировать теплообмен, стабилизировать горение обедненных смесей, не допускать разделения многокомпонентных смесей на фракции (либо наоборот, служить их сепарации) [4,5,7]. Немаловажным эффектом, в определенных условиях проявляющимся при закрутке турбулентного потока, является его ламинаризация, сопровождающаяся уменьшением потерь на трение и экстенсификацией теплообмена, что представляет огромную ценность для трубопроводного транспорта и отрасли нефтегазодобычи в целом. Известно, что структура закрученных течений имеет существенные отличия по сравнению с осевыми, связанные с перераспределением касательных напряжений. Результаты экспериментальных исследований, представленные в литературе по слабозакрученным потокам, имеют ограниченный характер и не дают представления о тонких параметрах течения. Сильнозакрученные течения, сопровождающиеся формированием области обратного тока в окрестности оси канала и, вследствие этого, представляющие наибольший интерес для практического внедрения, вообще являются малоизученными [1,2,6,9,10]. Так, например, отсутствуют данные о структуре турбулентности в широком диапазоне параметров крутки.

Численное моделирование турбулентных течений связано с решением системы уравнений Навье-Стокса, осредненных по Рейнольдсу (либо по другим правилам осреднения). Данная система уравнений не является замкнутой - для ее разрешения, в дополнение к начальным и граничным условиям, применяют модели турбулентности для нахождения компонент тензора Рейнольдсовых напряжений. До последнего времени при исследовании подобных задач обращались к моделям типа вихревой вязкости, принципиальным недостатком которых является невозможность учета анизотропного характера турбулентности [8], что выражается в больших погрешностях при предсказании размера и интенсивности рециркуляционной зоны. Двухпараметрические модели турбулентности типов k-ε и k-L (где k – кинетическая энергия турбулентности, L – интегральный масштаб энергосохраняющих вихрей, ε – скорость диссипации кинетической энергии турбулентности) позволяют с большей точностью учитывать анизотропию процессов переноса, но не обладают достаточной общностью для расчета трехмерных течений. Рост возможностей современных ЭВМ за последнее десятилетие открыл дорогу к использованию моделей переноса рейнольдсовых напряжений (ПРН -модели), содержащих дифференциальные уравнения для всех компонент тензора турбулентных напряжений Рейнольдса. Вследствие ограниченного применения данных моделей к исследованию закрученных течений в купе с определенными трудностями, возникающими при их применении [3], предварительно был проведен анализ применимости ПРН –модели с опорной базой в виде k-L модели к описанию пристеночных эффектов. Объектом исследований стали развивающиеся и затухающие по длине трубопровода изотермические закрученные течения несжимаемых и слабосжимаемых сред. Адекватность полученных результатов проверялась сравнением с известными экспериментальными данными [1,2,9,10].

Определяющие уравнения и модель турбулентности. Система определяющих уравнений движения - уравнения неразрывности и уравнений Навье-Стокса, осредненных по Рейнольдсу - в приближении слабосжимаемого изотермического течения в отсутствие действия внешних сил имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho w) = 0, \quad (1)$$



(2)

(3)

(4)

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).

Уравнения для напряжений Рейнольдса в ПРН-модели удобно представлять в символическом виде:

$$G_{ij} = D_{ij} P_{ij} R_{ij} \varepsilon_{ij} \quad (5)$$

в виде баланса конвекции C_{ij} , диффузии D_{ij} , генерации P_{ij} , перераспределения R_{ij} и диссипации ε_{ij} , причем все замыкающие соотношения к членам высшего порядка в (5) можно найти в [8].

Граничные условия. На входе в трубопровод задавались однородные (либо отвечающие экспериментальным данным) профили осредненных и пульсационных параметров, на выходе – т.н. «мягкие» граничные условия, (равенство нулю производной по осевой координате), на оси канала – условия 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, причем 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, обобщенный на учет переменности по радиусу продольного градиента давления [7]. Система решалась методом установления, итерационный процесс продолжался до получения заданной погрешности изменений локальных величин (невязка меньше 0,001%). Были проведены расчеты интегральных и локальных характеристик течений в условиях крутки потока со следующими начальными параметрами: $Re=5000 \div 100000$; $D=0,01 \div 0,5$ м; $x_k=(20 \div 200)D$; $K=(\Omega R)/U_0=0,1 \div 7$, $Tu=(0,01 \div 10)\%$; $L_0=(0,02 \div 0,1) \cdot R$, где x_k – координата, определяющая длину канала, K – безразмерный параметр закрутки (число Россби), Ω – угловая скорость вращения трубы, Tu – интенсивность турбулентности. Полученные результаты сравнивались с экспериментальными данными [1,2,9,10].

Так, в случае умеренно закрученного течения $K \leq 1$ можно говорить о хорошем согласии теории и эксперимента. Полученные результаты свидетельствуют о том, что закрутка интенсифицирует турбулентный перенос у стенки, вызывая большую заполненность профиля U . Проявляется эффект крутки, связанный с образованием зоны менее подвижных токов в окрестности оси канала, переходящим в зону возвратного течения при росте K . С удалением от входа массовая скорость у стенки уменьшается (по мере затухания крутки), в приосевой зоне – возрастает. В конце гидродинамического начального участка $x \approx 100 D$ наблюдается прямоточный поток.

Анализ показывает, что наибольшее влияние закрутка оказывает на осевую и радиальную компоненты тензора напряжений Рейнольдса, заметно повышая их уровень в средней части канала. Интенсификация делает профили нормальных напряжений более однородными в сравнении с $K=0$ – что связано с порождением k , вклад которого растет по мере продвижения от стенки к оси канала. Рост автокорреляций компонент скорости с увеличением K приводит к увеличению значений смешанной корреляции $\overline{u'v'}$ по всему сечению канала.

В случае сильно закрученного течения $K=3 \div 7$ в ядре потока возникает интенсивная зона возвратного движения, связанная с затуханием вращения и увеличением давления по оси трубы по мере удаления от входа. Анализ осредненных полей скорости для $K \geq 3$ свидетельствует об определяющем влиянии радиального градиента давления на структуру течения. По мере продвижения потока от входа интенсивность крутки затухает и снижаются значения осевых компонент тензора напряжений Рейнольдса. К сечению $x/D \approx 50$ наблюдается перестройка закрученного течения в прямоточное, касательные напряжения стремятся к распределению полностью развитого турбулентного течения. При рассмотрении профиля скорости по длине канала можно наблюдать, как сильно закрученное течение формирует область обратных токов с размерами $18 \div 22 D$. На участках $x/D \leq 7$ согласие теории и эксперимента удовлетворительное, в дистальных областях расчетная интенсивность окружного течения у стенки оказывается ниже экспериментальных значений. Полученные результаты по структуре закрученного потока близко согласуются с результатами [6].

В заключение можно сделать вывод о хорошей предсказательной способности ПРН-L- модели к описанию структуры закрученных турбулентных течений. Проведенные сопоставления результатов по прямоточным и закрученным течениям на коротких и протяженных участках трубопроводов свидетельствуют о надежности численного метода, а также высокой экономичности (по сравнению с другими ПРН-моделями) и эффективности ПРН-L- модели в анализе сложных сдвиговых течений.

Литература

1. 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.

2. Anwer M., So R.M.C. Rotation Effects on a Fully- developed Turbulent Pipe Flow // Experiment in Fluids, 1989. – № 8. – P. 33 – 40.
3. Launder B.E., Morse A. Numerical Prediction of Axisymmetric Free Shear Flows with a Second –order Reynolds Stress Turbulence Closure // Turbulent Shear Flow, 1979. – V. 1. – P. 279 – 294.
4. Lee J.S., Meng N., Pletcher R.H., Liu Y. Numerical study of the effects of rotation on heat transfer in channels with and without ribs // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2004. – P. 4673 – 4684.
5. Nobari M.R.H. Gharali K. A numerical study of flow and heat transfer in internally finned rotating straight pipes and stationary curved pipes // International Journal of Heat and Mass Transfer, 2006. – P. 1185 – 1194.
6. Yamada M. The Study of Mixing and Combustion in Swirling Flows/ Master's Thesis. Osaka University, 1982.
7. Kharlamov S.N., Kim V. Yu. Spatial Vortical Flows in Fields of Action of Centrifugal Mass Forces (monograph). Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 112 p.
8. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines (academic book). Rome, Italy: Publ. House "Ionta", 2010. – 263 p.
9. Бурдуков А.П., Дорохов А.Р., Жуков В.И. Исследование закрученного потока в цилиндрическом канале с плавным входом // Известия СО АН СССР, 1986. – Вып. 2. – № 10. – С. 60 – 63.
10. Веске Д.Р., Стуров Г.Е. Экспериментальное исследование турбулентного закрученного потока в цилиндрической трубе // Известия СО АН СССР, 1972. – Вып. 3. – № 13. – С. 3 – 7.

СОЗДАНИЕ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нормируемые в Российских и мировых стандартах минимальные защитные потенциалы не в полной мере и не во всех случаях характеризуют кинетику коррозии подземных трубопроводов. Принцип катодной защиты основан на компенсации тока коррозии и соответственно самой коррозии встречным током катодной защиты практически до нуля. Однако, идеальные по сути свойства катодной защиты реализуются в узком диапазоне потенциалов (0,8 - 0,9) В, в то время как в реальных условиях из-за омических потерь на грунте потенциал трубы может составлять по ГОСТ Р 51164-98 до 3,5 В. При таких потенциалах резко возрастает опасность стресс-коррозионного разрушения трубопровода из-за наводороживания стенки трубопровода с нарушенной изоляцией. Причем наличие в грунте хлора в десятки раз увеличивает интенсивность наводороживания. Таким образом, создается видимость защиты, особенно при использовании суммарного (с омической составляющей) потенциала при оценке защищенности магистрального трубопровода. Складывается ситуация, когда коррозия магистральных трубопроводов протекает в условиях недетерминированного воздействия катодной защиты и приводит к возникновению «неожидаемых» аварий. В глобальном масштабе в последние десятилетия в связи с необходимостью обеспечения экологической безопасности биосферы возникла острая потребность создания специальных систем диагностики и мониторинга коррозионных процессов. Существующие средства (медно-сульфатные электроды сравнения типа ЭНЕС, датчики наводороживания ДН и коррозионной активности грунта ДК1Ц и другие средства) далеко не в полной мере отвечают требованиям поставленной задачи по сложности эксплуатации (наличие электролита, необходимость рытья шурфа, обслуживание), экспрессности и информативности.

На кафедре транспорта и хранения нефти и газа совместно с ООО «Электрохимзащита» были разработаны безэлектролитный сухой электрод сравнения СЭС [Патент № 2376401 от 20.12.09], различные датчики, зонд и коррозиметр, в целом позволяющие комплексно решать задачи коррозионного мониторинга на современном уровне.

В частности, разработан безэлектролитный псевдоводородный электрод сравнения (рис. 1), свободный от недостатков, используемых в настоящее время медно-сульфатных электродов сравнения. Электрод прост, малогабаритен, устанавливается в грунт на глубину укладки трубопровода без предварительного рытья шурфа и сохраняет работоспособность в течение всего периода эксплуатации трубопровода. Принцип работы электрода (рис. 2) основан на предварительном наводороживании его в грунте путем пропускания через него электрического тока до установления его собственного стационарного потенциала. Ток и время наводороживания электрода СЭС составляет порядка 100 мкА и 1 мин соответственно. В качестве долговременного источника тока может, в частности, использоваться собственный стальной корпус электрода. В паузах между измерениями на корпус электрода для увеличения его срока службы может подаваться защитный потенциал трубы через ключ К1. Потенциал трубы может также использоваться и для наводороживания электрода СЭС при замыкании ключа К2.

СЭС не требует регулярной доливки электролита, имеет не ограниченный срок непрерывной работы (поскольку выполнен из пористой нержавеющей стали), при его установке в грунт не требуется рытье шурфа. Электрод мобилен и может использоваться в тяжелых геологических, географических, климатических условиях эксплуатации. В настоящий момент ведутся переговоры с ОАО «Газпром» и «АК «Транснефть» по уточнению места и сроков установки партии пилотных образцов электродов СЭС на КИП МТ с подключением к системам телеметрии для проведения исследований и испытаний.



Рис. 1. Пилотная партия сухих безэлектролитных электродов сравнения

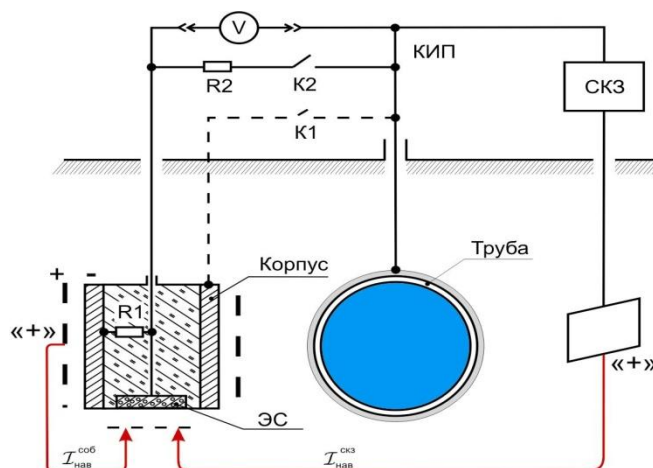


Рис. 2. Схема наводороживания электрода

Разработаны электрохимические датчики для определения в грунте таких коррозионноактивных компонентов как кислород, водород, сульфид-ионы, хлорид-ионы, значение pH. Электрод сравнения и датчики могут монтироваться на заостренном наконечнике зонда (рис. 3) для ручного ввода в грунт на глубину укладки трубопровода и конструктивно выполнены для мобильного и стационарного применения.

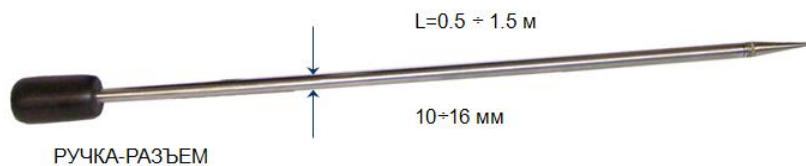


Рис. 3. Зонд с датчиками для определения коррозионной активности грунтов

Общая электроаналитическая основа предлагаемых средств позволила создать на их основе единый аппаратно-программный комплекс «Коррозиметр» (рис. 4), позволяющий проводить оперативную оценку коррозионной активности грунта, причин и прогноза коррозионного разрушения, скорости естественной и остаточной коррозии, период стресса коррозионного разрушения стенки трубы и срока службы трубопровода в целом при различных параметрах катодной защиты.



Рис. 4. Аппаратно – программный комплекс «Коррозия»

При обследовании трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск» на 764 км был установлен защитный потенциал $-1,66$ В м.с.э. (рис. 5). Было выявлено, что в точке дренажа величина плотности защитного тока превышает плотность предельного тока по кислороду более чем в 34 раза (средняя плотность тока по кислороду – $0,28$ А/м²). При увеличении защитного потенциала до величины $-2,23$ В м.с.э. (с омической составляющей) величина плотности тока катодной защиты превысила плотность предельного тока по кислороду в 100 раз.

В результате исследований созданы условия для широкого внедрения в практику коррозионного мониторинга подземных стальных трубопроводов сухих безэлектролитных электродов сравнения и аппаратно-программного комплекса «Коррозия» нового поколения.



Рис. 5. Определение защитного потенциала и значение тока катодной защиты на 764 км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»

Аппаратно-программный комплекс, позволяющий количественно определять режимы катодной защиты и степень электролитического наводороживания стенки трубы в зависимости от давления транспортируемого продукта. В состав комплекса входит специальный коррозионно-индикаторный зонд, полярограф и программное обеспечение ТА-Коррозия (рис. 4), которые были изготовлены в качестве опытного образца в единственном экземпляре.

АНАЛИЗ АВАРИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

О.С. Богданова, М.Д. Гуляева, К.В. Кулешов

Научный руководитель доцент А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вертикальные стальные резервуары (РВС) и резервуарные парки предприятий нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и предприятий нефте- и нефтепродуктообеспечения являются их главным технологическим объектом. Они предназначены для обеспечения надежной оперативной работы комплекса «нефтепромысел – нефтепровод – нефтеперерабатывающий завод – нефтепродуктопровод – нефтесбытовая организация – потребитель».

Резервуары для нефти и нефтепродуктов остаются одними из наиболее опасных объектов, несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в резервуаростроении. Это связано с целым рядом причин, наиболее характерные из которых: высокая пожаровзрывоопасность; хранимых продуктов; крупные размеры конструкций и связанная с этим протяженность сварных швов, которые трудно проконтролировать по всей длине; несовершенства геометрической формы, неравномерные просадки оснований; большие перемещения стенки, особенно в зонах геометрических искажений проектной формы; высокая скорость коррозионных повреждений; малоцикловая усталость отдельных зон конструкции стенки; сложный характер нагружения конструкции в зоне уторного шва и другие.

Для обеспечения высокой надежности и безопасности резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации (более 20 лет), а также для определения индивидуального остаточного ресурса резервуара необходимо своевременное полное техническое диагностирование всех его элементов.

Для предупреждения возможных крупных аварий резервуаров следует исследовать источники их возникновения, а также необходим анализ и систематизация случаев крупных аварий резервуаров и причин их возникновения. Это требует накопления статистического материала о дефектах в конструкции эксплуатируемых длительное время резервуаров, разработки нестандартных методов ремонта с целью предотвращения аварий, а также преждевременного списания и демонтажа вполне пригодных для дальнейшей эксплуатации резервуаров.

Такой подход к решению этой очень важной технической задачи позволит сэкономить большие средства в финансовом и материальном отношении и повысить эффективность использования основных фондов топливно-энергетического комплекса, в частности резервуарных парков.

Причины возникновения аварий стальных вертикальных резервуаров.

Согласно литературным данным из всех зарегистрированных случаев аварий четвертая часть выпадает на пожары и аварии, связанные с нарушением целостности резервуаров. Из этого количества половина аварий развивалась до катастрофического уровня. Некоторые разрушения случались при гидроиспытаниях. Аварийные раскрытия резервуаров в более 60% случаев происходили за счет разрушений наиболее нагруженного конструктивного элемента – узла соединения стенки с днищем резервуара.

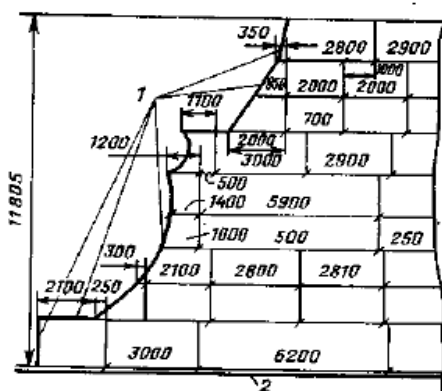
В других случаях (примерно 25%) разрушение было следствием внутреннего взрыва горючей паровоздушной смеси. В этом случае происходил отрыв стенки резервуара от днища с последующим переворачиванием или полетом корпуса резервуара до 70 метров. Анализ мгновенных разрушений резервуаров, произошедших в Англии, США, Японии, Нидерландах показал, что причиной разрушения являлось образование хрупких трещин в корпусе резервуара.

Анализ статистических данных аварий резервуаров

хрупкое разрушение (63,1 %)	взрывы и пожары (12,4 %)
причины	
сварочные дефекты (рис 1.)	гидродинамическое истечение продукта
трещины	пожары при очистке и ремонте резервуаров
температура	
свойства сталей	
дефекты коррозионного происхождения (рис 2.)	
Комплексные причины	
<ul style="list-style-type: none"> • наличие дефектов; • осадка основания РВС; • воздействие условий окружающей среды; • нарушение требований проекта и режимов эксплуатации резервуаров; • несоблюдение ПТБ. 	

Рис. 1. Несовершенства геометрической формы в зоне монтажного стыка РВС 10 000 м³Рис. 2. Дефекты коррозии нижнего пояса и днища в комплексе с осадкой основания РВС 3 000 м³**Случай хрупкого разрушения РВС**

Разрушение РВС вместимостью 2000 м³, которое произошло в Ивановской области. Согласно проекту стенка резервуара была изготовлена из низкоуглеродистой стали марки ВСтЗсп-5. Из фрагмента развертки стенки разрушившегося резервуара видно, что для изготовления стенки были использованы листы разных размеров, что является нарушением проекта. К тому же не соблюдены требования проекта к выбору марки стали. В момент аварии температура стенки резервуара была выше температуры окружающей среды. Установлено, что трещина возникла в стыке стенки с днищем в сварном шве, с помощью которого был заварен монтажный проем, не предусмотренный проектом. По вертикальному сварному шву трещина пересекла первый пояс, распространилась по горизонтальному шву монтажного проема и перешла на основной металл второго пояса. Разрушение второго и последующих поясов по основному металлу сопровождалось образованием косоугольного излома, что является признаком вязкой трещины. Траектория трещины показана на рис 3.

Рис. 3. Фрагмент развертки стенки разрушившегося резервуара вместимостью 2000 м³ и траектория развития трещины [2]

Поскольку распространение трещины происходило под углом 45 градусов к образующей стенки, то вследствие этого стенка резервуара оторвалась от днища. При этом реактивная сила, вызванная потоком выливающегося нефтепродукта, частично развернула стенку, так как она не была полностью оторвана от крыши, вместе с которой и отбросила её на обвалование. Результаты исследования и анализ поверхности трещины позволяют заключить, что авария резервуара вызвана появлением хрупкой трещины в сварном шве монтажного проема [2].

Детальное рассмотрение актов расследований аварий резервуаров за последние 30 лет и изучение их технических паспортов показывает, что в 38 случаях из 44 имела место неравномерная осадка основания, которая в сочетании с другими факторами явилась причиной разрушения. О количественном соотношении влияния осадки и других факторов судить трудно, поскольку, как указывалось выше, нет действительной картины осадки этих резервуаров. Тем не менее, известен ряд случаев, когда причиной разрушений явилась только осадка, в одном случае это различная по величине осадка корпуса резервуара и технологических трубопроводов, что повлекло за собой отрыв последних от стенки и дальнейший разрыв последней; в другом – неравномерная осадка, достигшая 320 мм, что привело к разрыву стенки и полному разрушению резервуара, в третьем – неравномерная осадка, приведшая к разрыву днища. Об этом же говорят результаты наблюдений зарубежных исследователей.

В мировой практике эксплуатации стальных резервуаров известны случаи разрушения резервуаров, вызванные неравномерными осадками основания. К числу таких аварий относятся разрыв днища длиной 10 м раскрытием 0,15 м у резервуара корпорации Mitsubishi (Япония), две аварии на нефтебазе около Лондона несколько аварий на резервуарном парке фирмы ESSO (г.Фоулей, Англия). Характерно, что на нефтебазе в г.Фоулей первая авария произошла во время их испытания (1955 г.). Причиной разрушения днищ резервуаров была большая локальная просадка основания. В начале 70-х годов произошли еще три крупных аварий с резервуарами диаметром 53 м новой постройки. Два резервуара заполнены водой, один - нефтью. Один из поврежденных резервуаров при испытании получил в среднем осадку, равную 254 мм, а периферийная осадка по площади днища на участке шириной 2,0 м от стенки к центру – 150 мм, в то время как на не разрушенных участках она составила 40-50 мм [2].

Способы повышения надежности и безопасности при эксплуатации резервуаров:

- Конструктивно-технологические мероприятия по повышению ресурса безопасной эксплуатации резервуаров выполняются на стадиях проектирования, изготовления и монтажа;
- использование при их изготовлении мелкозернистых сталей с высокой стойкостью к хрупким разрушениям;
- получение качественных сварных соединений с минимальным уровнем пластических деформаций;
- повысить качество резки технологических проемов для монтажа внутреннего оборудования;
- соблюдению регламента работ по заполнению и опорожнению нефтепродуктов, обновлению антикоррозионных покрытий и проведению текущих освидетельствований с установлением их фактического качества;
- регулярное квалифицированное обследование резервуаров.

С каждым годом количество аварий на резервуарах возрастает, большой процент резервуаров уже выработал свой проектный ресурс. Опасность возникновения аварийных ситуаций оценивается тяжестью причиняемого ущерба, который зависит от того, как проявляется авария. Наибольшее число аварий происходит первые 5 лет эксплуатации и после нормативного срока службы. Основными причинами нарушения прочности корпуса являются: дефекты сварочно-монтажных работ, хрупкость металла, перепады температур, нарушение геометрической точности корпусов, коррозионные повреждения, упущения и просчеты при проектировании и другие. Для предотвращения возникновения перечисленных дефектов необходимо повысить требования к качеству изготовления резервуаров, внедрению новых, передовых методов их устройства. Проблема повышения надежности резервуарных конструкций должна решаться на всех этапах при проектировании, при изготовлении, при монтаже и испытаниях, при эксплуатации и диагностировании резервуаров.

Выявление реального напряженно-деформированного состояния несущих конструкций РВС, развитие методов и средств оценки их технического состояния, разработка стратегии эффективной эксплуатации резервуарных парков на основе превентивных процедур и организационно-методических мероприятий по ликвидации последствий техногенных чрезвычайных ситуаций являются приоритетными и актуальными задачами.

Литература

1. Галеев В.Б. Аварии резервуаров и способы их предупреждения // Акад. технологич. наук РФ (Уфа). – Уфа: ГУП Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 164 с.
2. Кондрашова О.Г., Назарова М.Н. Причинно-следственный анализ аварий вертикальных стальных резервуаров // Нефтегазовое дело. – М., 2004. – С. 14 – 17.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ И ДЕФЕКТΟΣКОПИИ РЕЗЕРВУАРА РВС – 1000 С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ СНИЖЕНИЯ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ НЕСКВОЗНЫМИ ТРЕЩИНАМИ

А.А. Герасименко

Научный руководитель доцент К.А. Вансович

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В настоящее время только на предприятиях компании «Транснефть» срок эксплуатации более 60% вертикальных стальных цилиндрических резервуаров превышает нормативный. Причем планы проведения ремонтных работ показывают, что потребность в их ремонте с каждым годом возрастает.

Целью данной работы является оценка эксплуатационных возможностей резервуара после комплексного обследования и дефектоскопии.

Задачами исследования является проведение анализа нагруженных конструкций резервуара РВС – 1000 № 26 НП «Брянск» ОАО «ЮГО – ЗАПАД ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ», в которых обнаружены дефекты с поверхностной трещиной и оценка остаточного ресурса по заданным эксплуатационным характеристикам.

Краткая характеристика резервуара:

тип резервуара: РВС 1000м³,

год изготовления и ввода в эксплуатацию – 1962 год,

объем – 1069 м³,

высота стенки – 8968 мм,

радиус резервуара – 6,1625 м,

расчетное сопротивление стали по пределу текучести – 245 МПа,

вид хранимого продукта – смесь нефтепродуктов,

цикличность эксплуатации – 30 циклов в год,

металл резервуара – Ст 3 сп.

При проведении обследования резервуара было выявлено 3 трещинообразных дефекта:

1. В первом поясе на высоте 0,9 м; плоскость распространения вертикальная, то есть она перпендикулярна кольцевым напряжениям; глубина трещины 1,2 мм, длина по поверхности ≈ 7 мм.

2. В зоне нижнего уторного узла; перпендикулярно изгибным растягивающим напряжениям; глубина трещины 2 мм, длина по поверхности 4,5 мм.

3. В околошовной зоне вертикального шва второго пояса; глубина 1,5 мм, длина 2,8 мм.

Расчет остаточного ресурса резервуара можно условно разделить на два этапа: 1 этап расчет напряженно-деформированного состояния стенки резервуара (используются два подхода для определения напряжений для стандартных случаев формулы известны, для более сложного вида деформации используется программный комплекс ANSYS), 2 этап заключается в определении срока и условий безопасной эксплуатации.

Резервуар в процессе эксплуатации подвергается воздействию переменных нагрузок, связанных с реализацией технологических режимов слива – налива. При этом в 60% случаев уровень заполнения составляет 85...90% от максимально допустимого. В результате во всех точках конструкции, в том числе и в месте локального дефекта в виде поверхностной несквозной трещины, возникают переменные напряжения, изменяющиеся по пульсирующему циклу.

Для оценки роста трещины на основе критериев линейной механики разрушения используется уравнение Париса: $\frac{da}{dN} = C \Delta K_I^n$, где C, n – механические характеристики материала; a – длина малой полуоси полуэллиптической поверхностной трещины (глубина); N – число циклов нагружения; $\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$ – размах коэффициента интенсивности напряжений.

Однако поверхностные трещины резервуаров также как и магистральных трубопроводов находятся в условиях двухосного нагружения в поле продольных $\sigma_{пр}$ и кольцевых $\sigma_{кц}$ напряжений. При использовании же данной методики учитываются только раскрывающие трещину напряжения (перпендикулярные плоскости трещины) и не говорится о влиянии второй составляющей направленной параллельно плоскости развития трещины, которая оказывает значительное влияние на характер и скорость развития поверхностной трещины.

В Омском государственном техническом университете проводятся исследования кинетики развития трещин, развивающихся по типу нормального отрыва на стадии стабильного роста при двухосном нагружении.

Были проведены испытания на двухосное растяжение, растяжение сжатие, одноосное растяжение. Сделано предположение о том, что скорость роста трещины зависит как от величины интенсивности напряжений, так и от степени двухосного напряженного состояния λ , выраженного функцией $f(\lambda)$.

Величина размаха коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I вычисляется по формуле Ирвина:

$$\Delta K_I = 1,1 \cdot \sigma_T \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot a}{Q}}, \quad Q = 1 + 1,46 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^{1,65}, \quad \text{где } Q \text{ – параметр формы трещины, зависящий от отношения глубины}$$

трещины к ее длине вдоль образующей цилиндра; σ_T – условный предел текучести; c – длина большой полуэллиптической поверхностной трещины.

Поэтому зависимость между скоростью роста трещины и коэффициентом интенсивности напряжений можно представить в виде, аналогичном формуле Пэриса: $\frac{da}{dN} = C(\sqrt{1 + k\lambda\Delta K_I})^n$, где k – коэффициент, учитывающий восприимчивость материала к двухосному нагружению.

Интегрируя полученное дифференциальное уравнение по размеру трещины, в предположении, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений K_{IC} , либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины станет равной толщине стенки трубопровода получаем общую формулу для определения остаточного ресурса: $N^* = \int_{a_0}^{a=\delta} \frac{da}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)}$, где a_0 – зафиксированный размер трещины; δ – толщина стенки трубы; N^* – число циклов нагружения трубопровода до разрушения.

В результате выполненного анализа самым опасным был признан дефект в первом поясе на высоте 0,9 м; плоскость распространения вертикальная, перпендикулярная кольцевым напряжениям; глубина трещины 1,2 мм, длина по поверхности ≈ 7 мм.

Кольцевые напряжения вычислялись по безмоментной теории оболочек: $\sigma_{\text{ки}} = \frac{\gamma \cdot H \cdot D + P_{\text{изб}}}{2\delta} = 85,6 \text{ МПа}$, где γ – удельный вес воды, Н; H – высота столба жидкости над сварным швом первого пояса, м; D – диаметр резервуара, м; δ – толщина стенки, м.

$$\text{Продольные напряжения: } \sigma_{\text{нр}} = \frac{n_3 \cdot [G_{\text{стенки}} + G_{\text{крыши}}] + \psi \cdot [n_{\text{свг}} \cdot G_{\text{свг}} + n_2 \cdot G_{\text{вакуума}}]}{2\pi \cdot R \cdot \delta} = 2,419 \text{ МПа}$$

$$\text{Степень двухосности напряженного состояния: } \lambda = \frac{\sigma_{\text{нр}}}{\sigma_{\text{ки}}} = \frac{2,419}{85,6} = 0,0282$$

Задаваясь механическими характеристиками материала и коэффициентом учитывающим восприимчивость материала к двухосному нагружению, рассчитываем число циклов до разрушения ($C=0,68 \cdot 10^{-14}$ мм·цикл¹(Н/мм)⁴, $n=4$, $k=0,28$).

Число циклов до разрушения по формуле Пэриса:

$$N = \int_{1,2}^{4,4} \frac{da}{6,8 \cdot 10^{-15} \cdot (1,1 \cdot 245 \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot a}{1 + 1,46 \cdot (\frac{a}{7}) \cdot 1,65}})^4} = 2450$$

Число циклов до разрушения с учетом степени двухосности напряженного состояния:

$$N = \int_{1,2}^{4,4} \frac{da}{6,8 \cdot 10^{-15} \cdot (\sqrt{1 - 0,28 \cdot 0,0237} \cdot 1,1 \cdot 245 \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot a}{1 + 1,46 \cdot (\frac{a}{7}) \cdot 1,65}})^4} = 2700$$

Использование предложенной методики предоставит возможность эксплуатации резервуаров при наличии даже весьма протяженных дефектов. Очевидно, что если в результате диагностики обнаружены недопустимые, с точки зрения имеющейся нормативно технической документации, дефекты, то необходимо проводить анализ напряженно-деформированного состояния в окрестности дефектов и на основе этого давать заключение о реальных сроках и режимах безопасной работы.

Практический вывод из изложенного состоит в том, что разработанная методика позволяет рассчитать допустимые условия эксплуатации РВС с дефектами стенки (нагрузки, уровень взлива и т.д.). Заключение, выдаваемое на основании такого расчета, дает возможность принимать обоснованное решение о целесообразности и условиях дальнейшей безопасной эксплуатации РВС, определять объем необходимого ремонта.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ ПОКРЫТИЙ, АРМИРОВАННЫХ НАНОСТРУКТУРНЫМИ НАПОЛНИТЕЛЯМИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Е. Давыдова, Д.Ф. Хасенова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее происходит увеличение доли транспортных и нефтегазопромысловых трубопроводов в коррозионном и механически непрочном состоянии. По оценке Всемирной организации по борьбе с коррозией, общемировые потери, связанные с коррозией, составляют порядка \$2,2 трлн., это 3-4% ВВП в развитых странах [3]. Поэтому в настоящее время одним из направлений повышения надежности трубопроводов является внедрение новых изоляционных материалов и современных технологий их нанесения. Требования к таким материалам ужесточаются при эксплуатации их в экстремальных условиях, например в районах Крайнего Севера, пустынях и

на территориях с большими и резкими колебаниями температур. Они должны обладать не только повышенными механическими характеристиками (прочностью, износостойкостью, модулем упругости), но и обладать комплексом уникальных свойств, которые бы соответствовали современному ритму жизни и высоким требованиям, предъявляемым предприятиями нефтяной и газовой отраслей промышленности для обеспечения высокой надежности и стабильности работы технологического оборудования.

В последние десятилетия существенно вырос интерес к получению сверхмелкозернистых материалов и тонкодисперсных порошков металлов и применение их в качестве покрытия, так как обнаружилось заметное изменение свойств металла при уменьшении размера структурных элементов (частиц, кристаллитов, зерен) [2]. Таким образом, стало возможным получение нового материала с повышенными антикоррозионными и прочностными свойствами, использующегося в качестве покрытия трубопроводов.

Для повышения прочностных свойств и износостойкости полимерных материалов и покрытий применяют их армирование наноструктурными наполнителями. Как отмечено в ряде публикаций по наноматериалам, углеродные нанотрубки (УНТ) и углеродные нановолокна (УНВ) как наполнители полимеров способны:

- повысить электропроводность;
- увеличить теплопроводность, теплостойкость, температуру воспламенения;
- придать антистатические свойства;
- улучшить механические характеристики (прочность при растяжении и на разрыв; увеличить модуль упругости и предельное растяжение; повысить износостойкость);
- увеличить адгезионную прочность и расширить температурный диапазон применения;
- обеспечить устойчивость к воздействию агрессивных рабочих сред.

Плотность нанотрубок в пять раз меньше, чем у стали, а прочность в десятки раз больше. Поэтому, чтобы сделать полимерные материалы более прочными, не увеличивая их веса, химики решили включать в их состав углеродные нанотрубки. Если между соседними волокнами полимерного материала поместить нанотрубку, связав её с ними углеводородными цепочками, то прочность данного участка материала приблизиться к прочности нанотрубки. Учёные считают, что, если нанотрубки будут занимать 10% объёма полимера, то смогут увеличить его прочность в 20 раз. Следует отметить, что эти выводы касаются не полиэтилена, а других полимерных материалов. Для выяснения, насколько сохранятся эти свойства в пленке полиэтилена, требуется дополнительное исследование.

Систематизируя данные [1], можно сделать вывод, что введение УНВ в сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ) повышает механическую стойкость материала, но только при строго определенных соотношениях основы и наполнителя.

Таблица

Механические характеристики из ненаполненного СВМПЭ и с наполнителями

Материал	Предел прочности, МПа	Удлинение при разрыве, %	Материал	Модуль Юнга E, МПа	Предел текучести τ , МПа
СВМПЭ	26	520	СВМПЭ	977,4	8,27
СВМПЭ + %ZrO ₂	33	280	1 мас.% MWNT /СВМПЭ	1352,3	12,38
СВМПЭ+% CNF	34-36	290-320			

Также наблюдались изменения глубины дорожки трения, величина которой пропорциональна интенсивности изнашивания для образцов из ненаполненного СВМПЭ (рис. 1, кривая а) и с наполнителем из УНВ (рис. 1, кривая б). Установлено, что введение УНВ в СВМПЭ-матрицу задерживает начало изнашивания полимерного композиционного материала, обуславливает повышение его износостойкости почти в три раза и значительно увеличивает адгезионную прочность (до 4).

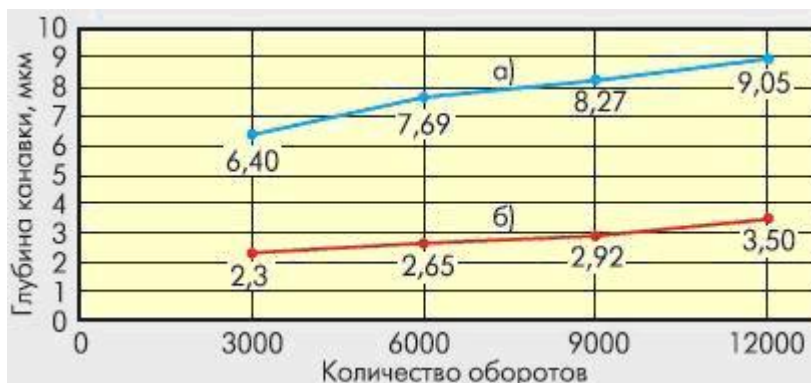


Рис. 1. Зависимость глубины дорожки трения от количества оборотов пропорциональная интенсивности изнашивания

Соответствуя данным рис.2 наполнение для достижения пропускания электричества в случае с многослойными углеродными нановолокнами в 5–10 раз ниже, чем для проводящего технического углерода.



Рис. 2. Зависимость электропроводности от содержания углеродных наполнителей: углеродных нанотрубок, высокопроводящей углеродной сажи, стандартного технического углерода

Введение наноструктурных наполнителей влияет также на термо- и огнестойкость полимеров. Установлено, что покрытия из чистого СВМПЭ, а также с невысоким содержанием керамических наполнителей (до 2%) подвержены необратимой термической усадке при нагреве выше 80°C, что является причиной отслоения покрытий. Добавка 10 об.% глинозема в СВМПЭ сдерживает термоусадку покрытий, в результате чего сохраняется их адгезия к подложке после нагрева.

Проведенные работы указывают на то, что добавление УНВ – эффективный способ улучшения только некоторых физико-механических характеристик материалов на основе полиэтилена. Но недостатками композиционного материала являются:

- увеличение проводимости композитов при увеличении концентрации УНТ;
- антистатические и проводящие свойства полимеров при использовании УНТ;

Эти показатели являются отрицательно воздействующими характеристиками для создания защитного покрытия для трассовых трубопроводов.

Несмотря на все сложности, связанные с новизной исследований, разработки покрытий с использованием наноматериалов весьма перспективны и уже используются некоторыми зарубежными компаниями. Одна из ведущих компаний мира в области разработки и внедрения нанотехнологий Industrial Nanotech, сообщила о завершении разработки методики, которая будет использоваться на нефтепроводах бразильского нефтегазового гиганта Petrobras для обработки трубопровода покрытием под названием Nansulate Shield. Nansulate Shield - это теплоизоляционное, антикоррозионное и противолесневое покрытие последнего поколения на основе наночастиц [4]. В России совместная рабочая группа РОСНАНО и ОАО «ЛУКОЙЛ», подписала Генеральное Соглашение о стратегическом партнерстве между компаниями, в Москве 08 октября 2009 года в ходе второго Международного Форума по нанотехнологиям. В рамках этого соглашения компании развивают сотрудничество в области коммерциализации нанотехнологий и их внедрения в нефтегазовой отрасли.

Использование нанокompозитных материалов в качестве изоляционного и антикоррозионного покрытия для трубопроводов является перспективным направлением в данной сфере, но до конца все свойства полимеров с добавлением таких нанотрубок и фуллеренов не изучены, поэтому тема является открытой и в настоящее время развивающейся большими темпами. В следствие того, что как отечественные, так и зарубежные фирмы по нефтегазовой промышленности стремятся уменьшить экономические затраты и повысить качество, перспектива такого применения позволит добиться наилучших результатов по всем показателям.

Литература

1. Моисеева Л., Киреев С., Евсеев А. Перспективы использования многослойных нанокompозитных полимерных покрытий для нефтегазовых трубопроводов // Наноиндустрия. – М., 2008. – № 6. – С. 14 – 18.
2. Рыжонков Д.И., Левина В.В., Дзидзигури Э.Л. Наноматериалы. – М.:БИНОМ, 2008. – 365 с.
3. Мурадов А. Российские ученые представляют новейшие технологии защиты от коррозии на EUROCORR // Oil&Gas Eurasia, – М., 2010. – № 5. – С. 19 – 23.
4. <http://www.nansulate.com>

ТЕПЛОВЫЙ ПОГРАНИЧНЫЙ СЛОЙ

И.Ш. Ислямов, А.А. Васильев

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследования пограничного слоя на стенке с понижением или повышением давления в направлении течения важны для расчета сопротивления и теплоотдачи лопатки турбины, а также характеристик течения в диффузоре.

Рассмотрим течение около цилиндрической поверхности. На некотором расстоянии от поверхности тела внутри жидкости преобладают, вследствие малой вязкости, силы инерции, действие же вязкости почти не проявляется. Скорость течения почти до самой поверхности тела имеет такой же порядок скорости, как и вдали от тела. Картина линий тока, а также распределение скоростей внутри жидкости практически имеют такой же вид, как и при потенциальном течении жидкости без трения. Однако более точные наблюдения показывают, что жидкость не скользит по поверхности тела, как при потенциальном течении, а прилипает к ней. Переход от нулевой скорости на стенке к полной скорости, существующей на некотором расстоянии от стенки, совершается в очень тонком слое, называемом пограничным слоем или слоем трения.

Для определения зависимости толщины теплового пограничного слоя от приведенной длины воспользуемся уравнением энергии:

$$\frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} = B \zeta; \quad (1)$$

$$-\frac{2}{k^2} = \frac{Pe^k}{2k} \int_0^k \left(v_x \frac{\partial \theta}{\partial x} + v_y \frac{\partial \theta}{\partial y} \right) dy; \quad (2)$$

Скорость определяется выражениями:

$$v_x = \frac{1}{R} \left\{ \left[\frac{\mu_w}{\mu_0} \left[\zeta - k \zeta \left(\frac{y^2 - k^2}{2} \right) \right] \right] + \sum_{i=0}^n b_i \left(\frac{k}{i+1} - \frac{k^2}{i+2} \right) \right\}; \quad (3)$$

$$v_y = - \int_0^y \frac{\partial v_x}{\partial x} dy; \quad (4)$$

Пограничный слой, как уже было сказано, очень тонок, а поперечная скорость на его внешнем крае очень мала. Следовательно, потенциальное обтекание рассматриваемого тела, имеющее на стенках тела нормальную составляющую скорости, равную нулю, можно рассматривать как весьма хорошее приближение для внешнего течения вязкой жидкости.

Если вдоль контура тела имеется область возрастающего давления, то в общем случае жидкость, заторможенная в пограничном слое и обладающая поэтому небольшой кинетической энергией, не в состоянии слишком далеко продвинуться в область высокого давления. Вместо этого она отклоняется в сторону от области высокого давления, отрывается при этом от тела и отнесается от стенки во внешнее течение.

Зная распределение скоростей в пограничном слое, легко вычислить сопротивление, которое возникает вследствие трения движущейся жидкости о поверхность тела. Касательное напряжение на стенке равно:

$$\tau_0 = \mu \left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)_{y=0}; \quad (5)$$

Пограничный слой – очень тонкий слой в непосредственной близости от тела. В этой области градиент скорости в направлении, перпендикулярном к стенке, очень велик, а вязкость μ , как бы она ни была мала, оказывает существенное влияние на течение, поскольку здесь касательное напряжение τ , вызванное трением, может принимать большие значения.

Как правило, пограничный слой тем меньше, чем меньше вязкость или, в более общей формулировке, чем больше число Рейнольдса. Толщина пограничного слоя пропорциональна корню квадратному из кинематической вязкости. В этой области наблюдаются максимальные тепловые нагрузки.

Литература

1. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – Москва: Наука, 1974. – 711 с.

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ОТ
НЕФТЕШЛАМОВ**

М.В. Кучеренко, Ю.А. Краус

Научные руководители профессор В.В. Токарев, доцент В.Д. Белицкий
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В процессе перекачки нефти и продуктов ее переработки (бензин, дизельное топливо, масло) по трубопроводам происходит осаждение нефтепарафинов и других асфальтосмолистых отложений на внутренней поверхности трубопровода, что уменьшает эффективный диаметр трубопровода и приводит к уменьшению объемов перекачки продукта и повышению энергозатрат. Поэтому периодически (согласно ОР 16.00-45.21.30-КТН-004-2-00, СП 111-34-96) производят чистку внутренней поверхности трубопроводов от различных отложений путем пропуска очистных устройств, которые двигаются по трубопроводу в потоке транспортируемого продукта, причем для более тщательной отчистки их пропуск осуществляют до 10–15 раз.

В связи с этим актуальной задачей является повышение эффективности очистки внутренней поверхности трубопровода от различных отложений образующихся при транспортировке по трубопроводам нефти и продуктов ее переработки.

Данный технический результат достигается тем, что предложенное в статье очистное устройство (рис.) состоит из поршня 1 на котором расположены манжеты 2, манжет 2, выполненных из чередующихся материалов, например, пенополиуретана и листовой маслостойкой резины, и имеют съемную конструкцию, для замены манжет 2 в случае их повреждения после очередного пропуска устройства, щеточного блока 3, для механической очистки внутренней полости трубопровода от плотных парафиновых и асфальтосмолистых отложений, и диск с соплами 4, выполненный в виде цилиндра и с расположенными по диаметру D отверстиями в виде сопел 5 с размерами d_1 – на входе транспортируемого продукта и D_1 – на выходе и расположенными таким образом, что транспортируемый продукт, попадая в сопла 5 проходит через них и на оси устройства образуется вращающий момент M_{ω} , что приводит к вращению очистного устройства.

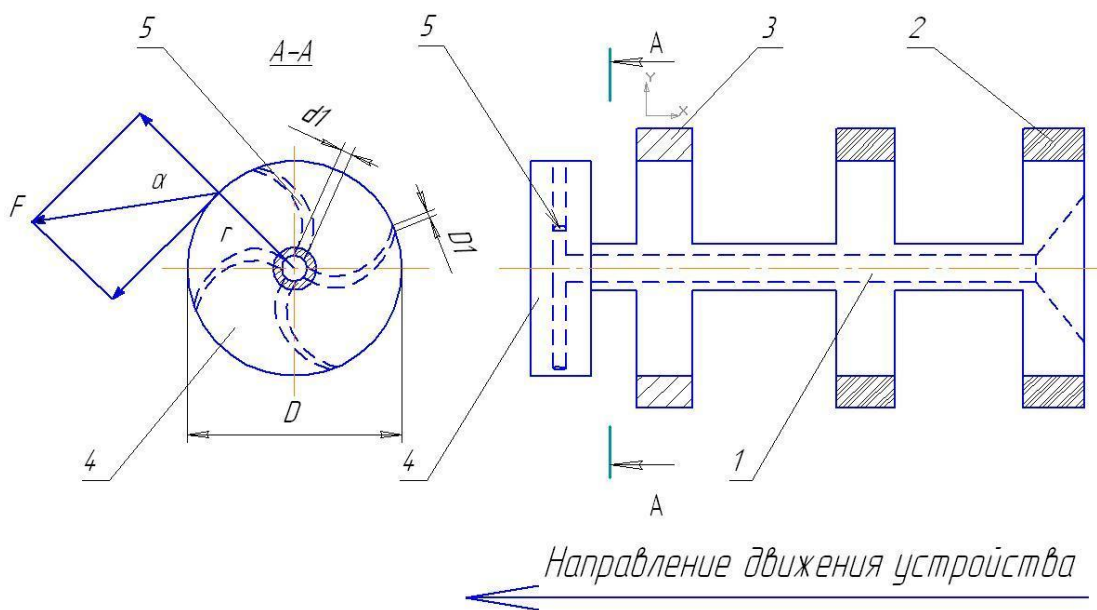


Рис. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода от нефтешламов

Для придания вращательного движения очистному устройству при его перемещении по трубопроводу необходимо выполнить условие $M_{\omega} > M_c$,

где M_{ω} – вращающий момент;

M_c – момент сопротивления вращению [1].

Вращающий момент может быть получен за счет тангенциально расположенных отверстий (сопел) на дополнительном диске, закрепленном в передней части скребка.

Реактивная сила струи, истекающей из отверстия определяется по формуле:

$$F = mV_0 = \rho Q_0 V_0 = \rho S_0 V_0^2,$$

где m – секундная масса жидкости, истекающая из отверстия;

V_0 – скорость истечения;

ρ – плотность жидкости;

Q_0 – расход жидкости через отверстие;

S_0 – площадь поперечного сечения отверстия на выходе.

Тогда:

$$M_e = n * F * r * \sin \alpha,$$

где n – число отверстий;

r – радиус расположения выходных отверстий;

α – угол наклона оси струи на выходе из отверстия.

Момент сопротивления вращению определяется по формуле:

$$M_c = T * D / 2,$$

где T – сила трения между скребком и поверхностью трубопровода;

D_m – диаметр чистящих дисков (манжеты).

Таким образом, конструкция очистного устройства позволяет совершать в потоке транспортируемой жидкости не только поступательное, но и вращательное движение, что механически очищает внутреннюю поверхность трубопровода щеточным блоком 3 и производит размыв отложений струями перекачиваемого продукта, выходящими из сопел 5. Кроме того повышается эффективность очистки трубопровода от отложений, и как следствие, уменьшение количества пропусков очистных устройств.

Литература

1. Альтшуль А.Д., Животовский Л.С., Иванов Л.П. Гидравлика и аэродинамика. Учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ В НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

К.А. Лушкин

Научный руководитель профессор В.П. Докукин

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
(технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Большинство магистральных нефтепроводов являются неизотермическими, то есть температура по его сечению и длине переменна. К качеству расчетов эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов предъявляются сегодня повышенные требования. Высокая вязкость и наличие напряжения сдвига, появляющиеся при перекачке нефти, осложненной содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ, при температурах окружающей среды способствуют чрезмерно высоким энергозатратам для преодоления гидравлического сопротивления в трубопроводе, а тиксотропные свойства такой нефти не позволяют останавливать перекачку, так как это может привести к «замораживанию» нефтепровода.

Неизотермичность потока связана с повышением температуры вязкой нефти за счет выделения тепла трения, с выделением из нее кристаллов парафина, толщиной слоя внутритрубных отложений, типом грунтов и глубиной заложения оси нефтепровода. Эти факты свидетельствуют о нестационарности теплообмена трубопровода с окружающей средой [2].

Для более качественной оценки роли парафиновых отложений на гидравлические характеристики нефтепровода необходимо проведение теплового расчета с уточнением оптимальной толщины слоя отложений на внутренней стенке, так как парафин, кроме своего негативного влияния на качество нефти и пропускную способность нефтепровода (уменьшение живого сечения), обладает полезными при перекачке теплофизическими свойствами: высокой теплоемкостью (2680 Дж/(кг · К)) и низким коэффициентом теплопроводности (0,27 Вт/(м · К)), в десятки раз меньшим, чем у грунтов.

Результаты изменения температуры в поперечном сечении трубопровода и окружающем его грунте показывают, что профиль температур зависит также от формы отложений (рис.1).

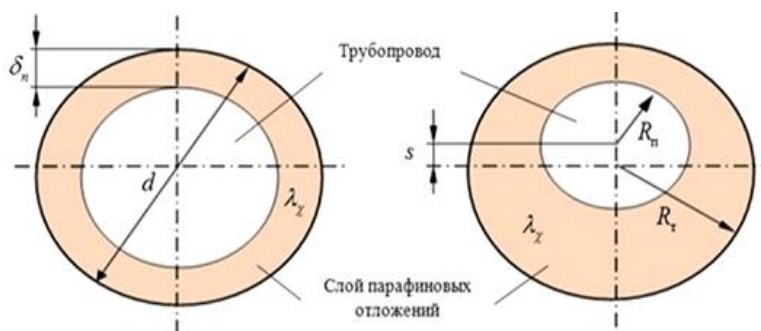


Рис. 1. Профиль отложений: равномерный слой – слева, эксцентричный слой – справа

При расчете полного коэффициента теплопередачи необходимо учитывать тепловое сопротивление слоя парафиновых отложений [1]:

$$\chi = \frac{2\lambda\chi}{d_{\Pi} \cdot \ln\left(1 + \frac{2\delta_{\Pi}}{d}\right)}, \quad (1)$$

где

χ – коэффициент теплоотдачи равномерного слоя парафиновых отложений;

d_{Π} – внутренний диаметр нефтепровода с учетом слоя парафина;

$\lambda\chi$ – коэффициент теплопроводности парафина;

δ_n – толщина слоя парафиновых отложений.

$$\chi_e = \frac{2\lambda\chi}{d_{\Pi} \cdot \ln\left(\frac{P_1 + P_2}{P_1 - P_2}\right)}, \quad (2)$$

где

$$P_1 = \sqrt{(R_T^2 + R_{\Pi}^2) - s^2};$$

$$P_2 = \sqrt{(R_T^2 - R_{\Pi}^2) - s^2}.$$

χ_e – коэффициент теплоотдачи эксцентричного слоя парафиновых отложений;

s – эксцентриситет;

R_T – внутренний радиус трубопровода;

R_{Π} – внутренний радиус слоя парафиновых отложений.

В результате исследований зависимости полного коэффициента теплопередачи от толщины слоя парафиновых отложений были получены следующие результаты (рис.2):

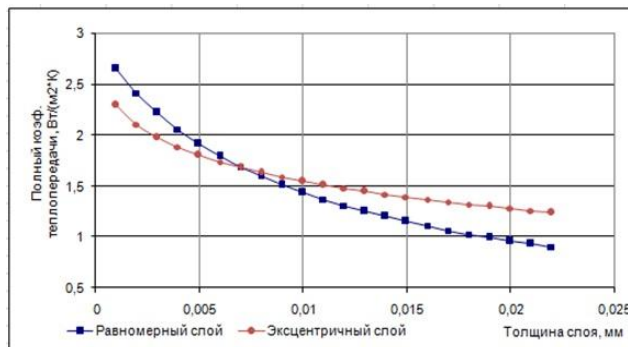


Рис. 2. Зависимость полного коэффициента теплопередачи от толщины слоя парафиновых отложений

На рис.3 наглядно показаны результаты тепловых расчетов на примере МН «Ярославль-Москва», Ду 530 мм, перекачивающего высоковязкие усинские нефти. Наличие 5 мм-го слоя парафина позволяет снизить полный коэффициент теплопередачи в окружающую среду более, чем на 35%. Из графика также видно, что чем лучше отвод тепла от трубопровода, тем больше влияние слоя парафина на температуру нефти.

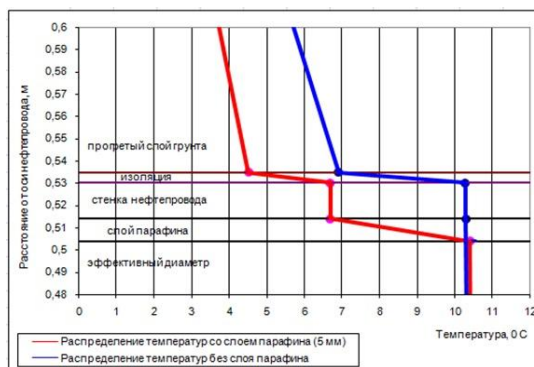


Рис. 3. Профиль температур от центра потока в грунт

Проведение тепловых расчетов с учетом отложений парафина на внутренней стенке нефтепровода и определение толщины слоя этих отложений существенно повысит качество гидравлических расчетов режимов работы магистральных нефтепроводов.

Литература

1. Кутателадзе С.С. Теплопередача и гидродинамическое сопротивление: справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 367 с.
2. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Глобальная научно-техническая информация, 1958. – 164 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Э.Н. Михайлова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трасса газопровода Майя – Табага – Чурапча – Ытык-Кюель на стадии проектирования изыскана в 2006 г. институтом ОАО «Укргазпроект».

Начальная точка газопровода – площадка АГРС в п. Майя Мегино-Кангаласского улуса. Конечная точка – площадка АГРС в п. Ытык-Кюель Таттинского улуса Республики Саха (Якутия). Протяженность газопровода диаметром от 200 мм до 400 мм составляет 211,1 км.

Глубина промерзания грунтов характеризуется многолетней мерзлотой. Все вскрытые подземные льды картируются на межлассных пространствах, вмещающими породами являются суглинки, в меньшей степени – супеси. Мощность вскрытых подземных льдов колеблется в широких пределах - от 0,9 м до 8,1 м. При этом подземный лед по мощности оконтурен только по 16% скважин. Глубина вскрытия подземных льдов колеблется от 1,1 м до 6,8 м, в основном – 1,8-2,5 м. Буровые работы, проведенные по оконтуриванию подземных льдов, показывают, что мощность повторно-жильных льдов достигает 10 и более метров, установленная ширина вертикальных жил составляет 8 – 20 м и более. На исследуемой трассе газопровода отмечены следующие экзогенные процессы и явления:

- сезонное пучение грунтов;
- многолетнее пучение;
- морозобойное растрескивание и полигональный рельеф;
- термокаст;
- солюфикация;
- эрозия;
- заболачивание.

Осложняющими строительство трассы газопровода являются такие искусственные технические сооружения, как магистральный водовод и автодороги.

По степени благоприятности условий для строительства выделяются районы:

- с благоприятными условиями строительства с общей протяженностью 29,8 км (14,1% трассы);
- с условно благоприятными условиями строительства – 35,67 км (16,9% трассы);
- с неблагоприятными условиями строительства – 145,3 км (69% трассы).

Предусмотрены следующие способы и средства балластирования:

– железобетонными грузами (утяжелители 1 УБКМ-426-9, железобетонные седловидные грузы АСГ-300 ТР-796-6);

– минеральным грунтом разработки.

Минеральные грунты разработки используют на:

– участках распространения просадочных грунтов с льдистостью до 30% (просадочность I типа) на участках прогнозируемого обводнения, сложенных устойчивыми против размыва и разжижения минеральными грунтами, при устойчивых подстилающих грунтах (за исключением скальных), а также для трубопроводов $D_N 50$ - $D_N 200$ с толщиной стенки трубы не предусматривающей пригрузки;

– обводненных участках при возможности освобождения траншеи от воды. Обратную засыпку участков, где предусмотрена пригрузка газопровода минеральным грунтом разработки, производить грунтом разработки траншеи с обязательным уплотнением его продольными ходами бульдозеров и с устройством валика высотой 30-50 см.

В связи со сложными и разнообразными геологическими, геокриологическими и геоморфологическими условиями прохождения трассы газопровода (многолетнемерзлые грунты с многообразными явлениями криогенеза), в проекте предусматриваются: подземная прокладка трубопровода, полузаглубленная (рис. 1) и наземная в обваловке на участках трассы, сложенных подземными «погребенными льдами» (рис. 2). Для теплоизоляции газопровода на участках «погребенных» льдов предусматривается применение пенополистероловых экранов ПСБ ГОСТ 15588-86 ($\delta = 50$ мм), покрытых пленкой ПВХ-Л.

Подземная укладка газопроводов преимущественно параллельно рельефу местности с заглублением до верхней образующей трубы или балластирующей конструкции не менее:

- 0,8 м – на участках прокладки по землям Гослесфонда;
- на переходах через водные преграды глубина укладки принята не менее 0,5 м от линии возможного размыва до верха балластирующей конструкции, но не менее 1,0 м от отметок дна русла реки до верха балласта. На переходах через естественные и искусственные препятствия глубина заложения увеличивается в зависимости от вида препятствия, инженерно-геологических характеристик грунтов и конструктивных решений.

Строительство газопровода в многолетнемерзлых грунтах предусматривается по «принципу I» (п.п. 3.1, 3.2 СНиП 2.02.04-88) – многолетнемерзлые грунты основания сохраняются в мерзлом состоянии в процессе строительства и в течение периода эксплуатации газопровода. Все строительные-монтажные работы должны производиться по зимней технологии строительства.

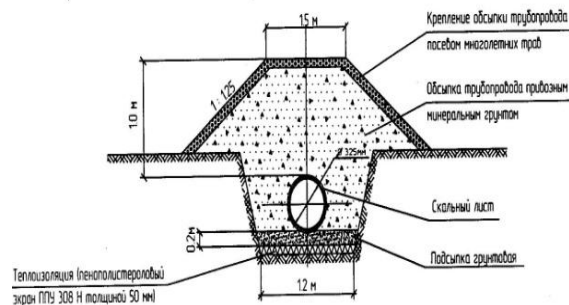


Рис. 1. Полузаглубленная прокладка теплоизолированного трубопровода

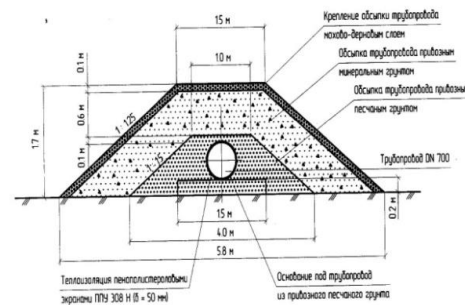


Рис. 2. Наземная прокладка

Разработка траншеи осуществляется бульдозером и одноковшовым экскаватором после предварительного рыхления грунта траншеи бульдозером-рыхлителем.

Засыпку осуществляют бульдозером, оставшийся при засыпке избыточный грунт формируют в траншейный валик.

Для защиты изоляционного покрытия газопровода от механических повреждений при подземной прокладке в мерзлых грунтах предусматривается усиленный скальный лист СЛП-п ТУ У 17.5-00306644-119-2002 поставки ООО «Рыбинсктехснаб».

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. 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.

Прокладка газопровода интенсифицирует развитие всей промышленной инфраструктуры центральных районов Якутии.

Литература

1. Ананенков А.Г. Восточная газовая программа – начало реализации // Газовая промышленность. – М., 2008. – № 12. – С. 8 – 10.
2. Димов Л.А. Строительство газопроводов на многолетнемерзлых грунтах Центральной и Восточной Сибири // Газовая промышленность. – М., 2008. – № 4. – С. 42 – 46.
3. Шарыгин В.М. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦетнрЛитНефтеГаз, 2009. – 228 с.
4. СНиП 2.02.04-88. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. – М., 1988.
5. ВСН 013-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов в условиях вечной мерзлоты. – М., 1988.

СИСТЕМА ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОПАСНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

М.Л. Николаев

Научный руководитель заведующий лабораторией В.Я. Великоднев
Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГаз, г. Москва, Россия

В настоящее время, системы геотехнического мониторинга (ГТМ) на основе волоконно-оптических сенсоров (ВОС), получают все более широкое применение и занимают лидирующие позиции при контроле состояния важных естественных объектов и искусственных сооружений. Это связано с тем, что ВОС обладают рядом достоинств и преимуществ перед другими типами сенсоров, а именно:

- Один непрерывный ВОС заменяет собой тысячи точечных датчиков (на 1 км. - 2500 датчиков);
- Нечувствительны к электромагнитным возмущениям (безындукционны);
- Устойчивы к химическим и механическим воздействиям (при малых размерах, весе и гибкости), обладают высокой стойкостью к коррозии (особенно к химическим растворителям, маслам, воде);
- Взрывобезопасны (благодаря неспособности волокна вызывать искру);
- Не требует электропитания (полностью пассивный элемент);
- Могут быть встроены как внутрь бетона, так и установлены на его поверхности;
- Системы на основе ВОС способны аккумулировать деформации до нескольких процентов (широкий диапазон измерений);
- Стандартные сенсоры имеют температурный диапазон эксплуатации от -40 до +85 °С (специальные – от -270 до +700 °С);
- В ряде случаев применения сенсоры для мониторинга представляют собой стандартный телекоммуникационный волоконно-оптический кабель (ВОК) и, заложив в него дополнительное количество волокон, его можно использовать для телекоммуникационных нужд и сервисов (в качестве среды передачи информации);
- Прогнозируемый срок службы ВОС превышает 25 лет.

На сегодняшний день системы ВОС ГТМ представлены такими производителями как Westminster Ltd, с системой FOPSS (Fibre Optic Pipeline Security System), которую можно применять на любых трубопроводах и помимо стандартных функций ВОС обладает функцией распознавания мест сужения проходного сечения за счет парафинистых и иных отложений, фирма Casstel с системой CPP-GUARD/308, а также система DiTeSt-STA-R, различных производителей.

В стандартные функции ВОС ГТМ входят:

- Определение деформации трубопровода;
- Определение утечек (локализация 0,4 м);
- Определение несанкционированного доступа;
- Определение мест сужения проходного сечения трубопровода за счет парафинистых отложений;
- Определение смещения грунта;
- Контроль динамических воздействий;
- Контроль температуры грунта;
- Использование ВОС системы в телекоммуникационных целях.

Согласно принятой энергетической стратегии России до 2030 года, основное наращивание объемов добычи нефти и газа планируется за счет месторождений континентального шельфа и полуострова Ямал. Строительство и эксплуатация газонефтепроводов предстоит в беспрецедентных по сложности геокриологических условиях. Опыт эксплуатации объектов месторождений крайнего севера выявил множество проблем, связанных с обеспечением устойчивости оснований и фундаментов зданий и сооружений, в том числе газопроводов. В связи с этим особую актуальность приобретает контроль за динамикой геокриологических условий в грунтах оснований и устойчивостью газопроводов на этапе строительства и эксплуатации с целью своевременного выявления дестабилизирующих процессов, разработка и реализация превентивных мер по их предупреждению, а также наработки опыта в области строительства и эксплуатации газопроводов в сложных геокриологических условиях. Именно поэтому на данный момент, системы геотехнического мониторинга пригодные для работы в крайне экстремальных условиях представляют особенный интерес.

Проекты непрерывного геотехнического мониторинга в таких условиях, по всей длине трубы, не имеет аналогов в мировой практике. Успешно реализованные проекты либо выполнены в менее экстремальных климатических условиях, либо контролируют состояние трубы не непосредственно, а через вмещающий ее грунт.

Можно отметить следующие из них:

- Мониторинг безопасного состояния подводного трубопровода (связка нефтепровода, газопровода и труб обеспечения) для арктических условий эксплуатации на Аляске (о. Оугурук, США) с помощью температурного волоконно-оптического сенсора, позволяющего отслеживать участки обнажения трубопровода (вследствие эрозии от подводных течений, а также вследствие ледового пропихивания); кроме того, контролировались возможные утечки транспортируемого продукта. Эксплуатация системы мониторинга ведется с 2007 г. и по настоящее время.
- Мониторинг деформированного состояния ~ 500 метрового участка газопровода, пролегающего на оползневом склоне недалеко от г. Римини (Rimini, Италия); построение 3D модели газопровода. Три распределенных волоконно-оптических сенсора размещены непосредственно на трубопроводе по тому же принципу, который мы используем в данном проекте. Эксплуатация системы мониторинга ведется с 2003 г. И по настоящее время.
- Мониторинг утечек и подвижек грунта на участке вводимой в эксплуатацию протяженностью 408 км нитки газопровода в Перу. Трасса пролегает через Перуанские Анды к новому комплексу СПГ, строящемуся приблизительно в 170 километрах к югу от Лимы на побережье Перу. В Андах более 50% повреждений трубопровода вызваны опасными геологическими процессами, вызванными в частности, сезонными ливневыми дождями, смывающими грунт и оголяющими таким образом трубопровод. Первая 60-километровая секция трубопровода была оборудована специальной волоконно-оптической системой мониторинга DITEST-AIM. Эта система обеспечивает геотехнический мони-

торинг, включая обнаружение и локализацию подвижек грунта и утечек. Эксплуатация системы мониторинга ведется с 2009 г. и по настоящее время.

Ближайшие отечественные примеры возможного применения:

- Одна из ниток строящегося газопровода Бованенково-Ухта в районах, примыкающих к Байдарской Губе (подводный переход);
- Участки активных тектонических разломов на магистральных газопроводах Сахалин-Хабаровск-Владивосток;
- Конденсатопровод Уренгой-Сургут II нитка;
- На морском двухниточном трубопроводе Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Таким образом, использование данных систем на основе ВОС в отечественных проектах, реализуемых в экстремальных условиях, в конечном итоге позволит достигнуть следующих целей:

- Обеспечение эксплуатационной надежности и промышленной безопасности инженерных объектов;
- Оптимизация затрат на строительство газо-нефтепроводов в зоне распространения многолетнемерзлых пород;
- Обеспечение сохранности окружающей среды и минимизация экологического ущерба от осуществления хозяйственной деятельности.

Литература

1. Гулиянц Р.Ц., Комарицын А.А., Корякин Ю.А., Тарасюк Ю.Ф., Хребтов А.А. Концепция мониторинга подводной трубопроводной транспортной системы углеводородов // Морской вестник. – СПб.: ООО «Издательство Мор Вест», 2004. – № 1(9) – С. 62 – 65.
2. Гулиянц Р.Ц., Буймистряк Г.Я., Мелехов Ю.С. // Интегрированная система безопасной эксплуатации ММТ на арктическом шельфе. – М.: ЗАО «Корпорация «Кораблестроение», 2009.
3. Маловичко А.А., Султангареев Р.Х., Подуков О.Г. Геодинамические аспекты аварийности на магистральных газопроводах // Обслуживание и ремонт газонефтепроводов: материалы 2-й Междунар. конф., Дубаи. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. – Вып. 1. – С. 97 – 112.
4. 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. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. С. 124 – 142.
5. Трубопроводы в США и Европе становятся более безопасными. Обзор иностранной прессы // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – М., 2005. – №1.
6. www.casstel.de – сайт компании Casstel Ltd.
7. www.westminster.com – сайт компании Westminster Ltd.
8. www.smartpipe.com – сайт компании SMARTPIPE Ltd.

ГИДРОДИНАМИКА И МАССОПЕРЕНОС ВОСХОДЯЩЕГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО СНАРЯДНОГО ПОТОКА

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Снарядный газожидкостный режим течения нефти и газа при их движении является одним из общих потоков в вертикальных газонефтепроводах. Газожидкостные смеси, состоящие из CO_2 , H_2S , нефти и воды (CO_2 или H_2S растворяются в воде с образованием слабой кислоты) делают стальные трубопроводы уязвимыми к возникновению коррозии. Из общего числа аварий, 90% из которых являются следствием коррозионных повреждений, на долю систем нефтесбора приходится 50–55% и 30–35% на долю коммуникаций поддержания пластового давления. По опыту эксплуатации нефтяных месторождений имеются данные, что 42% труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17% даже двухлетней вследствие коррозионных повреждений. Изменения в гидродинамике потока за счет турбулентности, его взаимодействия со стенкой, массообмен, коррозионные образования и разрушения – все это связано с особенностями течения в пограничном слое вблизи стенки трубопровода [1]. Таким образом, существует настоятельная необходимость глубокого анализа характеристик восходящего снарядного потока, чтобы понять механизмы динамики сложного течения и зарождение коррозии. Хотелось бы отметить, что замечательной особенностью снарядного потока является его периодичность, влияние таких факторов, как скорости газа и жидкости, вакуумирование, давление ударной волны, плотности, частоты снарядов и свойств газа и жидкости. Большие пузыри газа в газожидкостном двухфазном снарядном потоке в вертикальных трубах принято называть пузырями Тейлора, а большие капли жидкости – каплями Тейлора.

Основная цель настоящей работы состоит в исследовании влияния гидродинамики и конвективного массообмена вертикального снарядного потока на процесс коррозии. Хорошо известно, что в вертикальном восходящем снарядном потоке сложная структура течения описывается в виде серий снарядных единиц. Каждая серия состоит из пузыря Тейлора с пленкой жидкости, как бы стекающей вокруг него и области снарядной жидкости за пузырем Тейлора. Под действием силы тяжести, стекающая пленка жидкости усваивается последующей снарядной жидкостью как показано на рисунке 1 [2].

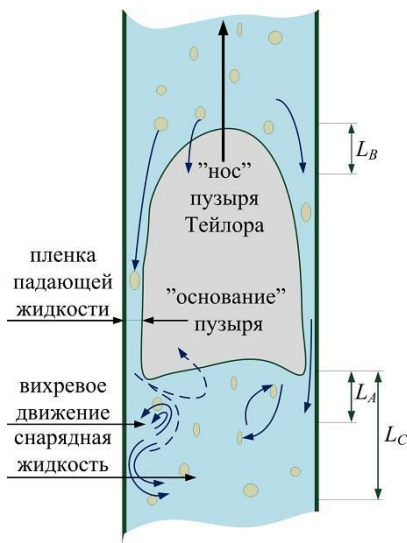


Рис. 1. Схематическое изображение снарядного потока

Проведенный библиографический анализ отечественных и зарубежных публикаций показал, что снарядную жидкость можно разделить на три части. Первая часть, начинающаяся сразу за пузырем Тейлора, усваивает пленку стекающей жидкости, и поведение её является крайне бурным. Вторая часть представляет собой переходную область развития дисперсных пузырьков. Здесь пузырьки приходят из основной области и постепенно распространяются по всему сечению трубы. Третья – область с минимальным содержанием газа и может быть как ламинарной, так и турбулентной. В этой зоне распределение газосодержания очень похоже на установившийся дисперсный пузырьковый поток. Кроме того, анализ формы «носа» пузыря Тейлора показывает, что она не зависит от его длины, а «дно» пузыря имеет вогнутую форму, которая часто не зависит от поверхностной скорости и длины пузыря. В экспериментах показано [1], что длина проникновения L_A и длина L_C после пузыря Тейлора соответствует $10 \div 15\%$ и $18 \div 23\%$ от длины снарядной жидкости L_{LS} , причем пленка стекающей жидкости образуется на расстоянии $(0,5 \div 1,1)D$ от носа пузыря Тейлора. Стоит заметить, что в полностью развитых вертикальных снарядных потоках, скорость пузыря Тейлора можно рассматривать как устойчивую и представить в виде [1, 2]:

$$V_{TB} = CV_S + V_{TBO},$$

где CV_S – скорость жидкости на осевой линии трубы перед «носом» пузыря Тейлора или максимальная локальная поверхностная скорость жидкости; C – коэффициент; V_S – скорость смеси; V_{TBO} – отвечает за повышение скорости пузыря Тейлора, где движущей силой является только плавучесть и зависит от многих параметров, таких как ускорение силы тяжести, внутреннего диаметра трубы, силы поверхностного натяжения, свойств жидкости и т. д.. Причем для полностью развитого турбулентного течения – $C \approx 1,2 \div 1,29$; для развитого ламинарного потока – $C \approx 1,8 \div 2$, что близко к отношению $V_C/V_S = 2$.

Известно, что минимальная стабильная длина снарядной жидкости относительно нечувствительна к расходам газовой и жидкой фаз, и является достаточно постоянной для данного диаметра трубы. Длина пузыря Тейлора L_{TB} и длина снарядной жидкости L_{LS} являются основными элементами в изучении гидродинамических характеристик восходящего снарядного потока. Доля длины β пузыря Тейлора определяется как:

$$\beta = L_{TB}/L_{SL} = L_{TB}/(L_{TB} + L_{LS}).$$

В частности на рисунках 2 – 4 представлены отдельные результаты исследования массопереноса в газожидкостном потоке. Из рисунков видно, что с увеличением поверхностной скорости газа U_{SG} , при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL} , L_{TB} и β – возрастают (см. рис. 2, 4), в то время как длина снарядной жидкости L_{LS} уменьшается (см. рис. 3).

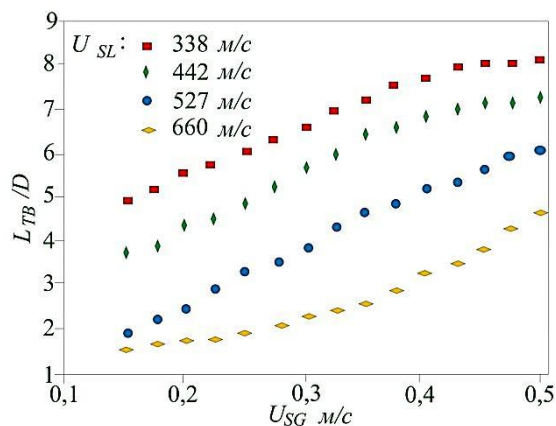


Рис. 2. Зависимости длин L_{TB} пузыря Тейлора от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

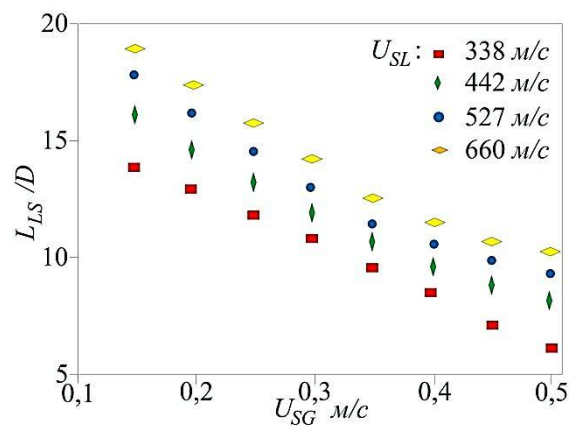


Рис. 3. Зависимости длин L_{LS} снарядной жидкости от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

В ходе теоретико-экспериментального анализа механизмов процессов переноса массы импульса в данном течении установлено, что основной причиной для «взлома» продуктов CO_2 коррозии являются напряжения сдвига у стенки и колебания давления перпендикулярно стенке трубы с высокой частотой.

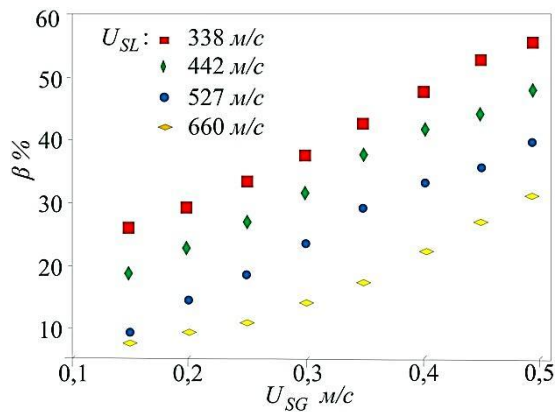


Рис. 4. Зависимость долей длин β пузыря Тейлора от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

Переमेжаемость снарядного потока можно охарактеризовать частотой снарядной жидкости: $f_s = N_{SU} / \Delta t$, где N_{SU} – число снарядных частей в промежутке времени Δt . Анализ экспериментальных результатов показал, что в области $x/D < 0,70 \div 0,75$ в окрестности «носа» пузыря Тейлора зарождается стекающая тонкая пленка. И толщина её больше при высокой поверхностной скорости газа, чем при низкой, что можно объяснить влиянием изменений в радиусе кривизны (его уменьшением). При $x/D > 0,70 \div 0,75$ результаты подтверждают, что изменение стекающей пленки жидкости развивающегося течения в зоне «носа» пузыря Тейлора можно объяснить, опираясь на положения теории потенциального потока. Однако, при $x/D > 0,70 \div 0,75$ наблюдается прекращение развития пленки жидкости и ее толщина при высокой поверхностной скорости газа становится меньше, чем при низкой поверхностной скорости газа. Исследования других авторов показывают, что сила присоединения продуктов коррозии к металлической подложке составляет $10^5 \div 10^7$ Па, сила адгезии $10^7 \div 10^9$ Па, а напряжение трения на стенке восходящего газожидкостного снарядного потока ниже 10^3 Па (для всех

экспериментов).

Таким образом, результаты данной работы показывают: 1) напряжение трения на стенке восходящего газожидкостного снарядного потока не оказывает существенного влияния на продукты коррозии; 2) основное влияние на зарождение коррозионных усталостных трещин будет оказывать напряжение сдвига в области непосредственной стенки; 3) исследование турбулентного массообмена газожидкостной среды может быть эффективно проведено по критериальной зависимости:

$$k_d = 0,023 \cdot C \cdot Re^{0,8} \cdot Sc^{0,33} \cdot (D/L),$$

где $C = 0,27 \cdot (1 + Fr_s / \beta)^{0,5}$ – коэффициент, определяемый физическими параметрами системы; Fr_s – критерий Фруда, записанный с использованием скорости смеси; $Sc = \mu / (\rho_l D_d)$ – критерий Шмидта; Re – критерий Рейнольдса; L/D – отношение характерного размера снарядной единицы к диаметру трубопровода.

Детали анализа тонкой структуры развивающегося турбулентного течения газожидкостной смеси и массообмена со стенкой трубопровода представляют предмет дальнейших исследований.

Литература

1. Mora-Mendoza J.L., Chacon-Nava J.G., et al. Influence of turbulent flow on the localized corrosion process of mild steel with inhibited aqueous carbon dioxide systems. Corrosion 58, 2002. – P. 608 – 618.
2. Nakoryakov V.E., Kashinsky O.N., Kozmenko B.K. Experimental study of gas – liquid slug flow in a small diameter vertical tube. Int. J. Multiphase flow 12, 1986. – P. 337 – 355.

ПРОТИВОАВАРИЙНЫЕ СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ УДАРОВ

О.И. Ракитин

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На протяжении всего времени эксплуатации трубопроводов, неизбежно возникают волновые явления различного рода, которые представляют огромную опасность для всей трубопроводной системы. Они многократно повышают скорость внутренних коррозионных процессов, способствуют накоплению усталостных микротрещин в металле, особенно в местах концентрации напряжений (сварные швы, царапины, задиры, заводские дефекты и др.) и являются основным фоном возникновения аварийных ситуаций. В результате, как правило, происходят порывы в наиболее ослабленных местах трубопровода, который вследствие износа неспособен выдержать динамические нагрузки ударного характера [4].

Основными причинами возникновения гидравлических ударов, пульсаций давления и повышенных уровней вибрации являются:

- короткие замыкания и провалы энергоснабжения, аварийные отключения электропитания работающих насосных агрегатов;
- срабатывание обратных клапанов, быстрое закрытие или открытие предохранительной или запорно-регулирующей арматуры;
- сбои автоматизированных систем управления технологическими процессами, ложные срабатывания технологических защит;
- периодические остановки, повторные пуски;

- ошибочные действия обслуживающего персонала и т.п. [4]

Для ликвидации волновых явлений используется множество различных средств противоаварийной защиты трубопроводов, к наиболее известным относятся: предохранительные клапаны сброса, устройства с разрывными мембранами, импульсно-предохранительные устройства и стабилизаторы давления. При выборе предохранительной арматуры берут во внимание особенности отдельных участков трубопроводной системы, так как, каждое оборудование имеет ряд достоинств и недостатков.

Предохранительные клапаны сброса предназначены для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов, путем автоматического выпуска избытка жидкой, паро- и газообразной среды из систем и сосудов с давлением выше установленного. Предохранительный клапан является арматурой прямого действия, работающей непосредственно от рабочей среды. В настоящее время наиболее распространены пружинные предохранительные клапаны, в которых давлению рабочей среды противодействует сила сжатой пружины, направление подачи рабочей среды под золотник. На данный момент предохранительные клапаны остаются наиболее востребованной защитной арматурой, вследствие простоты своей конструкции, легкости настройки, разнообразия видов, размеров и конструктивных исполнений, что позволяет применять их на любом участке трубопровода.

Устройства с разрывными мембранами состоящие из разрывной предохранительной мембраны (одной или нескольких) и узла ее крепления (зажимающих элементов) в сборе с другими элементами, также применяются для защиты объектов технологического оборудования от опасных перегрузок не только избыточным, но и вакуумметрическим давлениями. При возникновении импульса превышающего установившееся давление, предохранительная мембрана разрушается и освобождает при этом необходимое проходное сечение для сообщения защищаемого сосуда (трубопровода) со сбросной системой. Мембранные устройства устанавливаются на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию. Мембраны обладают универсальной стойкостью, применяемые материалы имеют высокую коррозионную стойкость против множества агрессивных сред. Только несколько драгоценных металлов имеют сравнимые свойства. У предохранительных мембран хорошая герметичность, полное отсутствие эффекта «старения» и низкая чувствительность к перепадам механических нагрузок, они способны выдерживать максимальные рабочие температуры 250°C - 300°C.

Но, смотря на ряд достоинств того и другого оборудования не стоит забывать и о существенных недостатках.

Предохранительные клапаны сброса недостаточно надежны, т.к. имеют движущиеся, металлические элементы арматуры, подверженные влиянию внутренней деградации трубопровода. Они обладают большим запаздыванием (быстродействие сбросного устройства – 0,5 сек. и более), что не позволяет препятствовать распространению гидроудара по трубопроводу (скорость ударной волны – до 1300 м/с), и требуют значительных по объему резервуаров для сброса рабочей среды, а также дополнительной инфраструктуры для обслуживания этих систем. К тому же, сбросные клапаны настраиваются на давление, значительно превышающее рабочее давление гидросистемы и, поэтому, не действуют при провалах давления и гидроударах по причине остановки и последующего пуска насосных агрегатов и не гасят пульсации давления на рабочих частотах насосов. Также к недостаткам предохранительных клапанов относят резкое возрастание усилия пружины при ее сжатии в процессе подъема золотника. В случае с разрывными мембранными устройствами к вышеуказанным недостаткам добавляется необходимость замены мембраны после каждого срабатывания устройства, что делает его практически бесполезным в случае серии провалов или коротких замыканий в системе электропитания насосов. Также необходимо отметить, что резкий сброс значительных объемов транспортируемой среды сам по себе вызывает интенсивные волновые колебания, которые носят характер провалов давления, прямых и обратных гидроударов.

Позже, при эксплуатации трубопроводов стали применять импульсные предохранительные устройства представляющие собой, в общем случае, совокупность двух или более предохранительных клапанов, из которых один (главный), установленный на основной магистрали, емкости или резервуаре, оснащён поршневым приводом, а второй (импульсный), с меньшим проходным сечением, служит управляющим элементом. Он открывается по команде от датчика при соответствующем давлении рабочей среды и направляет её в поршневой привод главного предохранительного клапана. Импульсные устройства успешно применяются для защиты систем и агрегатов с высокими рабочими параметрами при необходимости сброса больших количеств рабочей среды, что не могут делать предохранительные клапаны из-за недостаточной пропускной способности. Поскольку в импульсных предохранительных устройствах для управления используется вспомогательная энергия, величина управляющих усилий может быть очень большой, так как нет ограничений размерами клапана. Это усилие может эффективно использоваться как для осуществления четкого срабатывания, так и для обеспечения надежного герметичного перекрытия запорного органа. Но, импульсные предохранительные устройства существенно дороже, чем клапаны прямого действия, а также энергозависимы. Поэтому их целесообразно применять только при больших расходах среды в аварийном режиме [3, 5].

Одним из современных средств гашения волновых процессов в трубопроводных системах являются стабилизаторы давления. Принцип их работы основан на распределенном по длине трубопровода диссипативном и упругодемпфирующем воздействии на пульсирующий поток перекачиваемой среды. Наибольший эффект гашения достигается при диссипации энергии пульсаций на перфорационных отверстиях, равномерно распределенных по длине стабилизатора, а также вследствие демпфирования, обусловленного податливостью упругих элементов стабилизатора. Для изменения распределенной упругости потока возможно использование свойств двухфазных сред, если это допускается условиями эксплуатации трубопроводной системы. Дополнительные

эффекты гашения обеспечиваются при расширении потока в предкамерах и коллекторах стабилизатора, создании однонаправленного движения, т.е. в результате влияния на геометрию потока [1].

Отличительными особенностями от других средств противоаварийной защиты являются:

- мгновенное быстроедействие (0,005 сек.);
- энергонезависимостью и минимальными массогабаритными характеристиками;
- автономностью и повышенной работоспособностью в штатных, переходных и аварийных режимах;
- отсутствием дополнительного гидравлического сопротивления;
- отсутствием потерь транспортируемой среды [2].

Стабилизаторы давления используются в трубопроводных системах различного назначения: коммунальный комплекс, энергетика, атомная энергетика, металлургия, нефтегазодобывающая и нефтехимическая промышленности. Использование стабилизаторов давления сокращает затраты на аварийно-восстановительные работы, снижает аварийность трубопроводов на 60%-80%, продляет срок эксплуатации даже сильно изношенных трубопроводов в 1,5 – 2 раза от остаточного ресурса и доводят уровни шума и вибрации до допустимого. Недостатком стабилизаторов давления при эксплуатации в нефтяной промышленности является возможное закупоривание и засорение перфорированных отверстий тяжелыми углеводородами и парафинами, что значительно снижает работоспособность оборудования. С экономической точки зрения, стабилизаторы давления целесообразно применять на участках с повышенным уровнем возникновения и ликвидации аварий, тогда сроки окупаемости будут составлять 1 – 1,5 года.

По сравнению с техническими средствами подобного назначения стабилизаторы давления не содержат регулирующих механизмов управления, легки в монтаже, не требуют минимального обслуживания процессе эксплуатации. Также большой отличительной способностью стабилизатора давления является то, что данные устройства одинаково эффективно гасят гидроудары, волновые и вибрационные процессы как в аварийном, так и в штатном режиме работы гидросистемы, реагируя как на провалы давления, так и на гидравлические удары. При всех своих достоинствах стабилизаторы давления применяются не так широко, как хотелось бы в наши дни, в связи с тем, что все эксплуатируемое оборудование подлежит регламентации и, ввести что-то новое в систему достаточно сложно [1, 2].

Литература

1. Ганиев Р.Ф., Низамов Х.Н., Усов П.П. Стабилизация колебаний давления в трубопроводных системах энергетических установок. – М.: Изд-во МГТУ, 1993. – 240 с.
2. Гошко А.И. Арматура промышленная общего и специального назначения. Справочник. – М.: Мелго, 2007. – 80 с.
3. Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура. Справочное пособие. – М.: ЛКИ, 2008. – 368 с.
4. Кобзарь В.В., Кобзарь А.В., под ред. Попова А.Е. Водоснабжение и водоотведение: Энциклопедия. – К: Логос, 2002. – 71 с.
5. Косых С.И. Трубопроводная арматура с автоматическим управлением. Справочник. – Л: Машиностроение, 1982. – 205 с.

АНАЛИЗ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

О.И. Ракитин, С.С. Гончарик

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

В наши дни при транспортировке скважинной и товарной продукции углеводородного сырья стальные трубы остаются главным элементом трубопроводной системы. Трубы из стали не имеют альтернативы, так как требуют высокой механической прочности, коррозионной стойкости, высокой и очень низкой рабочей температуры, а также высокого рабочего давления трубопровода. Прежде всего, это касается магистральных и промысловых газонефтепроводов, давление которых достигает сейчас 100-150 и более атмосфер. Так же это касается стальных фитингов – отводов, переходов, заглушек и тройников [3].

В связи с жесткими требованиями к долговечности и надежности, предъявляемым к трубопроводам нефтегазового сектора, внутреннее и внешнее покрытия должны обладать надежными защитными свойствами. При всем имеющемся многообразии защитных покрытий трубопроводов на сегодняшний день нельзя сделать выбор в пользу только одного, уникального и универсального покрытия, которое бы отвечало всем предъявляемым требованиям и обеспечивало защиту трубопроводов от коррозии в различных условиях эксплуатации. И это вполне объяснимо. Ведь современные газонефтепроводы являются сложными инженерными сооружениями, протяженность которых составляет сотни и тысячи километров. Трубопроводы проходят через различные климатические зоны, на их пути встречаются реки и болота, вечная мерзлота и пустыни, автомобильные и железные дороги. В состав трубопроводов входят соединительные детали (отводы, тройники, заглушки), запорная арматура (крановые узлы, задвижки), узлы врезок, ответвлений и другое оборудование. Через определенные промежутки в трубопроводы встраиваются компрессорные, насосные перекачивающие станции. Все эти элементы трубопроводов, так же как и сами трубы, должны быть защищены от коррозии на продолжительный период эксплуатации [2].

В настоящее время применяется четыре типа изоляционного покрытия: битумное, лакокрасочное, стеклоэмалевое и металлизационное. Каждое покрытие имеет ряд достоинств и недостатков, применение того или иного покрытия зависит от характеристик участка трубопровода, способа его прокладки, агрессивности перекачиваемого продукта и окружающей среды [2, 3].

Для начала рассмотрим стеклоэмалевые и металлизационные покрытия. Применяемые материалы покрытий - это стеклоэмали и алюминий. Их начали применять сравнительно недавно в трубопроводных системах и они показывали достаточно высокий уровень эффективности. Типы этих покрытий являются долговечными и термоизносостойкими. При этом металлизационные покрытия малочувствительны к механическим воздействиям. Большое преимущество покрытий – это то, что они легко применяются в качестве внутренней защиты трубопроводов. Но стеклоэмалевые и металлизационные покрытия имеют ряд существенных недостатков и ограничений. Во-первых, это ограничения по диаметрам защищаемых трубопроводов, максимальный диаметр применения стеклоэмали 500 мм, а применение алюминия и вовсе ограничивается диаметром 300 мм. Во-вторых, нанесение покрытий на трубопровод выполняется только в заводских условиях и не имеет возможности нанесения в трассовых условиях. Оба типа покрытий имеют повышенные требования к подготовке поверхности и являются дорогостоящими. К тому же, стеклоэмалевые покрытия очень чувствительны к механическим воздействиям и ударам, имеют повышенные требования при хранении, транспортировке и монтаже труб. Также большой недостаток это то, что не отработаны технологии защиты сварных стыков. Что касается металлизационного типа покрытия, то при его использовании требуется применение органосиликатных эмалей для защиты стыков в трассовых условиях. К тому же, оно обладает таким дефектом, как пористость [1].

Широкое применение в нефтегазовой промышленности нашли лакокрасочные покрытия, которые представляют собой кремнийорганические и органосиликатные эмали. Они термостойки (до 400 °С) и долговечны. Кремнийорганические эмали имеют высокое удельное электрическое сопротивление и поставляются в готовом виде. Также они являются очень доступным и недорогим материалом в наши дни, что нельзя сказать о дорогих органосиликатных эмалях. В отличие от стеклоэмалевых и металлизационных покрытий, лакокрасочные не имеют ограничений по диаметру защищаемого трубопровода и имеют возможность нанесения в трассовых условиях, при соблюдении установленных требований. Нанесение кремнийорганических эмалей возможно при соблюдении качественной подготовки поверхности (пескоструйная или дробеструйная установки) до второй степени очистки по ГОСТ 9.402-80. Нанесение органосиликатных эмалей возможно при тщательной подготовке поверхности и применении отвердителя естественной сушки. Требуемая толщина покрытия составляет 150 – 250 мкм. Если говорить о недостатках данного типа изоляции трубопроводов, то для первой эмали – это низкий сухой остаток (содержание растворителя до 60%), высокая токсичность, возможность оседания пигментов на дно тары (необходимость частого перемешивания) и недопустимость попадания влаги на само покрытие в процессе производства. Для второго типа эмали характерными недостатками являются: длительный процесс подготовки материала перед нанесением при применении в трассовых условиях (5-6 часов), а также высокая токсичность применяемых растворителей. И как было упомянуто ранее, лакокрасочные покрытия имеют повышенные требования к подготовке поверхности [1, 4, 5].

Лидирующее место применения изоляционных покрытий оставляют за собой битумные, рулонные покрытия, с изоляными мастиками. Необходимые условия при производстве работ по нанесению покрытий для обеспечения качества защиты выполняются как в заводских, так и в трассовых условиях при использовании в качестве праймера холодных изоляных мастик. Требуемая толщина покрытия составляет 2 – 6 мм. Битумный тип изоляции также не имеет ограничений по диаметру трубопровода и не требует высокого качества подготовки поверхности трубы. Используемые материалы доступны и имеют низкую стоимость. Но, как и любые изоляционные материалы имеют некоторый ряд недостатков: низкая адгезия, быстрое старение и охрупчивание при высоких температурах, пожароопасность, неудобство работы с рулонными материалами при производстве ремонтно-восстановительных работ [1, 5, 6].

По всем параметрам наиболее подходящими для внутренней изоляции труб являются лакокрасочные материалы на основе эпоксидных, модифицированных эпоксидных и фенолформальдегидных смол. Из порошковых полимеров широко применяются покрытия на основе эпоксидных порошковых материалов, нанесенных по фенольному праймеру. Толщина антикоррозионных покрытий, как правило, составляет 300-500 мкм.

Эмали подбираются в зависимости от агрессивности транспортируемых сред, наличия в них солей, кислот, щелочей [2].

Основное назначение внутренних антифрикционных покрытий – снижение шероховатости внутренней поверхности труб и увеличение пропускной способности трубопроводов. Освоение и внедрение технологии нанесения на трубы внутренних «гладкостных» покрытий началось за рубежом достаточно давно – с середины 50-х годов прошлого века. Накопленный за это время опыт их применения на магистральных газопроводах, транспортирующих не коррозионно-активный газ показал, что экономия затрат на перекачку и сжатие продукта в процессе эксплуатации трубопровода, как правило, обеспечивает окупаемость внутреннего покрытия уже в течение 3-5 лет. Большая обводненность современных нефтепромыслов, наличие в транспортируемых продуктах коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, повышенная температура эксплуатации способствуют интенсивной коррозии внутренней поверхности труб. При этом скорость общей коррозии может достигать 0,01-0,4 мм/год, а локальная скорость коррозии – до 1,5-6 мм/год. Реальный срок службы стальных промысловых трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить 1-3 года, а на некоторых промыслах сквозная коррозия трубопроводов может наступать уже после нескольких месяцев ввода их в эксплуатацию. В то же время при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий срок службы промысловых трубопроводов может повыситься в 8-10 раз.

Многочисленные попытки внедрения технологии внутренней изоляции трубопроводов в трассовых условиях не привели к положительным результатам. Как и в случае наружной изоляции труб, наиболее высокое качество внутренних защитных покрытий труб можно обеспечить лишь при проведении изоляционных работ в стационарных заводских или базовых условиях [3].

Литература

1. Бурмистров Г.Н. Кровельные материалы. – М.: Стройиздат, 1984. – 240 с.
2. Попов В.В. Материалы для теплоизоляционных и гидроизоляционных работ. – М.: Высшая школа, 1988. – 76 с.
3. Стрижевский И.В., Сурис М.А. Защита подземных теплопроводов от коррозии – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 112 с.
4. РД 34.20.520-96. Правила и нормы по защите трубопроводов тепловых сетей от электрохимической коррозии. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
5. РД 34.20.518-95. Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии. – М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
6. СНиП 3.04.03 - 85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии. – М.: Минстрой России, 1986.

**АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МНОГОСЛОЙНОЙ
ПОЛИМЕРНОЙ ТРУБЫ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ**

Ю.А. Реутов¹

Научные руководители доцент А.В. Рудаченко¹, доцент С.А. Бочкарева²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Томский университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия*

В последнее время в России и за рубежом при строительстве газопроводов широко применяются полимерные трубы. Рост популярности полимерных труб обусловлен следующими преимуществами над металлическими: высокая скорость прокладки; отсутствие коррозии; стойкость к эрозии; скорость перекачки больше чем у обычных труб того же диаметра; расчетный ресурс 50 лет при подземной прокладке; возможность повторного использования; простота транспортировки в катушках; небольшой вес.

С целью улучшения прочностных характеристик, большинство полимерных труб являются многослойными. Многослойные трубы имеют два или три слоя: бипластмассовые (полиэтиленовые трубы, упрочненные наружной стеклопластиковой оболочкой), трехслойные трубы (полиэтиленовые трубы, со средним слоем из армирующей арамидной лентой), металлопластовые трубы (полиэтиленовые трубы, армированные проволочным сварным каркасом) и др.

Известным методом анализа напряженно-деформированного состояния (НДС) трубы является аналитический метод. Однако он не может применяться при расчете многослойной трубы. В этом случае используются численные методы, одним из которых является метод конечных элементов (МКЭ).

В качестве объекта исследования были выбраны два типа труб: бипластмассовая труба и трехслойная труба Soluforce RTP (от англ. reinforced thermoplastic pipe – усиленная термопластиковая труба). В качестве модели сравнения была взята однородная полиэтиленовая (ПЭ100) труба, имеющая одинаковые размеры и параметры нагружения с трехслойной. Характеристики труб приведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики труб

Наименование трубы	ПЭ 100	Soluforce M480 HPG			Бипластмассовая труба	
		внутренний	средний	наружный	внутренний	наружный
Давление в трубе, МПа	6,5	6,5			4	
Внутренний диаметр, мм	100	100			293	
Наружный диаметр, мм	128	128			309	
Слой	однослойная	внутренний	средний	наружный	внутренний	наружный
Толщина слоя, мм	14	7	3,5	3,5	4	4
Материал слоя	ПЭ 100	ПЭ 100	полиэфирное волокно	ПЭ 100	ПЭ 100	стеклопластик
Модуль упругости, МПа	1300	1300	10000	1300	1300	40000
Коэффициент Пуассона	0,43	0,43	0,3	0,43	0,43	0,25

Трубы Soluforce имеют три слоя. Внутренний сделан из полиэтилена (ПЭ100), средним слоем является арамидная или полиамидная армирующая лента, а в качестве внешнего покрытия служит белый полиэтилен (ПЭ100), стойкий к ультрафиолетовому излучению.

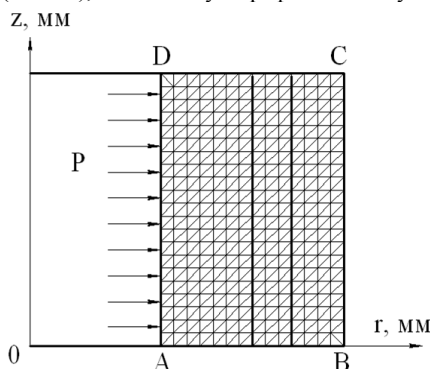


Рис. 1. Схема нагружения

цилиндрических координатах.

В силу осевой симметрии задачи рассматривается расчетная область, представляющая собой часть осевого сечения трубы, и решается осесимметричная задача теории упругости (рис.1).

Задача определения эффективных деформационно-прочностных свойств наполненной полимерной композиции сводится к вычислению параметров напряженно-деформированного состояния, которое определяется уравнениями механики деформируемого твердого тела [2]. В дифференциальной форме система дифференциальных уравнений в декартовой системе координат может быть записана в следующем виде.

1. Статические уравнения равновесия.

$$r \frac{\partial \sigma_z}{\partial r} + \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_{rz}) = 0; \quad \frac{\partial}{\partial r} (r \sigma_r) - \sigma_\theta + r \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial z},$$

где σ_r , σ_θ , σ_z – нормальные компоненты напряжений в цилиндрических координатах; τ_{rz} – касательное напряжение в

2. Соотношения связи между деформациями и перемещениями в случае малых деформаций.

$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z}; \quad \varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r}; \quad \varepsilon_\theta = \frac{u}{r}; \quad \gamma_{rz} = \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z};$$

где w – упругие перемещения в направлении оси z , u – перемещения в направлении радиуса r .

3. Уравнения связи между напряжениями и деформациями (в упругом случае это закон Гука).

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \varepsilon_{kl},$$

где C_{ijkl} – компоненты тензора упругих свойств.

4. Граничные условия.

На границах АВ и DC ставятся так называемые «условия скольжения»: $v = 0$, $\sigma_\tau = 0$, где v – осевое смещение; σ_τ – касательные напряжения.

На границе BC: $\sigma_n = \sigma_\tau = 0$, где σ_n – нормальные напряжения.

На границе AD: $\sigma_n = -P$, $\sigma_\tau = 0$.

Численная реализация задачи определения параметров НДС конструкции проводится методом конечных элементов [3] с использованием разбиения расчетной области на конечные элементы треугольной формы. Метод основан на принципе минимизации потенциальной энергии.

5. Принцип минимума потенциальной энергии.

Среди всех возможных перемещений действительные перемещения сообщают полной потенциальной энергии Π абсолютный минимум. Это означает выполнение требования $\delta \Pi = 0$.

Для разбиения расчетной области используются треугольные конечные элементы с шестью компонентами узловых перемещений. Для многослойной трубы разбиение расчетной области делается таким образом, чтобы узлы конечно-элементной сетки приходились на границы слоев. В этом случае внутри каждого из конечных элементов механические характеристики определяются свойствами слоя, попавшего в этот элемент, и не претерпевают разрывов. Принимается, что на границах раздела слоев адгезия идеальна. Результаты численного решения для трубы из ПЭ 100 сравнивались с аналитическим решением задачи Ламе [1].

Результаты расчета НДС труб представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчета НДС труб

Параметры НДС на наружной и внутренней поверхностях труб		ПЭ 100	Soluforce M480 HPG	Бипластмассовая труба
Интенсивность напряжений σ_i , МПа	Наружная	20,44	7,7645	137,41
	Внутренняя	30,108	12,773	5,7508
Радиальные перемещения, мм	Наружная	0,99853	0,38006	0,52417
	Внутренняя	1,1363	0,44361	0,54143

Распределения интенсивности напряжений по толщине для трубы из ПЭ100, для трехслойной Soluforce и бипластмассовой труб представлены на рис.2.

Видно, что максимальная интенсивность напряжений трехслойной трубы Soluforce M480 HPG приходится на средний армирующий слой, а для бипластмассовой трубы – на стеклопластиковую оболочку. Рабочее давление, применяемое для труб Soluforce, приложенное к трубе из полиэтилена ПЭ100 (без армирующих и подкрепляющих слоев), вызвало напряжения, недопустимые для этого материала.

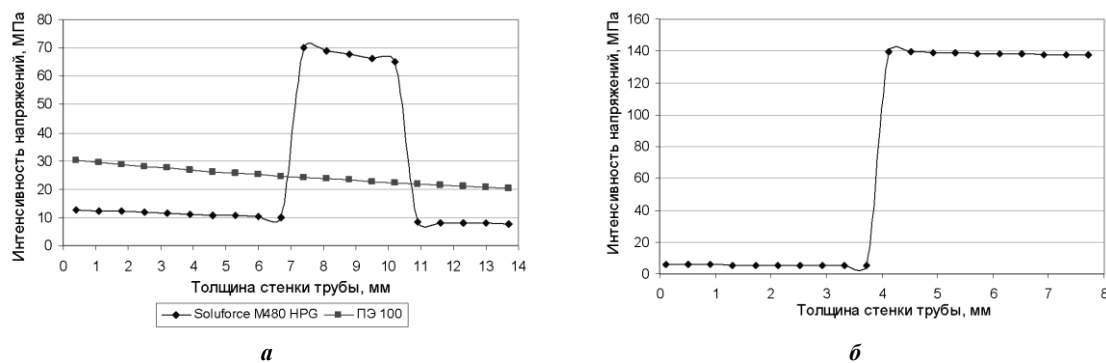


Рис. 2. Распределение интенсивности напряжений по стенке трубы:
а - ПЭ 100, Soluforce; б - бипластмассовая

Полученные результаты показали возможность применения метода конечных элементов для анализа НДС многослойных труб. Применение армирующих слоев в конструкции трубы или стеклопластиковой оболочки позволяет значительно повысить рабочее давление в трубопроводе при транспортировке газа.

Литература

1. Биргер И.А., Шор Б.Ф., Иосилевич Г.Б. Расчет на прочность деталей машин: Справочник. – М.: Машиностроение, 1979. – 702 с.
2. Васидзу К. Вариационные методы в теории упругости и пластичности. – М.: Мир, 1987. – 542 с.
3. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. – М.: Мир, 1979. – 392 с.

**РОЛЬ АВАРИЙНОСТИ СВАРНЫХ ШВОВ НА МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ,
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА И ШВОВ В ГРУНТЕ**
Д.С. Рожкова

Научный руководитель доцент В.М. Передерин
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. Развитие трубопроводного транспорта неразрывно связано с выполнением комплекса мероприятий по обеспечению непрерывности процесса прокачки и охране окружающей среды. В связи с этим особое значение приобретает необходимость определения положения самого магистрального трубопровода в грунте и особенно положения сварных швов, поскольку именно на них происходит до 18% аварий и утечек, что составляет вторую по значимости причину после коррозии, на которую приходится примерно 55% [2] (см. табл.).

Таблица

Причины отказов в работе магистрального трубопровода

Причина отказов	АК «Транснефть»	США
Брак сварного шва	17.7%	17.8%
Повреждение механизмами и машинами	4.8%	26.1%
Нарушение правил эксплуатации	5%	0%
Заводской дефект металла труб	12.2%	5.7%
Наружная и внутренняя коррозия	55.3%	36.8%
Прочие	5%	13.6%
Всего:	100%	100%

Различные сварочные дефекты возникают при изготовлении труб и монтаже трубопроводов, когда нарушается принятая технология производства сварочных работ или применяются некондиционные материалы. Наиболее характерными дефектами при сварке являются подрезы в основном металле рядом со швом; шлаковые включения в наплавленном металле; поверхностные и внутренние трещины в металле шва и околошовной зоне; непровар в корне шва и по кромкам труб. Данные дефекты приводят к резкому снижению пластичности и повышению хрупкости сварных соединений при пульсирующих и ударных нагрузках, особенно при низкой температуре [4].

Процент количества аварий, связанных с браком сварных швов, велик, поэтому необходимо рассмотреть возможность их предотвращения и ликвидации аварий, если они произошли.

«Прежде природа угрожала человеку, – пишет Ж.-И. Кусто, – а сейчас человек угрожает природе». Оправдываются так же слова французского поэта Ф.Р. де Шатобриана: «Леса предшествуют человеку, пустыни

следуют за ним». Ведь всем известно и понятно, что разливы нефти губят те растения и животных, которые живут местности, где происходят аварии, поэтому важно вовремя диагностировать аварийно-опасный участок МТ.

Как упоминалось выше, риск аварий достаточно высок на сварных швах, поэтому предлагаем наиболее удобный и быстрый магнитометрический способ определения положения магистрального трубопровода в грунте и обнаружения сварных швов. По магнитному полю над трубой можно обнаружить положение в грунте как самой трубы, так и сварных швов с использованием:

1. Интенсивности аномалии над магистральным трубопроводом;

2. Знака аномалии и ее формы;

3. Разного характера аномалии над сварными швами, сделанными на базе и на месте укладки плетей в траншее, что позволит оценить качество этих сварных работ.

ОТСЮДА ВЫВОДЫ:

1. По магнитному полю возможно определение положения магистрального трубопровода в грунте в плане и по высоте, проведя магнитные съемки перпендикулярно оси прокладки магистрального трубопровода и вдоль оси трубы.

2. Локализация аварии, что ускорит ее ликвидацию, т.е. ремонт магистрального трубопровода на месте.

3. Сварные швы на трубосварочной базе приобретают термоостаточную намагниченность (I_t) совпадающую с постоянным вектором (T) магнитного поля и индукционной намагниченностью (I_i), приобретенными на базе, при перевозке и укладке в траншею плетей труб крутится и I_t может быть в любом положении относительно T и I_i . На швах, которые сделаны при сварке во время соединения плетей труб, I_t будет совпадать с I_i и суммироваться, увеличивая интенсивность аномалии над швом [1]. Поэтому при магнитной съемке вдоль оси магистрального трубопровода интенсивность (величина) и характер аномального магнитного поля будут разными над швами, сделанными на трубосварочной базе и сделанными на месте их сварки.

4. Аномалии магнитного поля, полученные вкрест магистрального трубопровода и вдоль него дополняют друг друга, повышая информативность, качество и достоверность их интерпретации

Преимущество: применяются несложные, легкие переносные приборы – магнитометры.

Литература

1. Гринкевич Г.И. Магниторазведка. – Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геолог. академии, 2001. – 306 с.
2. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2005. – 528 с.
3. Логачев А.А., Захаров В.П. Магниторазведка. – Л.: Недра, 1973. – 351 с.
4. Коршак А.А., Коробков Г.Е., Душин В.А., Набиев Р.Р. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2000. – 170 с.

ТРАНСПОРТНЫЕ 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, достигаемой 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.

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 объемы 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

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

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 произвел пробную партию проката стали X80 по заказу Волжского трубного завода для производства спиральношовных труб. Однако широкое внедрение труб высокого класса прочности сталкивается с определенными проблемами. Для тяжелых труб, особенно соединенных 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 (табл. 2).

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 захлестов. 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.

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

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. 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 тяжелыми 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 до 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 K65 (X80) 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

ния 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/см^2 – среднее по трем образцам и не ниже 36 Дж/см^2 – 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 объеме новой техники, способной осуществлять транспортировку и укладку труб значительной массы, совершенствования систем сварки и налаживания наукоемкого производства сталей высокого класса прочности.

Литература

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. – М.: УГНТУ, 2000. – 265 с.
2. Коршак А.А. Обеспечение надёжности магистральных трубопроводов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2000. – 170 с.
3. Широкова Е. Технологический прорыв // Трубопроводный транспорт нефти. – М.: ТрансПресс, 2008. – № 4. – С. 8 – 13.

ТРАНСПОРТИРОВКА ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДИРИЖАБЛЕМ

М.И. Сухоруков, Н.С. Стригин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2008 г. вышел закон «О попутном нефтяном газе», в котором предприятиям нефтегазовой отрасли до 2011 г. года требовалось ограничить сжигание на факелах попутного нефтяного газа до 5%, но полностью нефтяники его так и не выполнили.

Основной проблемой является относительно высокая себестоимость и сравнительно низкая стоимость природного газа. Себестоимость попутного нефтяного газа изначально выше себестоимости природного газа, что обусловлено высокими капитальными затратами на строительство объектов сбора, транспорта и переработки, а также технологическими особенностями добычи попутного газа: многократно меньшим дебитом по газу нефтяных скважин, низким давлением по сравнению со скважинами природного газа, высоким содержанием жидких углеводородов, воды и сернистых соединений.

Решить данную проблему предлагается с помощью альтернативной транспортной системы, а именно транспортировать попутный нефтяной газ в теле дирижабля. идея о возвращении дирижаблей давно обсуждалась, но это требовало больших первоначальных капиталовложений, как и утилизация попутного нефтяного газа. Такими средствами обладает государство и нефтегазовые компании, при совместном решении этих задач можно сделать это предприятие взаимовыгодным, как государству, так и нефтяникам.

Предлагается на месторождениях производить очистку, осушку и разделение попутного нефтяного газа на сухой отбензиненный газ (СОГ), представляющий собой смесь метана и этана с подъемной силой примерно $0,5 \text{ кг/м}^3$, и сжиженный углеводородный газ (СУГ) – пропанобутановая смесь, далее создать запас и погружать продукты в дирижабли с помощью причальных мачт.

Для транспортировки ПНГ предполагается применять полужесткий трехкорпусный дирижабль на основе проекта ООО ВНИИГАЗ дирижабль Д-02Г (см. табл.).

Д-02Г это трехкорпусный дирижабль-газовоз полужесткого типа грузоподъемностью 360 кН с общим объемом трех оболочек 104 тыс.м^3 . Конструкция представляет собой несущую ферму, к которой крепятся центральная мягкая оболочка, наполненная несущим газом (гелием), и две боковые оболочки вместимостью 60 тыс.м^3 , заполняемые СОГ. Между оболочками расположены клапаны и баллонеты, наполняемые воздухом от осевого вентилятора с мотогазовым приводом. На раме несущей фермы размещаются: спереди – кабина управления и два серийных газопоршневых двигателя с тянущими винтами и сзади – два двигателя с толкающими винтами мощностью до 294 кВт каждый, обеспечивающие полет дирижабля со скоростью до 90 км/ч.

В средней части фермы находятся продольно расположенные два подъемных винта в кольцевых каналах с приводом через конический редуктор от газовых двигателей мощностью по 400 кВт. С их помощью регулируется подъемная сила дирижабля в пределах 5 - 8 % от взлетной массы.

В концевой части фермы расположены киль с рулем направления и стабилизатор с рулем высоты, которые имеют дистанционный электропривод. По бокам несущей фермы внизу на стойках установлены двухколесные шасси на пневматиках низкого давления с пневморессорами [2].

Помимо стоянки дирижабля на причальной мачте возможна его посадка и стоянка на воде.

Также дирижабль оснащен подвесной цистерной для перевозки 30 тонн СУГ, вместо которой на внешней подвеске можно транспортировать трубы, буровое оборудование и другие грузы [3].

Топливом для двигателей будет служить СОГ, при использовании которого подъемная сила будет уменьшаться, и СУГ, при использовании которого подъемная сила дирижабля будет увеличиваться. Таким образом, дирижабль должен поочередно сжигать СОГ и СУГ, для обеспечения равновесия по вертикали. При дальности полета до 1000 км. расход продуктов менее 5%.

Таблица

Технические характеристики Д - 02Г

Объем нагруженного дирижабля, м ³	104000
Объем перевозимого СОГ, м ³	60000
Масса конструкции дирижабля, тонн	32
Масса перевозимого СУГ, тонн	30
Расчетная крейсерская скорость, км/ч	90
Потолок, м	1500
Дальность, км	5000 и более
Общая мощность 4 двигателей, МВт	1,18
Габариты, м	132x48x35

При такой схеме транспортировки попутного нефтяного газа дирижаблями от месторождений до центров переработки полностью меняется подход к расчету себестоимости.

Рассмотрим положительные моменты:

- низкий дебит попутного нефтяного газа не оказывает влияния на себестоимость транспортировки, также как и переменный дебит, потому что количество работающих дирижаблей может варьироваться;
- низкое давление попутного газа не является проблемой;
- при заполнении газом оболочек дирижабля (давление чуть больше атмосферного) на месторождении требуются минимальные энергозатраты;
- при транспортировке газа по воздуху энергозатраты также наименьшие, так как сам газ создает подъемную силу для поднятия полезной нагрузки (емкостей с жидкими углеводородами или других грузов), и энергия расходуется в основном лишь на преодоление лобового сопротивления дирижабля в полете;
- в качестве топлива используется перевозимый продукт, делая систему более эффективной и менее зависимой от обслуживания;
- мобильность данной системы позволяет быстро переключаться на других поставщиков и потребителей;
- стоимость транспортировки не зависит от географического положения;
- возможность использования в качестве транспорта любого другого груза, вплоть до замещения постоянного вертолетного сообщения;
- низкая материалоемкость;
- высокая экологичность;
- ремонтпригодность.

При всех плюсах, данная система, имеет ряд серьезных недостатков:

- очень высокая стоимость дирижаблей;
- практически отсутствие опыта проектирования, эксплуатации, ремонта дирижаблей - газозовозов;
- зависимость от погодных условий;

Эти недостатки решатся при развитии дирижаблестроения: стоимость дирижабля сильно зависит от себестоимости производства - возможно сокращение стоимости в десятки раз; безопасность же при использовании современных технологий удовлетворяют самым высоким запросам. Что же касается перебоев поставок газа которые могут быть вызваны плохими погодными условиями, то эту проблему легко можно решить грамотным подбором схемы поставки газа опираясь на современные метеопрогнозы. [1]

При такой системе транспортировки становится возможна рентабельность переработки попутного нефтяного газа на малых, отдаленных месторождениях.

Литература

1. Арие М.Я. Дирижабли. – Киев: Наукова думка, 1988. – 264 с.
2. Перепеличко В.Ф. Беструбопроводные способы доставки природного газа и жидких углеводородов // Газовая промышленность. – М., 2004. – № 3. – С. 68 – 71.
3. Самсонов Р.О. Применение дирижаблей-газовозов для транспортировки гелия, нефти и строительных материалов // Газовая промышленность. – М., 2008. – № 9. – С. 90 – 93.

НАДЕЖНОСТЬ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Т.В. Тихонова

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов, транспортирующих ценное углеводородное сырье потребителю, является важнейшим стратегическим направлением стабильного развития регионов, удаленных от центральной части Российской Федерации. Это во многом зависит от результатов анализа отказов и разрушений в системе магистрального транспорта. И только комплексный подход к данному вопросу,

учитывающий специфику района прохождения трубопроводной трассы сможет дать реальную картину причин, приводящих к нарушению устойчивого режима эксплуатации.

В данной статье рассмотрен магистральный газопровод «СВГКМ* – Мастах – Берге – Якутск», особенностью данной газотранспортной системы является экстремальные условия эксплуатации. Резко континентальный климат отличается продолжительным зимним (от 6,5 до 9 месяцев) и коротким летним периодами. Средняя температура самого теплого месяца (июля) от 18 до 25 °С, в то время, как средняя температура холодного периода времени года лежит в пределах от -35 до -50 °С.

Все эти условия, безусловно, накладывают свою специфику в период строительства трубопроводной системы и обуславливают достаточно жесткий подход при выборе технологических режимов работы газопровода, основного и вспомогательного оборудования.

Поэтому задача данного исследования – классификация факторов аварий и повреждений газопроводов с определением основной доли наиболее значимых.

Учитывая проведенный литературный обзор по анализу причинности аварийных ситуаций в системе магистральных трубопроводов и привязку к реальным условиям эксплуатации магистрального газопровода, проходящего по территории Республики Саха (Якутия) в сложных условиях Крайнего Севера, авторы предлагают рассмотреть следующую классификацию, в основу которой были положены следующие работы [1,2,4-8] (рис. 1).

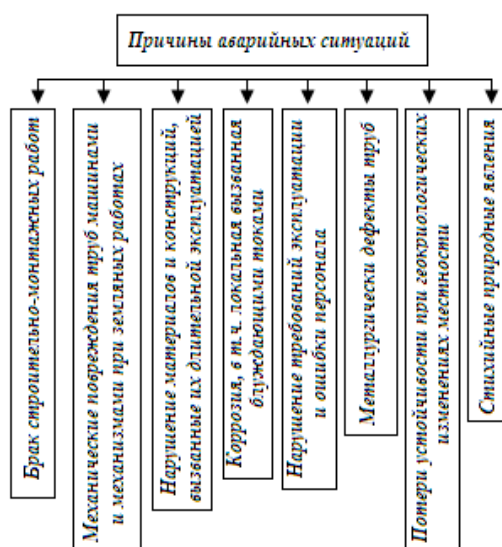


Рис. 1. Классификация причин аварийных ситуаций

Анализ аварий газопровода по причинам их возникновения позволил распределить процентное соотношение причин аварийных ситуаций за период эксплуатации МГ «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск» с 2000 по 2010 гг. (рис. 2).

Как следует из полученных данных наибольшая доля аварийных ситуаций вызвано браком строительно-монтажных работ (что составляет 32 % от общего объема за 10 лет эксплуатации МГ).

Значительное воздействие данного фактора, согласно анализу Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [9] в основном связано с отступлением от проектных решений при строительстве и ремонте, несоблюдением технологии сварки, низким уровнем пооперационного контроля качества со стороны должностных лиц и недостаточным техническим надзором за строительством.

Средние показатели аварийности 10...17 % характерны для следующих факторов: механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах (17 %), нарушение материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией (14 %), коррозия (12 %).

Аварийные ситуации по причине механических повреждений труб машинами и механизмами при земляных работах вызываются внешними силами, которые повреждают или перегружают трубопровод в зоне их действия.

Аварийные ситуации по причине нарушение материалов и конструкций, обусловлены накоплением остаточных напряжений после длительной эксплуатации газопровода 30 лет и более, что приводит, в конечном итоге, к их разрушению. Причем, тенденция к ухудшению общего технического состояния линейной части, будет увеличиваться. Если не предпринимать соответствующих мер по оценке технического состояния и не проводить работы по плановым предупредительным ремонтам, эксплуатационный ресурс МГ может снизиться до 20 %, буквально за ближайшие 20 лет.

Типичные для средней полосы России отказы газопроводов, вызванные развитием коррозии, могут достигать 50% от причин возникновения аварийных ситуаций [4, 9]. Для газопроводов, эксплуатирующихся в условиях вечномёрзлых грунтов на территории Республики Саха (Якутия), эти значения находятся в меньших пределах. По данным проведенного анализа составляют только 12% от общего числа аварийных ситуаций за последние

10 лет эксплуатации МГ. Такой фактор вполне логично объясняется продолжительным периодом действия отрицательных температур, что находится в соответствии с данными [2, 3].

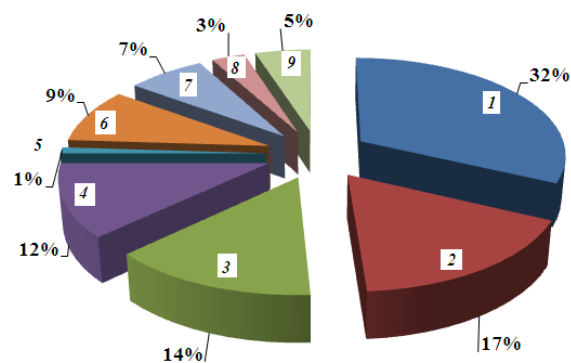


Рис. 2. Структура причин аварийных ситуаций на МГ «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск» за период 2000-2010 гг.

1 – брак строительно-монтажных работ; 2 – механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах; 3 – нарушение материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией; 4 – коррозия; 5 – локальная коррозия, вызванная блуждающими токами; 6 – металлургические дефекты труб; 7 – стихийные природные явления; 8 – потери устойчивости при геокриологических изменениях местности; 9 – нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала

Разрушения МГ связанные с локальной коррозией, вызванные блуждающими токами принимают 1% от общего числа аварийных ситуаций и являются единичными случаями, поскольку МГ и газопроводы-отводы проходят в 80% случаях в песчаных грунтах, где разность потенциалов равна 0,01 В. В местах пересечения МГ с линиями электропередач (ЛЭП) разность потенциалов составляет 0,059 В. Когда как, согласно ГОСТ 9.602-2005, разность потенциалов должна быть менее 0,04 В. Следовательно, в виду отсутствия установок электрохимической защиты (ЭХЗ) в местах пересечения МГ и ЛЭП отмечается интенсивное коррозионное разрушение газопроводов, со средней скоростью коррозии равной 0,17 мм/год.

Металлургические дефекты труб и оборудования связаны с несовершенством технологии изготовления труб или их нарушением при изготовлении. Доля аварийных ситуаций, вызванные по этой причине от общего числа аварийных ситуаций составило 9 %.

Аварийные ситуации, возникшие в результате воздействия стихийных природных явлений (лесные пожары, наводнения и т.д.), составили 7 % от общего числа аварийных ситуаций за 10 лет эксплуатации МГ. Их возникновение не закономерно и не прогнозируемо, но все же встречается за данный период эксплуатации.

Потеря устойчивости МГ и газопроводов-отводов в результате геокриологических изменений принимает 3% от общей доли аварий. Проявление данного фактора наиболее часто встречается в заболоченных местах с разложившимся торфом или в местах возможного скопления талых вод. С увеличением объема талых вод происходит увеличение величины сезонного оттаивания многолетнемерзлых грунтов и недостаточное сезонное промерзание грунта, вследствие чего происходит потеря устойчивости МГ, вызывая тем самым напряженно-деформированное состояние при изменении проектной отметки газопровода.

Доля аварий по причине нарушений требований эксплуатации и ошибки персонала составляет 5 %, что указывает на недостаточную подготовку обслуживающего персонала и требует от предприятий серьезного и тщательного подхода к подбору персонала, периодичности его обучения, переподготовки и повышения квалификации, а также более тщательного контроля при проверке знаний в области промышленной безопасности.

Проведенные исследования анализа аварийных ситуаций на МГ проложенном и эксплуатирующийся в условиях вечной мерзлоты позволили выявить следующее:

- 1) Аварийные ситуации происходят в основном из-за несоблюдения требований проектных решений при строительстве и ремонте трубопроводов (например, несоблюдения технологии сварки)
- 2) Недостаточным уровнем пооперационного контроля качества со стороны лиц ответственным за данный вид работ (например, технический надзор за строительством);
- 3) Минимальный процент аварийных ситуаций связан с нарушением эксплуатационных требований и ошибками обслуживающего персонала, что указывает на хорошую подготовку обслуживающего персонала и четкую организацию производства эксплуатации и ремонта данных систем.

Данный анализ позволит предприятиям эксплуатирующим трубопроводный транспорт в условиях Крайнего Севера обратить внимание на первоочередные вопросы, связанные с причинностью возникновения аварийных ситуаций.

Опираясь на данные исследований [6, 8] для предупреждения возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций и снижения их последствий на магистральном газопроводе, и собственный проведенный анализ можно рекомендовать следующий комплекс мероприятий:

- 1) Своевременное проведение профилактических и плановых работ по выявлению дефектов различных видов оборудования, их ремонт или замену;
- 2) Контроль, за выполнением правил технической эксплуатации, комплекса мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, качественным и своевременным выполнением аварийно – ремонтных и восстановительных работ;
- 3) Соблюдение требований техники безопасности и охраны труда;
- 4) Проведение регулярного обучения, тестирования и тренировок персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов в чрезвычайных ситуациях;
- 5) Обеспечение надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации;
- 6) Подбор и использование новых технологий и материалов для обеспечения надежной эксплуатации и бесперебойной перекачки углеводородного сырья.

Соблюдение и выполнение всех этих вышеуказанных пунктов позволит сэкономить капитальные затраты на локализацию, ликвидацию и ремонт аварий, которые могут произойти на магистральном газопроводе.

* СВГКМ – Средневилюйское газоконденсатное месторождение

Литература

1. Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М., 2010. – № 8. – С. 4 – 11.
2. Большаков А.М., Голиков Н.И., Сыромятникова А.С. и др. Разрушения и повреждения при длительной эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности // Газовая промышленность. – М., 2007. – № 7. – С. 89 – 91.
3. Ермоленко Ю.Г., Большаков А.М., Черемкин М.К. и др. О техническом состоянии магистральных газопроводов Якутии // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2003. – № 10. – С. 5 – 7.
4. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В. и др. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2010. – №7 – С. 16 – 22.
5. Лисанов М.В., Сумской С.И., Савина А.В. и др. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2010. – № 3. – С. 58 – 66.
6. Медведев В.Н. Анализ уровня эксплуатации и аварийности МГ Северного коридора // Газовая промышленность. – М., 2004. – № 6. – С. 13 – 15.
7. Мокроусов С.Н. Проблемы обеспечения безопасности магистральных и межпромысловых нефтегазопроводов. Организационные аспекты предупреждения несанкционированных врезок // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2006. – № 9. – С. 16 – 19.
8. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – М., 2010. – № 1. – С. 68 – 70.
9. Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/osnovnaya_deyatelnost_otchetny.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ С УЧЕТОМ СМЕЩЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ОСИ ПОТОКА

С.Ю. Трапезников, В.И. Маларев, Г.А. Колтон

Научный руководитель профессор А.К. Николаев

**Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
(технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия**

Гидравлический расчет нефтепровода с целью определения тепловых и гидродинамических потерь основан на усреднении температур и скоростей по сечению трубопровода. Усреднение скоростей является справедливым при турбулентном режиме, но при ламинарном режиме расчет по такой методике приводит к большой ошибке [3]. Поэтому данные допущения неприемлемы для решения задач по определению пускового и стационарного давления, времени безопасной остановки. Снижение рабочей температуры потока жидкости, особенно в районе стенки трубопровода, приводит к возникновению зон с нулевой скоростью потока, так как одним из реологических свойств парафинистых и высоковязких нефтей является появление предельного напряжения сдвига при низких температурах. Т.к. температура по сечению трубы распределена неравномерно [4], то, вследствие этого, имеем переменную вязкость, что обуславливает смещение динамической оси потока.

Теоретические исследования процессов гидродинамики и теплообмена при течении аномальных жидкостей по трубам и каналам, позволяют построить достаточно точную математическую модель стационарных и нестационарных режимов работы трубопроводов различных способов прокладки (различные условия теплообмена с окружающей средой) при транспорте жидкостей с ярко выраженной реологией.

Математическая модель процесса теплообмена потока высоковязкой нефти в трубопроводе с окружающей средой в безразмерном виде будет представлять нелинейное дифференциальное уравнение теплопроводности:

$$a \left(-R^2 \right) \frac{\partial \Theta}{\partial Z^*} = a \left(\frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial \Theta}{\partial R} \right) + \frac{\partial^2 \Theta}{\partial \varphi^2} \right) + \frac{\mu_0 e^{AT}}{\rho c_p} \frac{w_{cp}^2}{r_0^2} \left(\frac{\partial W}{\partial R} \right)^2,$$

где $a = \frac{\lambda}{\rho c_p}$ – коэффициент температуропроводности нефти, м²/с; λ – теплопроводность нефти, Вт/(м·К);

ρ – плотность нефти, кг/м³; c_p – изобарная теплоемкость нефти, Дж/К; $\Theta = \frac{T - T_c}{T_0 - T_c}$ – безразмерная температура; T_0 – начальная температура нефти, К; T_c – температура окружающей среды, К; T – температура нефти в трубопроводе, К; $Z^* = \frac{1}{2Pe} \frac{z}{r_0}$ – безразмерная координата вдоль оси нефтепровода; z – координата вдоль оси

нефтепровода, м; r_0 – радиус нефтепровода, м; $Pe = \frac{2w_{cp}r_0}{a}$ – число Пекле; w_{cp} – средняя скорость потока нефти, м/с; $R = \frac{r}{r_0}$ – безразмерный радиус нефтепровода; r – координата вдоль радиуса нефтепровода, м; $W = \frac{w_z}{w_{cp}}$ – безразмерная скорость нефти; w_z – скорость нефти вдоль оси нефтепровода, м/с; $\mu = \mu_0 e^{AT}$ – вязкость нефти в зависимости от температуры, Па·с; μ_0, A – эмпирические коэффициенты; K – коэффициент, учитывающий смещение динамической оси потока.

Для нахождения значения коэффициента K воспользуемся методом множителей Лагранжа (рис. 1).

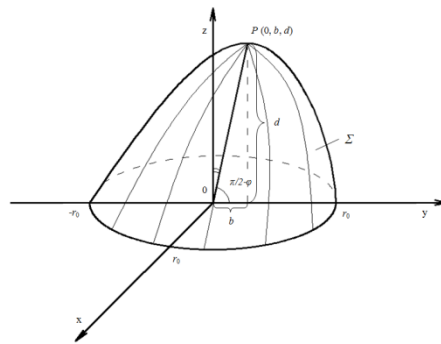


Рис. 1. Профиль скорости с учетом смещения динамической оси потока [2]

Пусть имеем поверхность Σ , которая описывается уравнением $x^2 + y^2 + 2Fyz + Az = r_0^2$, где A, F – коэффициенты; b – смещение динамической оси потока нефти, м; d – координата, физический смысл которой – средняя скорость потока нефти. Также имеем, что $P(0, b, d) \in \Sigma$, откуда следует $b^2 + 2Fbd + Ad = r_0^2$. Задаемся условием, что $|0P|^2 = \max(x^2 + z^2)$.

Таким образом, функция Лагранжа имеет вид:

$$L(x, y, z, \lambda_L) = y^2 + z^2 + \lambda_L (x^2 + y^2 + 2Fyz + Az - r_0^2),$$

где λ_L – множитель Лагранжа.

Продифференцируем эту функцию:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x} &= 2\lambda_L x = 0 \Rightarrow x = 0; \\ \frac{\partial L}{\partial y} &= 2y + 2\lambda_L (Fz) = 0; \\ \frac{\partial L}{\partial z} &= 2z + \lambda_L (Fy + A) = 0. \end{aligned} \right\}$$

Учитывая, что система должна выполняться в точке $P(0, b, d)$, необходимые условия экстремума функции запишем в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} b + \lambda_L (Fb + Ad) &= 0; \\ 2d + \lambda_L (Fb + A) &= 0; \\ b^2 + 2Fbd + Ad &= r_0^2. \end{aligned} \right\}$$

Решая эту систему, получим следующие значения коэффициентов A, F :

$$A = \frac{(b^2 - b^2)(b^2 - b^2)}{d^3} + 2 \frac{b^2}{d},$$

$$F = \frac{b(b^2 - b^2 - 2d^2)}{2d^3}.$$

Исходя из вышеприведенного, находим выражение для определения скорости в любой точке поперечного сечения в цилиндрических координатах:

$$w_z = \frac{r_0^2 - r^2}{A + 2Fr \sin \varphi}.$$

Откуда коэффициент K равен:

$$K = \frac{r_0^2}{2(A + 2Fr \sin \varphi) w_{cp}}.$$

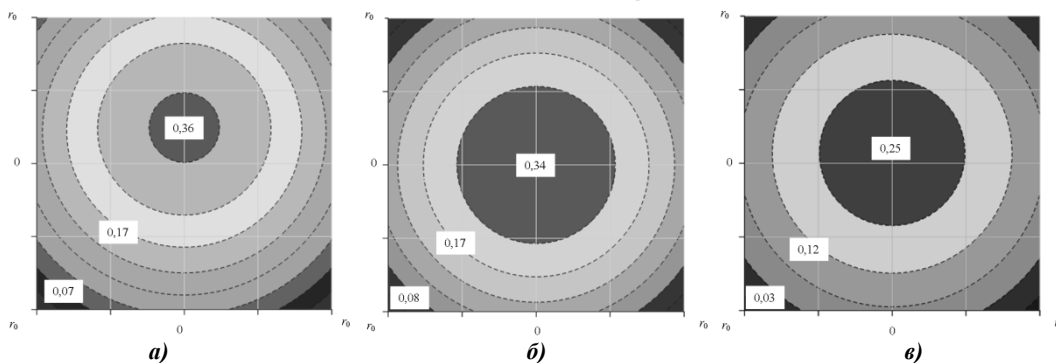


Рис. 2. Профили скоростей нефти в трубопроводе радиусом 0,1545 м при различных значениях φ (при w_{max}):

а) $\varphi = 3,36^\circ$; б) $\varphi = 0^\circ$; в) $\varphi = 4,73^\circ$

Полученные расчетные зависимости хорошо согласуются с экспериментальными данными для углеводородной эмульсии при $\varphi = 5,19^\circ$ [1].

Литература

1. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
2. Зорич В.А. Математический анализ. – М.: Наука, 1981. – 544 с.
3. Олдер Б. Вычислительные методы в гидродинамике. – М.: Мир, 1967. – 384 с.
4. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1958. – 164 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТЕПЛОНАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ Н.Ю. Филькин

Научные руководители профессор А.Н. Кабаков, доцент А.Д. Ваняшов
Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В период запуска и работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций в технологической обвязке возникают знакопеременные нагрузки, вызванные разностью температур и давлений транспортируемой и окружающей сред. Эти нагрузки приводят к появлению напряжений и деформаций трубопроводов, что отрицательно сказывается на их техническом состоянии и надежности.

Анализ теплонапряженного состояния элементов трубопроводной обвязки с помощью программных комплексов позволяет оценить величины возникающих напряжений и деформаций и выработать меры по их снижению до приемлемых значений.

На сегодняшний день существуют различные программные комплексы для определения теплонапряженного состояния трубопроводной обвязки, однако оценка достоверности получаемых расчетных результатов возможна при сравнении их с экспериментальными данными.

В работе использованы экспериментальные результаты, полученные на компрессорной станции «Омская» с компрессорным цехом, состоящим из двух газоперекачивающих агрегатов мощностью 10 МВт каждый, один из которых является резервным. Напряжения и деформация, возникающие в технологической обвязке, определялись с помощью трех струнных датчиков деформации, два из которых установлены на компенсаторах

надземной всасывающей линии рабочего и резервного газоперекачивающих агрегатов, а третий – на нагнетательном коллекторе с подземной прокладкой.

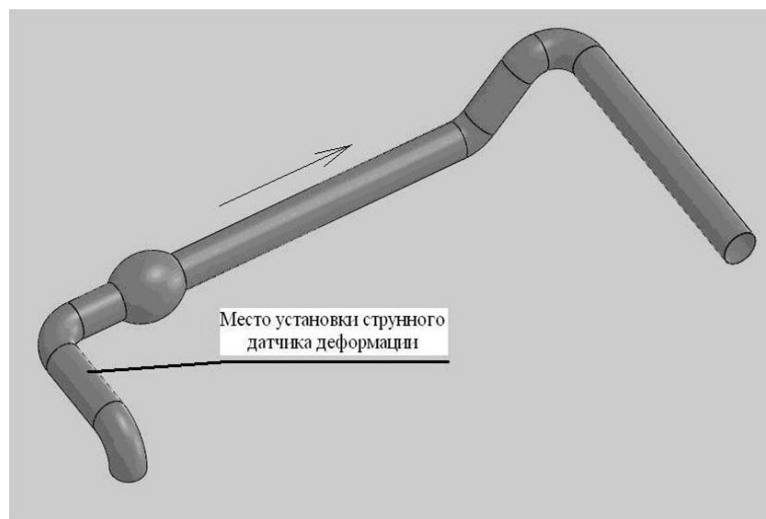


Рис. 1. Всасывающая линия газоперекачивающего агрегата

В качестве объекта расчета и сравнительного анализа рассмотрена надземная всасывающая линия рабочего газоперекачивающего агрегата (рис. 1). Данный участок характеризуется следующими параметрами: стальной неизолированный трубопровод с сечением 720x12 мм; давление и температура транспортируемого газа соответственно 4,23 МПа и минус 1°С; температура окружающей среды минус 21°С; атмосферное давление 101500 Па.

Сравнительный анализ проводится между экспериментальными данными, полученными от струнных датчиков деформации, значениями, полученными при расчете по теоретическим зависимостям, и расчетными значениями напряжений и деформаций, полученными в программных комплексах ANSYS 12.0 Workbench, СТАРТ-Проф 4.61 и АСТРА-НОВА'2009. При этом сравнивались осевые деформации и напряжения, возникающие в компенсаторе всасывающей линии рабочего газоперекачивающего агрегата.

Экспериментальные данные были получены от струнного датчика деформации, установленного в средней части прямолинейного участка компенсатора всасывающей линии газоперекачивающего агрегата, периодически включаемого в работу по транспортировке газа. Расположение датчика вдоль оси трубопровода позволяет измерить величину осевой деформации, возникающей от воздействия температуры и давления транспортируемого газа, относительно исходного состояния. Анализируя графические характеристики (рис. 2), можно отметить, что в исходном состоянии осевая деформация составляет минус 50 мкм (такое значение вызвано сжатием металла из-за отрицательной температуры окружающей среды), тогда как в рабочем состоянии она составляет в среднем 75 мкм (что вызвано нагревом трубопровода от транспортируемого газа). Таким образом, осевая деформация составляет 125 мкм в абсолютном значении, что, в свою очередь, относительно базы датчика, равной 250 мм, вызывает осевое напряжение, равное 103 МПа [3].

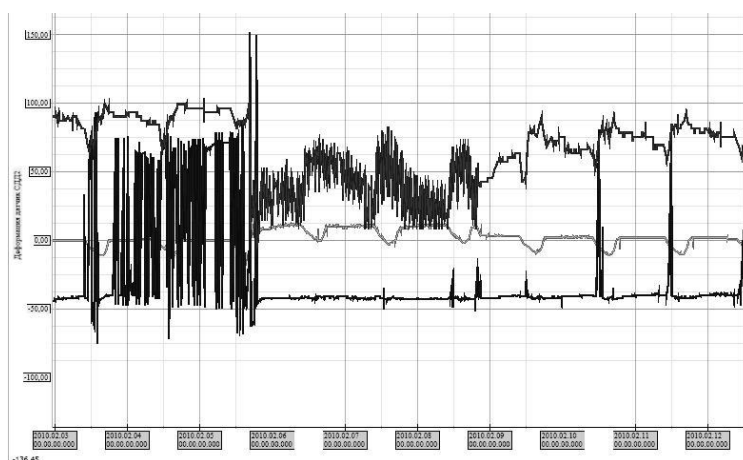


Рис. 2. Графические характеристики деформаций элементов трубопроводной обвязки, полученные от струнных датчиков деформации (слева черным цветом – для рабочего газоперекачивающего агрегата)

Расчет напряжений и деформаций по теоретическим зависимостям выполнялся относительно нагрузок, наиболее влияющих на теплонапряженное состояние элементов трубопроводной обвязки: внутреннего давления газа и нагрева трубопровода. Возникшее под воздействием этих нагрузок осевое напряжение составило 92 МПа [4], которое относительно базы датчика привело к деформации, равной 111 мкм [3].

При расчете в программном комплексе ANSYS рассматривался прямолинейный участок трубопровода, на котором непосредственно устанавливался датчик. При этом вертикальный отвод, выходящий из земли, будучи элементом повышенной жесткости, заменялся неподвижной опорой, а горизонтальный отвод – скользящей опорой.

При определении теплонапряженного состояния в программных комплексах СТАРТ и АСТРА-НОВА, специально предназначенных для прочностных расчетов трубопроводов, осуществлялось моделирование всей всасывающей линии газоперекачивающего агрегата с последующим заданием граничных условий и нагрузок и расчетом необходимых параметров.

Полученные результаты расчетов напряжений и деформаций представлены в таблице.

Таблица

Результаты расчетов напряжений и деформаций

Сравниваемый параметр	Значение				
	Экспериментальные данные	Расчет по теоретическим зависимостям	ANSYS	СТАРТ	АСТРА-НОВА
Осевая деформация, мкм	125	111	111	133,8	142
Осевое напряжение, МПа	103	92	107	110,23	116,98
Отклонение по деформациям, %	0	11,2	11,2	6,5	12
Отклонение по напряжениям, %	0	10,7	3,7	6,5	11,9

Сравнивая полученные результаты, можно сделать вывод о достаточной сходимости экспериментальных и расчетных методик определения напряжений и деформаций, давших достаточно близкие значения рассматриваемых параметров. Более высокие значения осевых напряжений и деформаций, полученные для программных комплексов СТАРТ и АСТРА-НОВА, могут быть связаны с заложенными в алгоритм расчета коэффициентами запаса по различным нагрузкам [1,2]. Таким образом, применение различных программных комплексов дает возможность оценить характер возникающих в трубопроводной обвязке нагрузок, что позволяет существенно сократить затраты времени и средств на разработку и создание новых конструкций. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании и реконструкции компрессорных станций.

Литература

1. Программная система СТАРТ. Расчет прочности и жесткости трубопроводов. Руководство пользователя. Версия 4.61. – М., 2008. – 161 с.
2. «Семейство» программных комплексов АСТРА-НОВА'2009™ для автоматизированных расчетов трубопроводных систем на статическую и циклическую прочность, на сейсмические воздействия, вибропрочность и неустановившиеся динамические процессы в соответствии с российскими нормативными требованиями. Общее описание. – М., 2010. – 137 с.
3. Феодосьев В.И. Сопротивление материалов: учеб. для вузов. – 13-е изд., стер. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2005. – 590 с.
4. Антипов В.Н., Бахмат Г.В., Васильев Г.Г. и др. Под общ. ред. Земенкова Ю.Д. Эксплуатация магистральных газопроводов: учеб. пособие для студентов нефтегазового профиля. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 524 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ УТЕЧКИ В ТРУБОПРОВОДАХ

Д.Ф. Хасенова, А.Е. Давыдова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на рынке измерительных систем и датчиков доминирующее положение продолжают занимать электронные измерительные технологии, которые предполагают преобразование измеряемого параметра в электрический сигнал и последующую его обработку. Альтернативой подобному подходу является использование волоконно-оптических систем измерения, где измеряемый параметр преобразуется в оптический сигнал, передающийся по оптоволокну. Отметим общие преимущества оптоволоконных датчиков над электронными технологиями:

- взрывобезопасность (гарантируется абсолютной неспособностью волокна быть причиной искры);
- безындукционность (практически отсутствует влияние электромагнитной индукции, а, следовательно и отрицательные явления, связанные с грозовыми разрядами, близостью к линии электропередачи, импульсами тока в силовой сети);

- высокая электроизоляционная прочность (например, волокно длиной 20 см выдерживает напряжение до 10000 В)
- высокая коррозионная стойкость, особенно к химическим растворителям, маслам, воде.

Перечисленные достоинства оптоволоконных датчиков открывают широкие возможности их использования в нефтегазовой отрасли, где одним из главных критериев выбора того или иного оборудования является его устойчивое функционирование в условиях агрессивных и взрывоопасных сред, высоких температур, интенсивных электромагнитных помех. Современные волоконно-оптические датчики позволяют измерять почти все. Например, давление, температуру, расстояние, положение в пространстве, ускорение, колебания, массу, звуковые волны, уровень жидкости, деформацию, коэффициент преломления, электрическое поле, электрический ток, магнитное поле, концентрацию газа, дозу радиационного излучения и т.д. В данной работе мы остановимся на рассмотрении возможностей применения волоконно-оптических датчиков температуры с целью обнаружения мест утечки в трубопроводах.

Для обеспечения наилучшего режима транспортировки нефти производят ее нагрев до определенной температуры. Соответственно, при возникновении утечки в нефтепроводе температура почвы вокруг него увеличивается. В случае сжиженного природного газа утечка сопровождается понижением температуры окружающей среды. Это обусловлено проявлением эффекта Джоуля-Томпсона при расширении газа. Таким образом, отслеживая температуру среды вблизи трубопровода можно эффективно определять места появления утечек в нем.

В последние годы для измерения распределения температуры в волокне используются методы, основанные на эффектах комбинационного рассеяния (КР или Рамановского рассеяния) и рассеяния Мандельштама-Бриллюэна (РМБ). Датчики на основе КР были впервые продемонстрированы в 80-х годах. В более поздние годы с помощью использования эффекта РМБ удалось расширить динамический диапазон анализаторов распределения температуры и напряжения в волокне в сравнении с аналогичными приборами, работающих на основе КР.

На рис.1 схематично изображен спектр рассеянного излучения при прохождении по световоду узкополосного оптического сигнала с длиной волны λ_0 . Механизмы КР и РМБ отличаются друг от друга спектральными характеристиками рассеянного света.

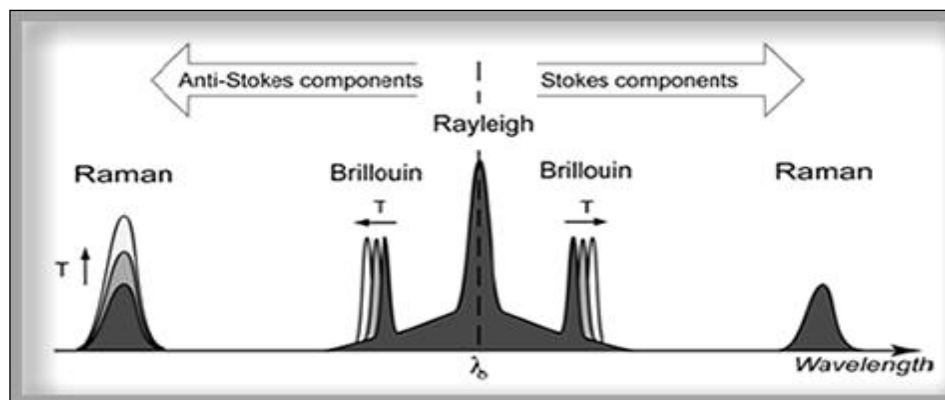


Рис. 1. Спектр рассеянного излучения при прохождении по световоду узкополосного оптического сигнала. Изменение температуры волокна влияет на спектральные компоненты как Рамановского, так и Бриллюэновского рассеяния в нем

Эффект КР обусловлен присутствием в среде термических молекулярных колебаний. Соответственно, отраженный (Рамановский) сигнал содержит информацию о температуре в точке рассеяния. Рамановское излучение состоит из двух спектральных компонент, смещенных по частоте относительно исходного сигнала. Амплитуда антистоксовой компоненты сильно зависит от температуры волокна, в то время как амплитуда стоксовой компоненты практически не зависит от температуры. Эти две частоты выделяются из отраженного сигнала с помощью фильтрации, после этого находится отношение их спектральных интенсивностей, которое и позволяет определить температуру в точке рассеяния. Поскольку мощность Рамановского излучения очень мала, в качестве чувствительного элемента используются многомодовые волокна с большой апертурой. Такие волокна обладают высоким коэффициентом затухания, и длина ВОК, таким образом, ограничена величиной 10 км.

Бриллюэновское рассеяние в световодах возникает в результате взаимодействия излучения с акустическими волнами (звуковыми волнами) гигагерцового диапазона. Этот эффект можно рассматривать как дифракцию света на движущейся решетке, созданной акустической волной. Таким образом, отраженный сигнал испытывает доплеровский сдвиг по частоте, поскольку решетка движется со скоростью звука. Скорость звука напрямую связана с плотностью материала и зависит как от его температуры, так и от внутреннего механического напряжения. В результате величина частотного Бриллюэновского сдвига несет информацию о температуре и напряжении в точке рассеяния.

Таким образом, в датчиках на основе РМБ измеряется частота, в датчиках на основе ВКР – интенсивность отраженного сигнала. Частотные измерения можно осуществить с высокой точностью, в то время как интенсивность рассеянного излучения подвержена случайным флуктуациям. Поэтому волоконно-оптические датчики температуры (ВОДТ), использующие эффект РМБ, обладают лучшей точностью и стабильностью во времени.

В качестве примера рассмотрим применение ВОДТ на основе эффекта РМБ на трубопроводе Heckellberg в Германии, транспортирующем водный соляной раствор.

Полная схема трубопровода с системой контроля утечек представлена на рис.2. Оба датчика (DiTeSt 1 и DiTeSt 2) были размещены в специальных сооружениях. Каждый из приборов отслеживал состояние половины от всей длины магистрали. Для выбора секции, в которой велись измерения, использовался оптический переключатель. Длина самой большой секции составляет 16,85 км. Главный компьютер, расположенный в центре управления в Рудерсдорфе, получал данные от анализаторов посредством оптической линии связи, в которой была задействована часть волокон из оптического кабеля. Профили распределения температуры регистрировались обоими приборами и поступали каждые 30 минут на главный компьютер, где уже анализировались на предмет появления утечек.

Солевой раствор выкачивался из подземных пещер в Рудерсдорфе и поступал в трубопровод при температуре 35°C. При нормальном режиме транспортировки перепад температуры вдоль всей магистрали составлял около 8°C. Поскольку трубопровод находился под землей на глубине 2-3 метра, сезонные колебания температуры незначительно влияли на процесс измерения. Температура почвы составляет около 5°C, и ее существенное увеличение связано с наличием утечек солевого раствора.

На рис.2. представлен эффект воздействия утечки на температурный профиль в оптическом кабеле. На мониторе главного компьютера в центре управления в Рудерсдорфе показана величина Бриллюэновского сдвига в зависимости от расстояния до точки измерения. По этим данным было рассчитано, что температура в месте утечки выросла на 8°C.



Рис. 2. Профиль температуры, измеренный до возникновения утечки и после, на расстоянии 17 970 м от станции закачки в трубопровод солевого раствора. Вертикальная шкала соответствует частоте Бриллюэновского сдвига в ГГц. Обнаруженное системой мониторинга локальное повышение температуры (около 8 °C) соответствует месту утечки солевого раствора в трубопроводе

Таким образом, волоконно-оптические датчики распределенной температуры постепенно находят все новые применения в области гражданского строительства, нефтегазовой отрасли, системах пожарной безопасности и т.д. Возможность точного измерения эволюции температурного профиля вдоль нескольких десятков километров волоконного кабеля с пространственным разрешением 1 м делает такие датчики очень удобными и эффективными для использования в системах обнаружения утечек. Подобная система позволяет отслеживать утечки из трубопровода со скоростью порядка 50 мл/мин. На сегодняшний день наилучшие характеристики (динамический диапазон, точность, время измерения) демонстрируют датчики, принцип действия которых основан на эффекте рассеяния Манделштама-Бриллюэна.

Литература

1. Жижин В. Волоконно-оптические датчики: перспективы промышленного применения // Электронные компоненты. – М., 2010. – № 12. – С. 17 – 23.
2. Поляков А.В. Волоконно-оптические датчики: современное состояние и перспективы развития // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – М.: Научтехлитиздат, 2007. – № 6. – С. 42 – 46.
3. Соколов А.Н., Яцеев В.А. Волоконно-оптические датчики и системы: принципы построения, возможности и перспективы // Измерительная техника. – М.: Стандарты, 2006. – № 4. – С. 44 – 46.
4. Иванченко П., Красовский В. Распределенные волоконно-оптические системы для охраны периметра: перспективные технологии // Алгоритм безопасности. – М., 2003. – № 4. – С. 11 – 16.

**СОВРЕМЕННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ
КОРРОЗИИ**

Е.С. Шмырин, П.А. Прибытков

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стальные резервуары для хранения нефти в процессе эксплуатации подвергаются комплексному воздействию различных коррозионно-активных рабочих сред (пластовые воды, нефть, загрязненная атмосфера, перепады температуры и т.д.). Высокая скорость коррозии металла в подобных условиях зачастую становится причиной сквозных разрушений резервуаров. Вследствие этого они относятся к одним из наиболее уязвимых в технологическом и экологическом отношении объектам нефтедобывающей отрасли. Опасность и непредсказуемость возможных аварийных ситуаций обуславливают необходимость принятия надежных технических решений при выборе лакокрасочных покрытий (ЛКП), являющихся одним из основных способов антикоррозионной защиты резервуаров.

Защита нефтяных резервуаров от коррозии, как новых, так и ремонтируемых, регламентируется рядом федеральных и ведомственных нормативных документов. Однако, сегодня они, как правило, не могут служить ориентиром в выборе эффективного покрытия. Это связано с тем, что многие из перечисленных в них лакокрасочных материалов (ЛКМ) либо уже не производятся, либо не отвечают одному из основных требований, предъявляемых к покрытиям резервуаров: срок их службы должен составлять не менее 10 лет.

Отмечаемое в последнее десятилетие расширение ассортимента новых отечественных и импортных ЛКМ также усложняет выбор оптимального защитного покрытия как с точки зрения надежности защиты, так и обоснованности материальных затрат. В то же время известно, что затраты на ЛКП могут составлять до 40-45% от первоначальной стоимости резервуара, но косвенные и прямые затраты на устранение коррозионных разрушений в совокупности с экологическими штрафами могут превысить и эту сумму. Это еще раз подчеркивает важность правильного выбора защитного ЛКП.

Ряд ведущих российских нефтяных компаний решают проблему гармонизации качества защиты и материальных вложений, опираясь на опыт зарубежных коллег.

В соответствии с нормами международных стандартов, в частности американского API № 652, и с учетом многолетнего опыта работы в области антикоррозионной защиты объектов нефтедобывающей отрасли, ведущими специалистами, таких организаций как ОАО ВНИИСТ, НПП «Высокодисперсные металлические порошки» были разработаны технические требования к внутреннему и наружному защитному покрытию нефтяных резервуаров.

Эти покрытия должны быть:

- стойкими к воздействию подлежащих хранению жидких сред, климатических факторов, ультрафиолетовых лучей (для наружного покрытия);
- обладать высокой адгезией к металлу;
- выдерживать деформирующие нагрузки, возникающие в процессе заполнения и опорожнения резервуара, а также суточного колебания температур.

Один из немногочисленных классов ЛКП, удовлетворяющих этим требованиям, - материалы на полиуретановой основе. Они отличаются высокой атмосферостойкостью, химической стойкостью в различных жидких средах, устойчивостью к абразивному износу, отличной адгезией к различным подложкам, сочетают прочностные характеристики с эластичностью, имеют превосходный внешний вид. Этот комплекс свойств предопределяет их особую привлекательность для долговременной защиты металлоконструкций ответственного назначения.

Особенностью систем ВМП, обеспечивающих их высокую долговечность, является также сочетание слоев с разным механизмом защитного действия:

- цинкнаполненный грунт – ЦИНОТАН, обеспечивает активную катодную защиту стали за счет высокого содержания в покрытии цинкового порошка;
- покрывные слои (отделочные и промежуточные) с антикоррозионными пигментами защищают по барьерному механизму и придают системе в целом заданные декоративные свойства. Качественное повышение барьерных свойств достигается использованием пигментов чешуйчатой формы, в том числе железной

Несмотря на то, что отдельные элементы конструкции внутри резервуара подвергаются воздействию сред с различной степенью коррозионной активности, и для них часто рекомендуется применение разных систем ЛКП, в данном случае для защиты предлагается одна общая система покрытия. Это связано с тем, что дифференцирование схем покрытий усложняет работу окрасочных бригад и на практике не всегда исполняется. Поэтому для обеспечения равной коррозионной прочности разных элементов конструкции, по нашему мнению, целесообразнее придерживаться принципа равной долговечности покрытия, то есть применения на всех участках покрытия, обеспечивающего максимальную защиту в самых жестких условиях.

Предлагаемые системы покрытий прошли комплексные испытания во ВНИИСТе на соответствие заданным техническим требованиям. Условия проведения комплексных испытаний предполагали выдержку образцов с внутренним покрытием в течение 1000 часов в 3% растворе NaCl при температурах 20, 40 и 60°C, нефти при 60°C, наружного покрытия - в течение 240 часов в 3% растворе NaCl и нефти при 40°C, в течение 1000 часов в условиях непрерывной конденсации влаги при 40°C и циклического воздействия УФ излучения и конденсации влаги. В процессе испытаний оценивали защитные и физико-механические свойства покрытий. Дополнительно

было предусмотрено определение стойкости покрытий к термостарению при 60 °С в течение 1000 часов, для наружного покрытия - стойкости к истиранию, для внутреннего – влагопоглощения [1].

Исследованию подвергались как стальные образцы с покрытиями, так и свободные пленки.

В результате установлено:

- внешний вид покрытий (ГОСТ 9.407) в течение испытаний остается без изменений во всех средах;
- адгезия покрытий, определяемая X-образным надрезом (*ASTM D 3359*) и методом решетчатого надреза (*ISO 2409*, для наружного покрытия), имеет наивысшие баллы - 5 А и 0, соответственно, и также сохраняется в процессе всех испытаний;

- адгезионная прочность методом отрыва (*ISO 4624*) изменяется в допустимых пределах после испытаний во всех средах, при этом характер отрыва остается неизменным;

- характеристики свободных пленок стабильны и соответствуют техническим требованиям [1].

Кроме того, покрытие для наружной поверхности продемонстрировало высокую стойкость к истиранию (*ASTM D 4060*) и сохранило высокие декоративные свойства при длительном воздействии УФ - излучения. Покрытие для внутренней поверхности обладает низким влагопоглощением - не более 1,8 % (ГОСТ 21513) и высокой прочностью при ударе - 15 Дж (*ISO 6272*) [2].

Таким образом, в ходе комплексных испытаний показано, что комбинированные покрытия ВМП соответствуют техническим требованиям к покрытиям нефтяных резервуаров по всем показателям. По результатам испытаний они рекомендованы ВНИИСТом для применения в нефтедобывающей отрасли с прогнозируемым сроком службы 10 лет и рекомендованы для введения в руководящий документ ОАО «Транснефть».

Наряду с высокими защитными свойствами, материалы ВМП обладают и рядом технологических достоинств, определяющих их безусловную привлекательность для использования в этой отрасли. Они относятся к классу полиуретанов, отверждаемых влагой воздуха, и, следовательно, обладают всеми характерными для них технологическими свойствами, выгодно отличающимися от ЛКМ на традиционных пленкообразующих (эпоксидные или кремнийорганические смолы и т.п.).

Во-первых, полиуретановые материалы ВМП поставляются готовыми к применению: они одноупаковочны, что исключает необходимость дозированного смешения перед применением и ограничения по жизнеспособности ЛКМ в процессе работы. Во-вторых, они позволяют получать качественные покрытия в широком диапазоне климатических параметров, в том числе и неблагоприятных условиях России: при повышенной относительной влажности окружающего воздуха до 98% и отрицательных температурах до -15 °С. Получение бездефектного покрытия очень важно для того, чтобы оно выдерживало коррозионную нагрузку сероводородсодержащих сред, каковыми являются нефти большинства месторождений Урала, Поволжья, Западной Сибири.

Таким образом, ВМП представляет новые долговечные системы покрытий для защиты от коррозии нефтяных резервуаров, применение которых одобрено ведущим российским отраслевым институтом ВНИИСТ, и приглашает предприятия нефтедобывающей отрасли к расширению взаимовыгодного сотрудничества.

Литература

1. Фришберг И.В., Субботина О.Ю., Ярославцева О.В., Штырба Н.И. (ЗАО НПП ВМП) Е.М. Ловцова (ОАО ВНИИСТ). Полиуретановые покрытия ВМП для защиты нефтяных резервуаров // Территория НЕФТЕГАЗ. – М., 2003. – № 6. – С. 5 – 10.
2. РД 413160-02-01297858-03 Правила антикоррозийной защиты резервуаров товарной нефти и динамического и технологического отстоя нефти. Руководящий документ. – М., 2003.

ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

К 130-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ ПРОФЕССОРА ТПУ Д.А.СТРЕЛЬНИКОВА – ПАТРИАРХА ГОРНЫХ ИНЖЕНЕРОВ СИБИРИ, ОДНОГО ИЗ ПЕРВЫХ ВЫПУСКНИКОВ УНИВЕРСИТЕТА. НА ПЛЕЧАХ ГИГАНТОВ К РАЗВИТИЮ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основателем горного дела в Томском технологическом институте (ТПУ) является выпускник ТТИ (ТПУ), патриарх горных инженеров в Сибири, Герой Социалистического Труда, Лауреат Государственной премии СССР, подготовивший и воспитавший 15 Героев Социалистического Труда, профессор Д.А. Стрельников. Д.А. Стрельников сыграл большую роль в развитии горной промышленности в Кузбассе. В будущем на базе горного отделения ТТИ (ТПУ) в г. Кемерово был создан Кузбасский государственный технический университет. Научные труды и разработки Д.А. Стрельникова и его учеников имели важное значение в развитии горного дела в Сибири.

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.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИДА ФУЛЬВОКИСЛОТ НА ПРОЦЕСС ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ РУДЫ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СТАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Р.Р. Абдюшев

Научный руководитель доцент С.Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из основных условий устойчивого развития предприятий металлургического комплекса является наличие надежной, долговременной сырьевой базы, удовлетворяющей требованиям рыночной экономики. Эта проблема весьма актуальна для Сибирской металлургии, испытывающей острый дефицит руды из собственных сырьевых источников и вынужденной завозить из других удаленных районов. Вместе с тем, в Сибири имеется ряд крупных железорудных месторождений, освоение которых позволило бы удовлетворить потребность в руде на длительную перспективу.

По своим структурным особенностям, химическому и минералогическому составу руды Бакчарского месторождения подразделяются на шесть типов: плотные гетито-гидрогетитовые руды с сидеритовым цементом; рыхлые гетито-гидрогетитовые руды; лептохлоритовые руды с хлорито-сидеритовым цементом; конгломератовидные лептохлоритовые руды с крупными оолитами; сидеритовые руды; глауконитовые руды с сидеритовым цементом. Среднее содержание железа в указанных типах руд меняется от 30 до 46%. По прогнозам, общие запасы промышленной руды оцениваются примерно в 400 миллиардов тонн.

Развитие новых технологий добычи (скважинная гидродобыча) и транспортировки полезных ископаемых (гидротранспортировка пульпы по магистральным трубопроводам) позволяют в настоящее время освоение Бакчарского железорудного месторождения считать перспективным.

Сильная обводненность Бакчарского железорудного месторождения объясняется залеганием над ним Васюганского торфяного массива. При любых способах добычи этих руд необходимо использовать выщезалегающие ресурсы торфа, так как не использование торфа вызовет его самовозгорание и торфяные пожары. Вместе с тем торф является исходным сырьем для получения целого ряда продуктов (битумы, гуминовые кислоты, фульвокислоты, активные угли и т.д.). Одним из перспективных методов использования продуктов химического превращения торфа является его применение для подземного выщелачивания в качестве экстрагента.

Идея подземного выщелачивания полезных ископаемых все больше привлекает внимание горнодобывающей промышленности в частности для добычи урана, золота и некоторых других элементов. Однако она представлялась неприемлемой для таких полезных ископаемых, как железо и других полезных ископаемых, требующих громадных объемов продуктивных растворов (соответственно минеральных кислот), специальных методов выделения железа из растворов и решения еще целого ряда технологических вопросов.

Целью работы было исследование влияния вида торфа, а также концентрации и pH фульвокислот, полученных из торфов, на растворимость бакчарской железной руды. В работе использовались стандартные и общепринятые методы. Опыты проводились в статических условиях. Использовали общепринятую методику растворения железной руды в статических условиях.

Объектом исследования была руда Бакчарского железорудного месторождения, добытая при опытной гидродобыче. Руду измельчали под сито 2 мм и хранили в герметично закрытой таре. В качестве экстрагента использовалась фульвокислота торфа разной степени разложения, извлеченная по методике Института Торфа.

Таблица

Интервалы растворимости при концентрации и при pH

Вид торфа	Интервал растворимости при концентрации, %	Интервал растворимости при pH, %
Верховой магелланикум, 15-20%	12,5 - 13,7	10,8 - 11,8
Верховой пушицево-сфагновый, 5-10%	11,1 - 11,6	12,2 - 13,9
Переходный осоковый, 40%	8,4 - 9	8,6 - 8,9
Переходный осоково-сфагновый, 35%	13,6 - 13,8	13,4 - 13,7
Верховой магелланикум, 0-5%	13,76 - 13,82	13,75 - 13,85
Верховой ангустифолиум, 15%	11,8 - 12,1	11,9 - 12,1

Наибольший эффект выявлен для фульвокислот, выделенных переходного осоково-сфагнового торфа со степенью разложения 35%, а наименьший для переходный осокового торфа со степенью разложения 40%.

Показано, что в исследованных интервалах от 1,4 до 2,8 pH фульвокислота не влияет на растворимость железной руды.

Положительное влияние фульвокислот на растворимость железной руды следует объяснить специфическими свойствами фульвокислот.

Фульвокислоты (ФК-комплексон) относятся к семейству природных гумусовых кислот. По сравнению с главным компонентом гумуса – гумусовыми кислотами (ГК), они обладают меньшими размерами молекул, более насыщены кислородсодержащими функциональными группировками, растворимы в одной среде в широком диапазоне pH, поверхностно-активны. Как продукт биогеохимических реакций разложения растительности являются экологически безвредными.

Комплексообразующая способность ФК обеспечивается высокой насыщенностью их молекул кислород – и азотсодержащими функциональными группировками. Наиболее изученными являются первые из них в составе карбоксильных, фенольных, спиртовых, хиноидных, кетонных и метоксильных групп. Массовая доля их в ФК может достигать 30-35%, а суммарная емкость не менее 35-40 мг-экв/г. Даже без учета дополнительного вклада за счет азотсодержащих функциональных группировок обменная емкость молекул ФК несомненно многократно превышает по величине аналогичный параметр синтетического анионита АМП (2,7-3,1 мг-экв/г), используемого при сорбционном извлечении урана из продуктивных растворов на объектах сернокислотного ПВ.

Обилие различных функциональных группировок обуславливает активное взаимодействие ФК с компонентами почв, горных пород и природных вод. При этом фиксируется многообразие реакций – адсорбции, хемосорбции, закрепления ФК в межпакетных пространствах глинистых минералов, образования солей и комплексных соединений, процессов коагуляции и соосаждения.

Характерная для ФК значительная обменная емкость заполняется катионами конкурентно в соответствии с константами устойчивости образуемых комплексов. При этом существенное значение приобретают высокие весовые величины мг-эквивалентов «тяжелых» радиоактивных, благородных и редкоземельных элементов. Видимо, именно этим объясняется заметная активизация миграции указанных металлов при появлении в водной среде даже сравнительно небольших количеств фульвокислот. Так, например, обменная емкость всего лишь 100 мг ФК/л может обеспечить при гипотетическом отсутствии других катионов-конкурентов перевод в растворенное состояние до 500 мг/л урана, хотя и это не предел. Выявленные закономерности послужили основой для лабораторных исследований с целью оптимизации химического состава рабочих растворов при подземном и кучном выщелачивании урановых руд.

Установлено, что на растворимость Бакчарской железной руды влияет pH раствора ФК и концентрация раствора ФК. Уменьшение концентрации приводит к увеличению растворимости Бакчарской железной руды. Наилучший результат по растворимости имеет ФК, выделенная из торфа АК1 со степенью разложения R=5% (Верховой магелланикум). Однако фульвокислоты, выделенные из остальных торфов также оказывают положительное влияние на растворимость Бакчарской железной руды и могут быть использованы в процессе выщелачивания этих руд.

Литература

1. Архипов В.С., Маслов С.Г., Домаренко В.А., Тепляков И.М. Перспективы использования торфа при переработке железных руд Бакчара.
2. Домаренко В.А., Молчанов В.И., Тепляков И.М. Геотехнологические методы разработки железорудных месторождений Западно-Сибирского бассейна // Геология и минеральные ресурсы Центральной Сибири Красноярск, КНИИГИМС, 2001.- вып.2. – С.169-175
3. Емешев В.Г., Мазуров А.К., Боярко Г.Ю., Комаров А.В. Перспективы комплексного освоения Бакчарского железорудного месторождения //Материалы круглого стола. г. Томск, 16-17 марта, 2006г./Под общ. ред. В.Г. Емешева, М.С. Паровинчака, А.В. Комарова – Томск: STT,2006. – 23 с.

АНАЛИЗ ОПЫТА И ПЕРСПЕКТИВ ПРИМЕНЕНИЯ КАМЕРНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ С ЗАКЛАДКОЙ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА

Д.Д. Акимов

Научный руководитель доцент А.Н. Петров

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Анализ мирового опыта показывает, что до 35 % рудников применяют системы разработки с закладкой. Это связано с углублением горных работ, усложнением горно-геологических условий при подземной разработке месторождений полезных ископаемых, а также с борьбой за полноту извлечения [4].

На определенных этапах развития горной промышленности и науки применялись различные способы закладки. Такое разнообразие способов закладки связано в первую очередь, с разнообразием горно-геологических условий, во-вторых, с различием задач, которые призван решать тот или иной способ закладки. Не смотря на то, что некоторые способы закладки существуют достаточно продолжительное время и имеют ряд недостатков, они и по настоящее время не утратили свою актуальность.

Так, сухая (породная) закладка применялась достаточно редко, ввиду своей невысокой прочности и большого коэффициента усадки. Но, благодаря невысокой себестоимости и возможности использования пустой породы от проходки и вскрышных работ, сухая (породная) закладка получила «второе рождение» и широко используется при добыче угля, руды малой ценности или в сочетании с другим способом закладки.

Так, на руднике «Искей Крик» (Канада) сухая (породная) закладка используется в сочетании с твердеющей закладкой для формирования заезда для отработки верхней ленты (слоя) [4].

Литая (твердеющая) закладка в настоящее время получила широкое применение благодаря своему основному преимуществу – возможности создания монолитного массива необходимой прочности. Широкое применение данной закладки (как уже было отмечено ранее) сдерживает только экономический фактор, но с повышением на мировом рынке цены на продукцию горной промышленности и с использованием в составе закладочной смеси более дешевого вяжущего стало возможным применение данного способа закладки при добыче низко ценного сырья.

Достаточно перспективным способом является полураздельный, так как при этом имеется возможность создания разнотипных закладочных массивов, сочетающих в себе невысокую цену и необходимую прочность.

При бутовой закладке используют каменные блоки различного размера и скрепляют их вяжущим раствором. При бутовой закладке заполняют не все выработанное пространство, а лишь участки, граничащие со смежными блоками, а в оставшуюся часть блока подают породную закладку. Недостатком данной технологии является сложность механизации работ, но достоинством применения бутовой закладки является сокращенный до минимума расход воды, что имеет большое значение для снижения относительной влажности рудничной атмосферы.

При консолидированной закладке происходит формирование монолита под воздействием пара или химических растворов на уже размещенную в очистном пространстве сухую закладку. При воздействии на породу паром или химическими растворами, использовании химических реагентов происходит их растворение. Через определенное время происходит повторная кристаллизация, что позволяет консолидировать породу в выработанном пространстве. Такая закладка обладает достаточно высокими прочностными характеристиками, которые сохраняются при длительном нагружении налегающими породами.

При инъекционной закладке происходит предварительное заполнение выработанного пространства сухой закладкой или дробленой самообрушающейся породой, затем производится подача по трубам с поверхности вяжущего раствора. Раствор проникает в пустоты дробленой породы и превращает ее в монолит. Также инъекционный способ закладки позволяет формировать подошву слоя при слоевой выемке. Так, на руднике «Бункер Хилл» (США) применялась технология со слоевой выемкой в восходящем порядке с использованием сухой закладки. Внедрение на данном руднике инъекционного способа возведения закладочного массива позволило создать «омоноличенный» массив приемлемой прочности, избежать просыпания руды в закладочный массив и отказаться от устройства временных настилов [4].

Вывод из отработки части рудных площадей, вследствие ожидания твердения закладочного массива, приводит к снижению интенсивности отработки рудных залежей и деконцентрации работ. Сущность интенсификации горного производства состоит в повышении объемов добытой руды в единицу рабочего времени без увеличения количества блоков и панелей [5].

Так, с целью интенсификации очистных работ, специалистами рудника «Октябрьский» было инициировано предложение об увеличении параметров камер с ширины 8 м, высоты не более 20 м до ширины 16 м, высоты до 40 м, длина до 50 м. Время от начала отбойки до полной закладки опытных камер составила девять и шесть месяцев [1].

Анализ опыта разработки месторождений в сложных условиях показывает, что перспективным направлением в управлении состоянием рудовмещающих массивов являются технологии с погашением выработанного пространства закладкой из комбинированных материалов и составов. Основу комбинации составляет твердеющая закладка, которая позволяет создавать искусственные массивы различной прочности. Такие массивы формируются из разнопрочных конструкций, сочетающих естественные или искусственные целики и несвязанный материал во вторичных камерах или во внутренних частях блоков.

На основе проведенных исследований [4] предложены технологические решения позволяющие снизить затраты на закладочные работы и повысить полноту использования недр при отработке маломощных крутопадающих рудных тел. Основные принципы конструирования этих решений заключаются в полном заполнении очистных камер закладочной смесью; производстве работ на недостаточно устойчивых участках без оставления открытого очистного пространства; дифференциации технологических решений по затратам на закладочные работы.

По результатам многолетних исследований, проведенных ГП «УкрНИПИпромтехнологии», ГП «НИГРИ», а также опираясь на опыт применения камерных систем разработки с закладкой на Криворожском и Запорожском железорудных комбинатах, разработана «Инструкция по обоснованию безопасных и устойчивых параметров очистных блоков на шахтах ГП «Восток ГОК», утвержденная Министерством топлива и энергетики Украины в 2006 г [3]. В ней изложены методы расчетов устойчивых параметров очистных блоков в зависимости от горно-геологических и горнотехнических условий, физико-механических свойств горных пород и искусственных массивов, времени стояния обнажений выработанных пространств и представлены номограммы по определению устойчивых обнажений горных и искусственных массивов очистных блоков; допустимых объемов пустот отработанных, частично погашенных и изолированных выработанных пространств; сейсмобезопасных зарядов ВВ в интервале глубин 300-1000 м.

С целью увеличения интенсивности ведения очистных работ, снижения себестоимости добычи руды были проведены опытно-промышленные испытания варианта камерной системы разработки для выемки подработанных вкрапленных руд с применением ДУ ПДМ в условиях рудника «Комсомольский» [2].

В процессе ведения горно-подготовительных, очистных и закладочных работ осуществляли визуальные наблюдения за состоянием подготовительных, нарезных и транспортных выработок опытных камер. Состояние контуров выработок, расположенных в районе проведения ОПИ, в течение всего периода наблюдений было удовлетворительным: динамические формы проявления горного давления не зафиксированы, инструментальной

оценкой удароопасности определена категория «не опасно». В очистном пространстве камер состояние рудных «стенки» было удовлетворительным, признаков проявления горного давления, обрушений и вывалов не отмечено.

По результатам ОПИ рекомендована к промышленному применению сплошная камерная система разработки медистых руд слабой и средней нарушенности на руднике «Октябрьский» [1].

Выполненный анализ опыта и перспектив применения систем разработки с закладкой, и в частности, камерных систем с закладкой позволил сделать следующие выводы:

- Применение при разработке месторождений систем с закладкой выработанного пространства позволяет снять ряд экологических проблем, связанных с горным производством. При этом необходимо решать вопросы удешевления составов смесей за счет исключения или ограничения использования дорогостоящих вяжущих и изменения технологии формирования сплошных закладочных массивов.

- Особое значение приобретает поиск новых технологических решений, на основе которых при ведении подземных горных работ обеспечивается высокий уровень их безопасности и существенно снижается воздействие горного производства на окружающую среду. Одним из путей решения указанных проблем является формирование разнопрочных закладочных массивов, при которых в широком диапазоне можно варьировать свойствами закладки при широком использовании отходов производства. Существенное значение при подземной разработке руд имеет также порядок развития горных работ.

- Одним из путей повышения эффективности отработки залежей ценных руд, в сложных горно-геологических условиях системами с закладкой выработанного пространства является переход на камерные системы с закладкой.

- Опыт внедрения камерных систем с закладкой на ряде рудников показал, что существенно возрастают интенсивность отработки и производительность труда, снижается себестоимость добычи руды, при удовлетворительных показателях потерь и разубоживания.

- Изучение закономерностей формирования и изменения геомеханической ситуации в процессе ведения горных работ позволит структурировать горный массив по этим факторам и определить нормативные характеристики формируемых искусственных массивов и их параметры в зависимости от состава и свойств закладочного материала.

Литература

1. Анохин А.Г., Шляпцев В.Ф., Плиев Б.З., Богайчук А.В. Совершенствование камерной системы разработки медистых руд на руднике «Октябрьский»//Горный журнал. – 2010. – № 6. – С. 66 – 68.
2. Бадтиев Б.П., Галаов Р.Б., Марысюк В.П. Камерная система разработки вкрапленных руд в условиях подработки на руднике «Комсомольский»//Горный журнал. – 2009. – № 10. – С. 58 – 60.
3. Ляшенко В.И., Дядечкин Н.И. Определение параметров технологии подземной разработки урановых месторождений//Горный журнал. – 2009. – № 10. – С. 55 – 58.
4. Хайрутдинов М.М., Шаймьярдянов И.К. Подземная геотехнология с закладкой выработанного пространства. Недостатки, возможности совершенствования//Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. – № 1. – С. 240 – 250.
5. Чирков Ю.И., Лубинец В.А. Прогноз показателей концентрации и интенсификации ведения горных работ на шахтах Кривого-Рога//Горный журнал. – 1998. – № 6. – С. 25 – 28.

К ВОПРОСУ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ С ЗАКЛАДКОЙ ВЫРАБОТАННОГО ПРОСТРАНСТВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЧИСТНЫХ ВЫРАБОТОК УВЕЛИЧЕННОГО ПАРАМЕТРА НА РУДНИКЕ «ИНТЕРНАЦИОНАЛЬНЫЙ»

А.М. Алексеев

Научный руководитель доцент А.Н.Петров

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Применение систем разработки с закладкой на рудных месторождениях позволило снизить потери и разубоживание полезных ископаемых и привело к резкому снижению травматизма (более чем 2 раза) по сравнению с камерно-столбовой системой.

Основным тенденциям развития систем разработки с закладкой является широкое внедрение на рудниках высокопроизводительных отечественных и зарубежных типов самоходного оборудования и комбайнов для механизации всех технологических процессов горного производства.

В этой связи, для подземной разработки кимберлитовых трубок со сложными горно-геологическими условиями более приемлемой системой разработки является слоевая система, которая показала положительные результаты при разработке трубки «Интернациональная».

Одним из основных достоинств системы послонной разработки с закладкой является ее гибкость, позволяющая в сложных горно-геологических условиях вести выемку руды почти без потерь и разубоживания при добыче руд цветных металлов.

Выемка горизонтальных слоев осуществляется в двух направлениях: снизу вверх и сверху вниз. Предпочтительнее восходящей или нисходящей выемке отдадут в основном в зависимости от устойчивости кровли. При нисходящей выемке работы ведутся под искусственной кровлей, которая должна быть более прочной и устойчивой, чем рудная кровля. При восходящей выемке закладка может быть твердеющей, гидравлической или пород-

ной. Из-за малой прочности двух последних видов закладки отбиваемая руда может проникнуть в закладочный материал на глубину до 0,5 м. С целью извлечения этой руды на некоторых рудниках делают подпорку почвы выработки. Однако это приводит к увеличению разубоживания и дополнительным трудовым затратам.

На многих рудниках на почву выработок, образованную из гидравлической или породной закладки, укладывают бетонные покрытия (настилы), способные выдерживать нагрузку до 2,0-3,0 МПа. Недостатком бетонного настила является невысокая прочность при воздействии динамических нагрузок, часто разрушается под действием отбиваемых взрывом кусков руды. Поэтому следует применять твердеющую закладку, поскольку лишь она обеспечивает наиболее благоприятные условия для работы самоходных машин и целостность почвы выработки (слоя).

Варианты системы горизонтальных слоев с закладкой различаются между собой схемами расположения заходок (вкрест простирания, диагонально и т.п.), порядком их отработки, конструкцией искусственной кровли и размерами очистных выработок.

Нисходящая слоевая выемка с твердеющей закладкой применяется для выемки неустойчивых ценных руд, особенно при высокой их возгораемости или при необходимости поддержания земной поверхности. Крутые залежи могут быть любой мощности, пологие должны иметь мощность не ниже средней. Вмещающие породы могут быть любой устойчивости.

Как показал опыт работы, проведенной на Качканарском руднике, восходящая выемка слоев с закладкой не снижает опорное давление и не ликвидирует обрушение вышележащего массива. Поэтому начато освоение варианта нисходящей выемки слоев с применением твердеющих смесей из цемента и хвостов обогащения [4]. Особенностью предложенного варианта является использование искусственной кровли из сборных металлических прогонов дугообразной формы. Прогонны покрывают стальной арматурой и проволоочной сеткой. Почва отработываемого слоя заливается твердеющей закладкой. Для создания железобетонной плиты толщиной 0,5 м остальная часть слоя заполняется гидравлической закладкой.

Высота слоев меняется от 2,0 до 3,5 м. Висячий бок на каждом слое крепят железобетонными штангами. Нижние штанги устанавливают книзу под углом 20-25° к горизонту с целью укрепления пород в пределах нижнего слоя до начала его отработки. Отработка нижележащего слоя осуществляется под искусственной кровлей, обеспечивающей безопасность труда и интенсивность выемки запасов.

Производительность труда рабочего по блоку при нисходящей отработке запасов по сравнению с восходящей выемкой увеличилась на 15%, почти полностью ликвидировалось потери отбитой руды и ее разубоживание закладочным материалом; при нисходящей выемке они составляли соответственно 2,5 и 1,8%.

Начато применение системы горизонтальных слоев с нисходящей выемкой на Зодском руднике с использованием в качестве составных компонентов твердеющей закладки дешевых местных материалов: пемзы и отходов цементного производства (пыли, улавливаемой электрофильтрами). Здесь на очистных работах применяется самоходное оборудование.

Поскольку налегающие породы на Зодском руднике весьма неустойчивы, при отработке первого слоя под естественной кровлей ширину заходок и уход забоя за цикл уменьшают; заходки закрепляют сплошным деревянным креплением. Отработка первых слоев под искусственной кровлей осуществляется заходками сечением в черне 4x4 м, разделенными целиками. После закладки заходок и набора закладкой прочности 40—60 кгс/см отработываются рудные целики. С опусканием очистных работ в блоке на 8—12 м ширина заходок может быть увеличена до 6 м.

Система послонной разработки под бетонной закладкой в настоящее время применяется на Зырянском руднике для выемки междукамерных целиков с целью сохранения поверхности и полноты извлечения полезного ископаемого [1].

Варианты выемки слоев забоем-лавой в сравнении с вариантами выемки слоев заходками значительно сложны в технологическом отношении. Отсутствуют надежные технические решения по изоляции рабочего пространства от закладки, которая в таких условиях должна быть менее подвижной и твердеть в течение 1-1,5 сут; нет также надежных средств защиты крепи от разрушительных воздействий взрывов.

С учетом горно-геологических условий кимберлитовых трубок предложен вариант новой системы разработки с закладкой выработанного пространства сыпучими материалами. Такой выбор предопределен дешевизной закладочного материала и хорошей управляемостью процессом горного производства, так как все технологические операции осуществляются в зоне непосредственного доступа людей и механизмов. [2]

Рассмотренные варианты систем разработки горизонтальных слоев с закладкой в нисходящем порядке позволяют сформулировать следующие выводы:

1. В рассмотренных системах разработки с закладкой выработанного пространства в качестве закладочного материала используют в основном твердеющие закладочные смеси, в единичных случаях бетонные и породобетонные смеси. Прочность твердеющей закладки составляет от 3,5-6,0 МПа, срок твердения закладки до нормативной прочности до 1 месяца.

2. Высокая производительность систем разработки с закладкой выработанного пространства обеспечивается применением современных высокопроизводительных отечественных и зарубежных самоходных оборудований на всех технологических процессах добычи руд.

3. Одной из более прогрессивных систем разработки с закладкой выработанного пространства для разработки кимберлитовых трубок является система горизонтальных слоев с отработкой руд восходящем и в нисходящем порядке, позволяющая надежно управлять горным давлением и полностью механизировать процессы горного производства.

4. Для увеличения производительности очистного комплекса при слоевой системе разработки необходимо проведение работ в направлении увеличения параметров очистных камер.

В настоящее время на руднике «Интернациональный» при использовании слоевой системы разработки и комбайновой отбойки руды, отработка осуществляется лентами на всю высоту слоя одностадийно. Одностадийная отработка очистных лент ведёт к частым перегонам добычных комплексов, частым засечкам на новую ленту, настройкам новых коммуникаций (развеска кабельной продукции, настройка вентиляции), всё это в конечном итоге приводит к потере времени и снижению производительности очистного комплекса.

Увеличение параметров поперечного сечения очистных лент даёт возможность применения дополнительного оборудования. При многостадийной выемке руды появляется возможность совмещённой отработки двух-трёх лент, что позволяет увеличить производительность и коэффициент использования оборудования.

Опыт ведения подземных горных работ на руднике «Интернациональный» в 2009-2010 годах показал принципиальную возможность и технико-экономическую целесообразность увеличения параметров поперечного сечения очистных лент при применении слоевой системы разработки с твердеющей закладкой и нисходящим порядком выемки слоев.

Кровлей очистных выработок при нисходящей слоевой системе разработки, за исключением первых слоев на подэтажах, является закладочный массив, качество и устойчивость которого зависят от многих факторов и могут изменяться в широких пределах. При этом устойчивость кровли зависит не только от прочности несущего слоя и порядка отработки заходов в слое, но и от увеличения параметров заходов, а ширина камер принимается в соответствии с устойчивостью кровли. В связи с этим задача исследования по увеличению параметров камер сводится к исследованиям по повышению устойчивости искусственной кровли и разработке эффективных методов упрочнения нижнего несущего слоя.

Литература

1. Джакупбаев А.Н., Джансугуров С.И., Цхе П.А. Опыт применения системы разработки с бетонной и твердеющей закладкой на руднике Текели. – Алма – Ата, 1970.
2. Желябовский Ю.Г. Система подземной разработки с сыпучей закладкой для отработки кимберлитовых трубок // Горный журнал 2007. – Москва, 2007. – №11. – С. 37– 39.
3. Калмыков В.Н., Зубков А. А. Пути повышения интенсивности отработки месторождений системами с закладкой выработанного пространства // Вестник МГТУ им. Г. И. Носова. – Магнитогорск, 2007. – № 1. – С.28– 31.
4. Промышленные испытания нисходящей слоевой выемки с гидравлической твердеющей закладкой при разработке месторождений ценных руд/ Под ред. Хрущев В.И., Плахин В.К. – М.: "Цветметинформация", 1977, с.31 – 33

ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ СВЯЗНЫХ МАТЕРИАЛОВ ВИБРАЦИОННЫМИ ПИТАТЕЛЯМИ С УПРУГИМ РАБОЧИМ ОРГАНОМ

М.Ю. Алесик

Научный руководитель научный сотрудник Л.И. Гендлина
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

На предприятиях горнодобывающей и строительной промышленности значительный объем перерабатываемых материалов складывается в накопительных емкостях: бункерах, рудоспусках, блоках с последующим их выпуском в средства доставки гравитационным способом или питателями различных конструкций, среди которых широко используются вибропитатели, позволяющие в несколько раз повысить производительность выпуска в сравнении с гравитационным способом, увеличить проходимость выпускного отверстия, улучшить санитарно-гигиенические условия работы горнорабочих. С учетом конструктивных особенностей, вибрационные питатели можно разделить на два основных класса: с жестким и с упругим рабочим органом.

К первому классу относятся вибрационные питатели, имеющие жесткий рабочий орган, массивную раму, упругие опоры для уменьшения вибраций, передаваемых на основание. Характер перемещения рабочего органа таких машин – возвратно-поступательный. Они предназначены для равномерной подачи сыпучих и кусковых материалов из бункеров в средства доставки. Питатели отличаются простой и надежной конструкцией, возможностью быстрой замены вышедших из строя элементов, доступностью запасных частей и механизмов.

К недостаткам этих устройств относится высокая металлоемкость, необходимость устанавливать питатель на массивный фундамент, вследствие передачи вибрации на основание, а также большие удельные затраты мощности на 1 м³ выпускаемого материала.

Ко второму классу относятся питатели, разработанные в Институте горного дела СО РАН. Принципиальное их отличие заключается в том, что рабочий орган выполнен упругим, с изменяющейся кривизной вдоль него. Вибровозбудитель крепится непосредственно на рабочий орган. Достоинством данного класса машин является простота конструкции, надежность, малая металло- и энергоемкость. Эти вибромашины хорошо зарекомендовали себя для выпуска кусковых и сыпучих материалов, но при выпуске материалов с глинистой составляющей в зоне выпускного окна образуются завесы и своды, существенно уменьшающие производительность. Недостаток этих питателей – затухание генерируемых колебаний в обе стороны от вибровозбудителя и вглубь материала, что уменьшает зону вибровоздействия на перемещаемую горную массу. При этом выпускается только часть сыпучей массы, находящейся непосредственно над источником колебаний.

Вибропитатели позволяют в несколько раз повысить производительность выпуска в сравнении с гравитационным способом, увеличить проходимость выпускного отверстия, улучшить санитарно-гигиенические условия работы горнорабочих.

Эффективность вибровыпуска зависит от свойств сыпучей массы [2]. Материалы с высоким содержанием глинистой составляющей характеризуются существенными по величине силами сцепления. При перемещении такой массы сопротивление сдвигающим усилиям оказывает не только внутреннее трение, но и силы сцепления. Опыт показывает, что при использовании вибрационных устройств для перемещения связных материалов с большим сцеплением их производительность снижается в несколько раз вплоть до полного отсутствия выпуска по причине затухания генерируемых колебаний и, как следствие, малой зоны вибровоздействия.

Для решения проблемы выпуска связных материалов в ИГД СО РАН проводятся исследования [1], целью которых является выявление закономерностей перемещения связных сред вибрационным способом и создание питателей, обеспечивающих стабильное, без зависаний, движение труднотранспортируемых материалов по рабочему органу. Идея заключается в том, чтобы уменьшить негативное влияние затухания колебаний и реализовать режим, обеспечивающий равномерное колебание рабочего органа по всей длине.

Была проведена серия экспериментов, задачи которых заключались в определении влияния конструктивных и динамических параметров питателя на процесс выпуска связных материалов; установлении связи между конструктивными и динамическими параметрами питателя и физико-механическими свойствами связного материала; определении зависимости производительности от параметров вибровоздействия.

Один из способов реализации идеи – использование упругих свойств опорных элементов, удерживающих рабочий орган.

Для изучения влияния параметров вибрационного воздействия на процесс выпуска был создан стенд, включающий в себя бункер с прозрачными стенками из оргстекла для наблюдения за картиной выпуска, упругий рабочий орган из тонкого стального листа, опирающийся на упругие опоры, закрепленные на неподвижной раме.

Вибрационное воздействие осуществляется инерционным вибровозбудителем с круговой вынуждающей силой. Величина вынуждающей силы регулируется как статическим моментом дебалансов, так и частотой их вращения, которая изменяется в пределах от 20 до 60 Гц с помощью частотного преобразователя HFinverter. Длина стального листа, используемого в качестве рабочего органа, составляет 1500 мм. В качестве связного материала в экспериментах используется супесь с содержанием глины около 2% и размерами частиц 0,005...0,10 мм. Сцепление изменялось за счет влажности сыпучей массы в диапазоне от 8 до 15%.

Вибрация по длине рабочего органа осуществляется с помощью измерительно-вычислительного комплекса, включающего пьезоэлектрические датчики, воспринимающие вибрационное ускорение, усилители заряда. Усиленный сигнал воспринимается модулем аналого-цифрового преобразователя, который передает его на компьютер с программным обеспечением АСТest. Комплекс позволяет регистрировать и производить последующую обработку данных.

Экспериментально установлена возможность выпуска связных материалов с большим сцеплением вибрационными устройствами с упругим рабочим органом, позволяющими существенно расширить зону вибровоздействия за счет конструктивных особенностей закрепления рабочего органа и изменения его режима колебания.

Анализ полученных результатов позволил сделать вывод, что вибрация распространяется по рабочему органу более равномерно, и значительно расширилась зона вибровоздействия за счет появления продольных колебаний на загрузочном участке. При этом характер движения рабочего органа представляет собой сочетание волновых колебаний в вертикальном направлении и возвратно-поступательного движения в продольном направлении.

Установлено, что материал при воздействии на него вибрацией в частотном диапазоне 25-40 Гц выпускается из бункера, практически не уплотняясь, об этом свидетельствуют образующиеся в процессе выпуска трещины, которые отчетливо видны через прозрачную стенку стенда. Эксперимент показал, что налипание материала на рабочий орган отсутствует.

При частоте выше 40 Гц сыпучая масса сначала уплотняется, а лишь затем начинается выпуск через разгрузочное окно. При движении материала возможны его зависания и налипание на рабочий орган. Использование такого режима выпуска приводит к уменьшению производительности на единицу вынуждающей силы – удельной производительности, а также к увеличению энергопотребления. Так при частоте вибрации 50 Гц удельная производительность процесса снизилась в 1.7 раза по сравнению с выпуском при частоте 35 Гц (рис. 1). В ходе экспериментов установлено, что в указанном частотном диапазоне с увеличением влажности материала от 8,8 до 15 % значительно возрастает его связность, однако сохраняется стабильная картина выпуска с незначительным увеличением времени опорожнения мерной емкости (рис. 2).

Удельная производительность в диапазоне 25-30 Гц наиболее высока и с увеличением частоты более 40 Гц заметно снижается (рис. 1).

Таким образом, вибрационные питатели подобной конструкции способны обеспечить стабильный и производительный выпуск связных дисперсных материалов с большим сцеплением.

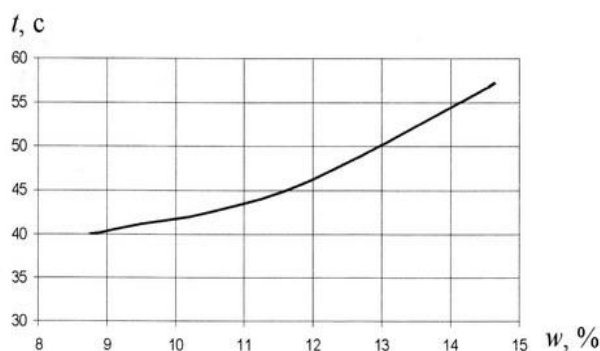


Рис. 1 Зависимость удельной производительности выпуска супеси влажностью 11.6% от частоты колебаний.

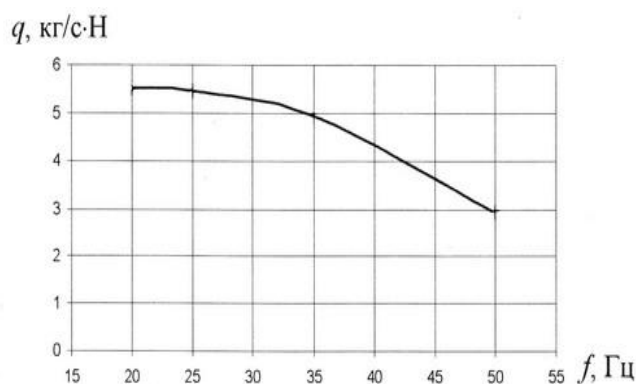


Рис. 2 Зависимость времени выпуска супеси от ее влажности (частота колебаний 35 Гц)

Литература

1. Левенсон С.Я., Гендлина Л.И., Глотова Т.Г., Алесик М.Ю., Морозов А.В. Энергосберегающие вибрационные устройства для выпуска связных материалов из емкостей на предприятиях горной промышленности// Горное оборудование и электромеханика. – М, 2010. - №10. – С. 8-12.
2. Тишков А.Я., Левенсон С.Я., Еременко Ю.И., Шевчук Е.Г. О вибрационном выпуске труднотранспортируемых материалов// Известия ВУЗов серия «Строительство». – Новосибирск, 2005. - №10.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАССТОЯНИЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НА ВСКРЫШНЫХ И ДОБЫЧНЫХ РАБОТАХ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «НЕРА-ПОВОРОТНЫЙ»

А.А. Афанасьев

Научный руководитель профессор Б.Н. Заровняев
Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

При разработке россыпных месторождений производительность бульдозера является определяющим показателем работы предприятия. В свою очередь производительность бульдозера зависит от расстояния транспортирования. Следовательно, оптимизация среднего расстояния транспортировки является весьма актуальной задачей, для обеспечения эффективной разработки россыпных месторождений.

Продуктивный пласт месторождения «Нера-Поворотный» в плане имеет лентовидную форму, в вертикальном разрезе представляет собой субгоризонтальную пластовую залежь переменной мощности, перекрытую слабозолотоносными отложениями. Прогнозные ресурсы месторождения размещаются в зоне многолетней мерзлоты и приурочены к пойменной части долины. Месторождение представлено продуктивным пластом, мощностью 0,9 – 1,3 м, составляя в среднем 1,1 м. Длина одного блока по простиранию равна 400 м, ширина 100 м. Мощность вскрыши 1,9 – 3,7 м, составляя в среднем 2,7 м. При бульдозерной разработке на оттайку рыхлые и коренные породы месторождения относятся к III–IV и V–VIII категориям крепости, при механическом рыхлении и бурении пород в мерзлом состоянии – соответственно к VI и VII–IX категориям. Для разработки россыпи принят бульдозерный способ разработки с послонной выемкой, размещением торфов сплошным выездом на два борта россыпи. Вскрышные работы производятся с применением тяжелых

бульдозеров-рыхлителей D-375. Угол выезда для бульдозера D-375 составляет 25° , угол естественного откоса противоположного борта отвала согласно физико-механическим свойствам горных пород составляет 35° .

Вскрышные и добычные работы на россыпном месторождении «Нера-Поворотный» производятся с предварительным механическим рыхлением. На месторождении используется двусторонняя (с середины вскрышного блока на оба борта) схема отвалообразования по периметру добычного блока и конусное окучивание песков с применением бульдозера Коматцу D-375.

С целью анализа работы бульдозера на вскрышных и добычных работах выполнены хронометражные наблюдения работы бульдозера на вскрышных и добычных работах. При этом во внимание приняты следующие операции, включенные в полный цикл работы бульдозера: набор породы, транспортировка, разгрузка, обратный ход.

Всего выполнено 100 наблюдений на вскрышных работах, 100 наблюдений на добычных работах. Проведенный хронометраж работы бульдозера, позволяет сравнить и выявить оптимальные расстояния транспортирования на добычных и вскрышных работах, для повышения эффективной разработки и транспортировки.

Анализ полученных результатов производился путем группирования хронометражных наблюдений по расстояниям транспортирования и усреднения полученных результатов по циклам. В результате получены зависимости продолжительности цикла от расстояния транспортирования пород вскрыши и песков и построены гистограммы, представленные на рис. 1 и 2.

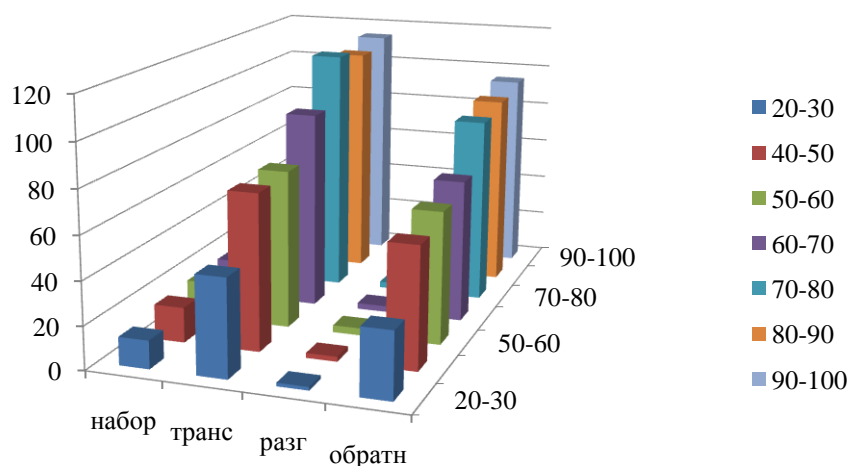


Рис. 1. Результаты хронометражных исследований на вскрыше

Обработка результатов исследований и анализ циклов работы бульдозера на вскрыше показали, что наиболее оптимальным является расстояние транспортирования от 40 до 60 м, так как средняя продолжительность транспортирования равна средней продолжительности обратного хода, что позволяет обеспечить высокую производительность и наименьшие затраты времени. А при добычных работах выгодны расстояния от 20 до 40 м, которое так же оптимальны с целью наименьшей затраты времени.

С целью использования этих оптимальных параметров транспортирования, предлагается уменьшить параметры блока полигона и разрабатывать пески параллельными заходками с перемещением песков в веерно-аккумулирующие траншеи глубиной 0,5-1 м. Далее разжиженную породную массу перемещают бульдозером по траншее к приемному бункеру. Ширина дна траншеи определяется длиной лемеха бульдозера и необходимыми зазорами. При поперечной системе выемки перемещение породы осуществляются параллельными продольными заходками (рис. 3). При этом, по всему борту вскрываемого полигона устраивают пологий выезд.

Анализ работы бульдозеров показал, что расстояние транспортирования на вскрыше - 40-60 м, а на добычных работах - 20-40 м являются наиболее эффективными и позволят повысить производительность бульдозера.

Таким образом, предлагаемая технологическая схема разработки россыпи верно-диагональными траншеями показал возможность повышения производительности бульдозера на 10-15%.

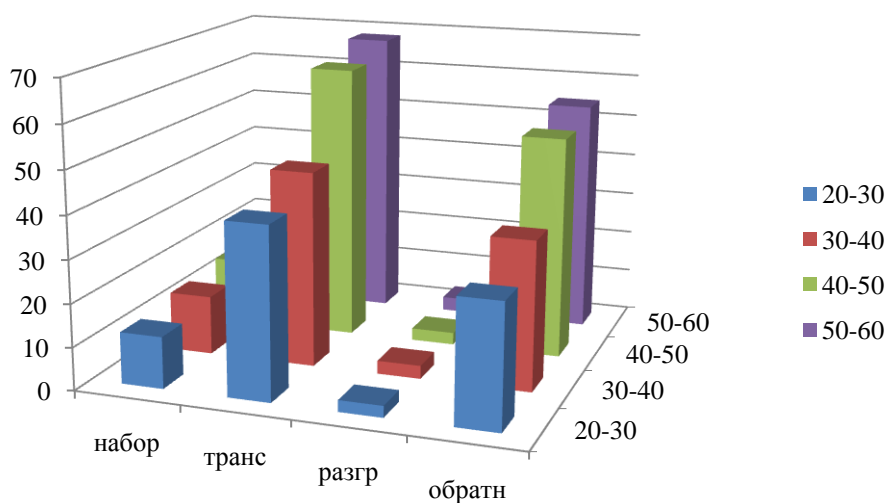


Рис. 2. Результаты хронометражных исследований на добыче

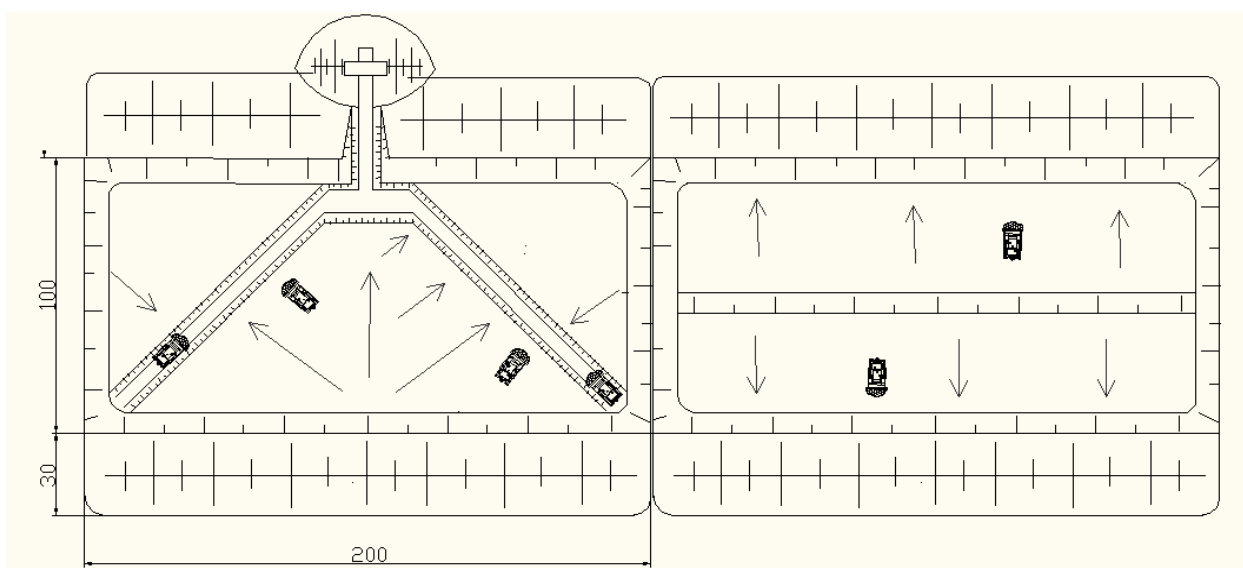


Рис. 3. Технологическая схема разработки россыпей веерно-диагональными траншеями, параллельными заходками бульдозера на добычных работах

ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДОРАБОТКИ НИЖНИХ ГОРИЗОНТОВ ГЛУБОКИХ КАРЬЕРОВ

И.В. Васильев

Научный руководитель доцент Г.В. Шубин
Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Около 30% мировых разведанных запасов алмазов приходится на долю России, причем основные, наиболее крупные промышленные месторождения, в настоящее время сосредоточены на территории Республики Саха (Якутия).

Строительство и эксплуатация горнодобывающих предприятий по добыче алмазосодержащего сырья сопровождались и сопровождаются многочисленными организационно-техническими и технологическими трудностями, не имеющих аналогов в отечественной и мировой практике.

Как показала практика, освоение алмазосодержащих месторождений осложнено рядом неблагоприятных факторов, напрямую влияющих на эффективность и безопасность их отработки. К наиболее характерным нега-

тивными факторам, которые в той или иной мере присущи для каждого кимберлитового месторождения, можно отметить следующие: тенденция увеличения глубины карьеров, в ограниченных размерах в плане, с сокращением параметров их рабочей зоны; возрастанием крутизны наклона бортов карьеров с глубиной; криогенность массивов руд и вмещающих горных пород; сложная морфология месторождений; газо- и битумонасыщенность глинистых разновидностей пород; сложным геотермическим состоянием рудного массива и вмещающих пород, для которых характерны различные тектонические нарушения; наличие мощных водоносных горизонтов, с различным уровнем водопритоков, часто содержащих газонасыщенные рассолы с высокой минерализацией. Для отдельных месторождений отмечена склонность отбитой руды к слеживаемости, размокаемости и смерзаемости. Все это, наряду с уникальной ценностью алмазов, суровым климатом Севера, территориальной удаленностью районов добычи предопределяет особые требования к формированию технологических решений при освоении кимберлитовых месторождений.

Основная тенденция совершенствования технологий добычи минерального сырья в истории человечества характеризуется последовательным переходом от разработки легкодоступных полезных ископаемых, непосредственно выходящих на поверхность земли, к залегающим на все больших и больших глубинах. Эта тенденция все более усиливается по мере развития современной технократической цивилизации, приведшей ныне к исчерпанию сравнительно легкодоступных месторождений полезных ископаемых традиционными геотехнологиями.

Вынужденный переход к отработке месторождений на глубинах более одного-двух километров сопровождается не только ростом температуры (выше температуры человеческого тела), но и увеличением литостатического давления, зачастую превышающего предел прочности горных пород на одноосное сжатие. В этих условиях усложняются горно-геологические характеристики продуктивных массивов. Структурный фактор горных пород при высоком давлении и температуре становится более выраженным с позиций его влияния на интенсивность и скорость развития геомеханических процессов вокруг образуемых подземных полостей.

Следовательно, есть основание ожидать, что освоение «сверхвысоких» глубин будет связано с безлюдными технологиями разработки месторождений «реакторного» типа, основанными на массообменных физико-химических реакциях. Их отдаленными прототипами могут служить современные технологии подземного выщелачивания на урановых месторождениях или добычи нефти и газа.

Длительным переходным этапом к безлюдным геотехнологиям явятся методы добычи полезных ископаемых, основанные на применении робототехники с дистанционным управлением, в том числе с поверхности земли. Как показывает мировой опыт, проекты перехода на роботизированные геотехнологии весьма затратны и связаны с реализацией соответствующих национальных программ.

В практике подземной добычи руд в Швеции, США, Канаде, Австралии имеются впечатляющие примеры в этой области [1,3]. В 90-х годах специалистами ряда фирм («Тамрок», «Орион», «Локомо») и университетов (Хельсинки, Лулео) разработана технологическая программа «Интеллектуальная шахта». Она включает 28 проектов научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских работ на сумму 12 млн. долл. США, предусматривающих: анализ новых технологических идей; оперативный геофизический анализ породных массивов через скважины; локацию машин и рабочих в руднике; создание двунаправленной высокоскоростной подземной информационной сети; разработку компьютерной системы управления производством в режиме реального времени; автоматизацию машин для зарядки скважин; создание погрузочно-транспортных машин, работающих без присутствия людей; создание систем навигации мобильного оборудования; интеллектуальную диагностику машин; новые методы автоматизированного бурения, крепления выработок, транспортирования, подъема, доставки материалов, контроля устойчивости выработок, оценки эффективности новой техники и технологии и др.

Идея программы состоит в оснащении системы выработок распределенной информационной сетью с волоконно-оптическими каналами связи. С одной стороны, к сети подключен пульт подземного диспетчера, с другой - размещенные в выработках приемно-передающие устройства, через которые проходит обмен информацией с мобильным оборудованием. Компьютерная организация добычи включает стратегическое и оперативное планирование, организацию, управление и оптимизацию процессов добычи. Автоматизация машин осуществляется путем поэтапного высвобождения операторов действующих буровых, зарядных, набрызг-бетонирующих, доставочных и погрузочно-транспортных машин. На создание технических средств направлено почти 60% финансовых потоков. Реальность проекта обеспечивается малооперационностью процессов и мобильностью оборудования рудников.

Проект «Рудник 2000» (Швеция) реализуется на базе крупнейшего в мире рудника «Кируна». Он включает дистанционное бурение взрывных скважин, автоматизированное их зарядание пластичным ВВ, отбойку и уборку руды погрузочно-транспортными машинами с дистанционно-автоматическим управлением, подачу руды вагонами к стволу с автоматическим управлением поездами. В рамках проекта впервые показана система дистанционного управления несколькими машинами с пульта, размещенного на поверхности и имитирующего кабину машиниста. Оператор наблюдает за процессом с помощью бортовых телекамер, соединенных с видеомонитором на пульте. Аналогичные системы созданы и используются в Канадском центре автоматизации и роботизации.

В практике США, Канады, Германии и Швеции созданы и широко используются экспертные системы. Они особенно эффективны при решении задач контроля, диагностики и управления. Экспертная система PROSPECTOR предназначена для анализа геологических данных; система UFEL. - для прогноза газодинамических явлений. Последняя консультирует оператора о повышенной концентрации метана и изменении топологии сети. Разработаны системы для управления шахтным локомотивным транспортом, геомеханического контроля удароопасности массива [2].

Современный этап развития рудничной механизации и автоматизации за рубежом характеризуется достижениями в области дистанционного контроля напряженно-деформированного состояния массива горных пород и управления мобильными (самоходными) машинами, внедрением 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 широко используются элементы микроэлектроники.

К началу XXI века горное дело в России остается отраслью с относительно низким уровнем компьютерной автоматизации и роботизации. В части внедрения информационных технологий мы отстаем от горнодобывающих зарубежных предприятий на 20-30 лет. Это объясняется как сложностью решения комплекса задач в постепенно усложняющейся среде, так и отсутствием должного внимания к этой проблеме крупных отечественных горнодобывающих компании и горной науки в трудные годы последнего пятнадцатилетия. Отметим, что актуальность автоматизации и компьютеризации горного производства многократно возрастает при освоении месторождений в отдаленных районах с аномальными климатическими условиями, где содержание людей обходится весьма дорого.

Увеличение глубины и сокращение рабочей зоны карьера, с необходимостью отстройки и постановки всё более крутых откосов уступов (вплоть до вертикальных) на нижних горизонтах, требует для поддержания эффективной и безопасной добычи кимберлитовых руд изыскание таких технологий с соответствующей им техникой, которые в полной мере могли значительно ограничить либо полностью исключить присутствие людей в добычном забое.

Как показывает мировой опыт перспективным направлением для решения поставленных задач, при разработке нижних горизонтов глубоких карьеров является разработка либо дальнейшее развитие уже существующих комплексов горно-транспортного оборудования на основе использования систем с дистанционным управлением. Помимо чисто технических задач по созданию или адаптации указанных комплексов не менее важно решение технологических инженерных задач связанных с разработкой и оптимизацией основных параметров рабочей зоны карьера, направлением, очередностью и последовательностью отработки забоев.

Литература

1. Proceedings of 3rd International Carpathian Control Conference. - Ostrava - Beskydy, Czech Republic, 2002
2. Rockbusts and Seismicity in Mines / South African Institute of Mining and Metallurgy, 2001 // Tech. Eds: Dr G.Van Aswegen, Dr R. I. Durrheim, W. D. Ortipp: Johannesburg, 2000.
3. Коных В.Л. Шахтная робототехника. - Кемерово: Кузбассвузиздат, - 2000.

БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ОБОГАЩЕНИЯ ЗОЛОТА НА ЗИФ ОАО «АЛДАНЗОЛОТО» ГРК

А.А. Васильева

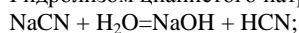
Научный руководитель профессор Е.Н. Чемезов
Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Схема переработки руды на Куранахской ЗИФ

Куранахская ЗИФ является крупным высокомеханизированным предприятием, работающим на основе новой техники и технологии. В связи с проведенной реконструкцией фабрики, связанной с совершенствованием технологии извлечения, вопрос нормализации воздушной среды в отделениях является актуальным, поскольку в ходе технологического процесса выщелачивания руд в цианистых растворах выделяется цианистый водород HCN, отличающийся высокой токсичностью. Поэтому на фабрике уделяется постоянное внимание вопросу сооружения и совершенствования вентиляционных установок с одновременным проведением мероприятий по контролю воздушной среды на рабочих местах и улучшению состояния оборудования и его герметизации.

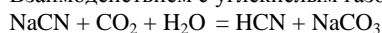
Цианистый водород выделяется с поверхности чанов и из агрегатов, содержащих растворы цианистого натрия. Образование паров синильной кислоты HCN вызывается следующими основными причинами:

Гидролизом цианистого натрия, приходящего по реакции:



Взаимодействием щелочных цианистых растворов с кислотами, содержащимися в обрабатываемой руде;

Взаимодействием с углекислым газом, содержащимся в воздухе:



Согласно технологии, а также с целью снижения образования цианистого водорода, в раствор вводится защитная щелочь (известковое молоко концентрацией 0,001 – 0,015%).

Однако даже при соблюдении режима защитной щелочи в технологическом процессе фабрики наблюдается превышение ПДК (0,3 мг/м³) на цианистый водород в помещениях, где сосредоточено оборудование с наибольшими концентрациями цианидов (разварочное отделение, отделение регенерации, сорбционное отделение). Наличие в отделениях фабрики потоков воздуха за счет естественной тяги, действия вытяжных вентиляционных систем и вследствие диффузии, почти во всех не изолированных друг от друга помещениях обнаруживается присутствие цианистого водорода.

Из результатов исследования «Иргиредмета» режимов работы вентиляторов, установленных на вытяжных вентиляционных системах Куранахской ЗИФ следует, что загазованность рабочих площадок в отделениях фабрики, превышающих ПДК на цианистый водород, возникает (помимо возможных нарушений по защитной щелочи в процессе, аварийных отключениях электроснабжения и др.) при большом объеме вредных подсосов, которые могут быть из-за не плотности фланцевых соединений. В связи с этим в местах всасывания не создается требуемого разрежения и вредности выделяются в атмосферу производственных помещений, в конечном итоге приводя к высоким их концентрациям на рабочих местах.

Мероприятия и рекомендации по эксплуатации систем вытяжной вентиляции.

Согласно §§ 202, 493 «Единых правил безопасности при дроблении, сортировке, обогащении полезных ископаемых и окисковании руд и концентратов» (ПБ 06-317-99) на фабрике предусмотрена установка непрерывно действующих автоматических приборов контроля воздушной среды с системой сигнализации (ССК-4), которая оповещает о возрастании на рабочих местах содержания паров синильной кислоты выше ПДК.

Включение вытяжных систем должно производиться за 3 – 5 мин. до начала работы технологического оборудования и выключаться за 3 – 5 мин. после его остановки. Перед включением установки необходимо проследить за тем, чтобы шиберы, установленные у местных отсосов, находились в положении, соответствующему нормальному распределению воздуха в вентиляционной установке.

Следить за тем, чтобы работающие вентиляторы имели плавный и бесшумный ход, рабочие колеса имели правильное направление вращения и не задевали кожуха.

Систематически следить за тем, чтобы воздухопроводы не имели механических повреждений, а болты на фланцевых соединениях затянуты до отказа.

С целью устранения вредных отсосов воздуха со стороны всасывающих трубопроводов должны быть ликвидированы неплотности и зазоры в стыках труб путем установки резиновых, войлочных и других деформируемых прокладок.

Необходимо своевременно осматривать подшипники и пополнять их смазку, а при обнаружении трещин в подшипниках – сразу же их заменять новыми.

Следить за прочностью крепления воздухопроводов, проверять их герметичность и при обнаружении неплотностей устранять их.

Регулярно обследовать состояние засоренности воздухопроводов путем простукивания их деревянным молотком и своевременно очищать засоренные участки.

Следить за герметичностью укрытий технологического оборудования и постоянно закрывать выявленные неплотности.

Следить за тем, чтобы смотровые проемы в укрытиях были плотно закрыты (за исключением тех моментов, когда эти проемы приходится открывать требованием технологического процесса).

В случае поступления в вытяжные системы цианистого водорода необходимо шиберы устанавливать на всасывающей стороне, независимо от места нахождения вентилятора и принимать меры по полной герметизации напорных воздухопроводов.

Свежий воздух приточными установками должен подаваться рассредоточено с малыми скоростями. Пол должен быть постоянно влажным.

РАЗВИТИЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ КАРЬЕРА ПРИ ВСКРЫТИИ ГОРИЗОНТОВ КРУТОНАКЛОННЫМИ ТРАНСПОРТНЫМИ СЪЕЗДАМИ И ИХ КОНСТРУКЦИЯ

И.Н. Гоголев

**Научный руководитель профессор Б.Н. Заровняев
Северо-восточный Федеральный университет, г.Якутск, Россия**

Завершение открытых горных работ на основных алмазородных месторождениях, имеющих существенное значение в формировании минерально-сырьевого баланса компании "АЛРОСА" и необходимость перехода на некоторых из них на подземный способ добычи в сложных горно-геологических условиях севера обуславливает необходимость индивидуального подхода к стратегии и технологии освоения каждой трубки. Кроме того, в отработку стали вовлекаться месторождения с неблагоприятными горнотехническими условиями – большой глубины залегания, сложной геометрией рудных тел и низким содержанием алмазов, рентабельная отработка которых может быть обеспечена в первую очередь высоким темпом технологического развития.

Одним из направлений решения проблемы является обеспечение работы глубоких кимберлитовых карьеров с крутыми углами откоса уступов и бортов. Данный метод вполне реален для разработки месторождения трубки «Ботубинская» при условии укрепления массива инженерными методами или искусственным увеличением прочности пород. Развитие данного направления позволит обеспечить устойчивость откосов уступов и бортов на длительный срок эксплуатации с постановкой уступов на предельный контур и заоткоски уступов с помощью буровзрывных работ.

Результаты патентного анализа показали, что изобретательский уровень технических решений по созданию карьеров с крутонаклонными бортами с внутренним отвалообразованием достаточно высок и в большей степени представлен патентами России и некоторых стран СНГ. Прослеживается тенденция последующего роста количества создаваемых технических решений, что подчеркивает актуальность поставленной задачи.

При формировании рабочей зоны глубоких карьеров проблема обоснования конструкций уступов и бортов карьеров весьма актуальна, так как непосредственно влияет на снижение затрат на эксплуатацию место-

рождения в целом за счет снижения объемов вскрышных работ, а также увеличения промышленных запасов месторождения и продолжительности открытого способа разработки. Установлено, что увеличение генерального угла наклона на железорудных карьерах на 1° позволяет сократить объемы вскрышных пород на 4% и увеличивает запасы руды в контуре карьера [5].

Также одним из важных аспектов глубоких карьеров является обеспечение устойчивости откосов уступов и бортов на длительный срок эксплуатации, определяемое многими факторами – способом ведения буровзрывных работ при постановке уступов на предельный контур и заоткоски уступов; величиной углов наклона бортов карьера и их экспозицией; выветриваемостью пород.

Устойчивое состояние обеспечивается уменьшением высоты и крутизны обнажения, укреплением массива инженерными методами или искусственным увеличением прочности пород.

Устойчивость зависит от прочностных свойств горных пород и действующих на соответствующие объекты нагрузок. Горные породы по устойчивости подразделяются на весьма неустойчивые (не допускающие их обнажения без укрепления), неустойчивые (требующие укрепления вслед за обнажением), средней устойчивости (допускающие обнажение на больших площадях и требующие со временем укрепления), устойчивые (допускающие обнажение на значительных площадях и требующие локального укрепления), весьма устойчивые (не требующие укрепления).

Деформации уступов на карьерах при разработке алмазных месторождений в Якутии вызываются главным образом криогенными процессами и связаны с формированием сезонно-талого слоя в теплый период. Наиболее распространенный вид деформаций, характерный для всех вмещающих и перекрывающих пород – образование осыпей и сработка верхних бровок уступов. Осыпи образуются вследствие уменьшения прочностных свойств мерзлых пород при оттаивании льда, играющего роль цемента в трещинах и порах. Важную роль играют физическое выветривание горных пород на поверхности откосов за счет знакопеременного перепада температур (суточный $-10\dots+10^\circ\text{C}$, годичный $+40\dots-50^\circ\text{C}$), замерзанием-оттаиванием пород.

При отработке глубоких горизонтов возникает проблема выемки прибортовых целиков драгоценных кимберлитовых руд, объемы которых зависят от углов погашения бортов карьера. Переход на вскрытие глубоких горизонтов крутонаклонными транспортными съездами под углами $14\dots30^\circ$ позволяет повысить угол откоса борта. Созданное автором технологическое решение [1] с использованием льдопородного целика позволяет безопасным способом отработать данные рудные целики при одновременном совмещении работ по консервации дна карьера перед переходом на подземный способ доработки запасов месторождения.

Основным направлением проблемы развития рабочей зоны карьера является формирование нерабочего борта карьера со сверхвысокими уступами погашения, которые позволяют обеспечить эффективность и безопасность работ при разработке глубоких карьеров в условиях многолетних мерзлых горных пород.

Таким образом, горно-геологические, технологические и экономические изменения условий разработки алмазорудных месторождений требуют поиска новых подходов, нестандартных технических, организационных и управленческих решений, к основным из которых относится данная статья.

Построение сверхглубоких карьеров с крутыми откосами уступов (до 90°) и бортов в мировой практике открытых горных работ известно в единичных случаях и является исключительно сложной инженерной и организационной задачей. Тем не менее, результаты анализа литературных источников, опыт работы ряда карьеров с крутыми углами откоса уступов и бортов карьеров позволяют считать данный метод вполне реальным.

Анализ опыта проектирования и литературных источников показывает, что преимущественная роль при вскрытии глубоких горизонтов кимберлитовых карьеров принадлежит крутонаклонным транспортным съездам с уклонами $15\dots25\%$, которые обеспечивают полноту извлечения полезного ископаемого при их доработке и наилучшие условия формирования рабочей зоны перед переходом на подземные горные работы.

Конструкция крутонаклонного съезда должна обеспечивать безопасность работы автосамосвалов при их спуске и подъеме, т.е. для безопасного преодоления данного участка дороги ее необходимо формировать с защитным бордюром выступом, а опасные участки крутых откосов следует закрепить металлической сеткой с укладкой мерзлотозащитного слоя, например, из обогащенного сапропеля.

При доработке карьеров с крутыми откосами бортов над зоной доработки следует оставлять широкие бермы безопасности с установкой вдоль их откосов защитных стенок из передвижных секций, для задержания случайно падающих камней необходимо сооружать на откосах, через определенное расстояние по высоте, улавливающие полки. Не исключается возможность сооружения наклоненных берм безопасности взамен защитных стенок.

Возможности создания новых инноваций технологий не ограничены, поэтому необходим поиск и разработка новых технических решений на базе современных знаний в области физико-технических наук, которые позволят в кратное количество раз повысить эффективность горных работ.

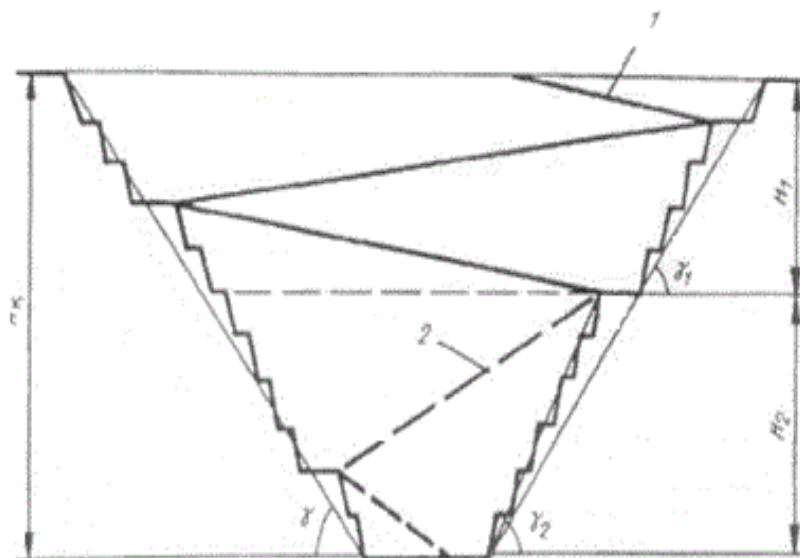


Рис.1 Вариант схемы доработки глубокого карьера с применением крутых спиральных съездов
 H_k – конечная глубина карьера, м; γ – углы откосов уступов, град; спиральные съезды: 1 – традиционные, 2 – крутые;

Литература

1. Андросов А.Д., Николаев К.Г. - А. с. 915512 СССР, МКИ Е21 С 41/02. Способ выемки полезного ископаемого из целиков/ 23.11.1981. - 16с.
2. Андросов А.Л. Технология разработки глубоких карьеров Якутии / - Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1996. - 215с.
3. Зельберг А.С., Андросов А.Д., Крамсков Н.П., Андросов А.А. и др. - Пат. 223982 РФ, МКИ Е21 С 41/00. Способ вскрытия и отработки глубоких горизонтов кимберлитовых трубок /Опубл. в БИ. - 2004. - №22.
4. Козырев А.А., Рыбин В.В., Билин А.Л. и др. - Обоснование конструкций устойчивых бортов карьеров в массивах скальных тектонически напряженных пород // Горный журнал. – 2010. - №9. - С.24-27.
5. Курилко А.С. Изменение свойств горных пород при знакопеременных температурных воздействиях и прогнозирование состояния устойчивости горнотехнических сооружений [Текст] / А.С. Курилко // Неклассические задачи геомеханики: труды Всероссийской объединенной научной сессии Научных советов РАН по механике деформируемого твердого тела и по проблемам горных наук (г. Якутск, 16-20июня 2008 г.)/ Учреждение РАН Сиб. отд-е РАН и др.; отв. Ред. С.М. Ткач. – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2008. - С.42-47.
6. Новожилов М.Г., Маевский А.Н., Бондарь С.А. Технологические параметры глубоких карьеров. – М.: Госгортехиздат.1962. - 213с.
7. Ржевский В.В. Научные основы проектирования карьеров. – М.: Недра, 1977. - 598с.
8. Тарасов Г.Е., Ивановский С.В., Сердюков А.Л. и др. Основные проектные решения по развитию карьера Ковдорского ГОКа до глубины 850 м // Горный журнал.-2007. - №8.С.22 - 25.

УСТАНОВКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СИЛОВОГО ПОГРУЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКЦИЙ В ГРУНТ

В.А. Григорьев, А.С. Ларионов

Научный руководитель доцент С.А. Ларионов

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Рассмотрена конструкция стационарного стенда для моделирования силового погружения строительных конструкций в грунт. Приведены технические характеристики стационарного стенда.

В настоящее время при создании свайных фундаментов для новых зданий и сооружений вблизи существующих строений, широко внедряется способ вдавливания свай. Основными положительными свойствами погружения свай вдавливанием являются: отсутствие динамических воздействий на погружаемую сваю, фундаменты и конструкции рядом расположенных зданий; резкое снижение шума и загазованности воздуха; экономия энергозатрат по сравнению с работой традиционного сваебойного оборудования [1].

С целью повышения эффективности существующих технических решений [2,3] и разработки новых установок в лаборатории кафедры «Теплогазоснабжение» Томского Государственного Архитектурно-Строительного Университета создана модельная сваедавливающая установка, позволяющая эмитировать различные варианты силового воздействия на погружаемую сваю.

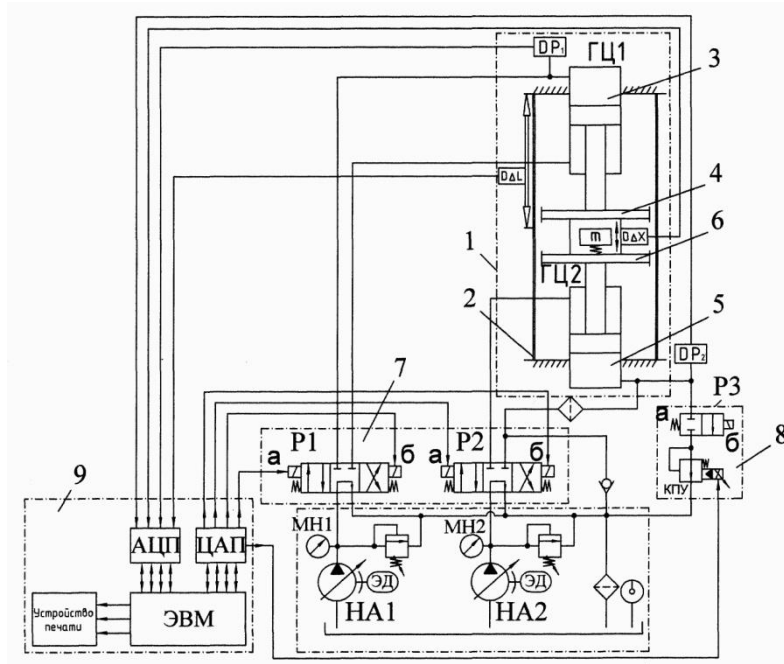


Рис.1 Принципиальная гидравлическая схема установки

Установка (Рис.1) представляет собой сварную рамную конструкцию 1 с четырьмя вертикальными направляющими 2, которые жестко связывают нижнюю часть рамы с верхней панелью крепления силового гидроцилиндра 3. Гильза гидроцилиндра 3 крепится к верхней панели болтовым соединением, а шток гидроцилиндра соединен с верхней подвижной относительно направляющих опорной плитой 4.

В нижней части рамы соосно верхнему гидроцилиндру закреплен второй силовой гидроцилиндр 6, имитирующий закономерности статического сопротивления грунтов. Шток гидроцилиндра соединен с подвижной относительно направляющих ответной нижней плитой 6.

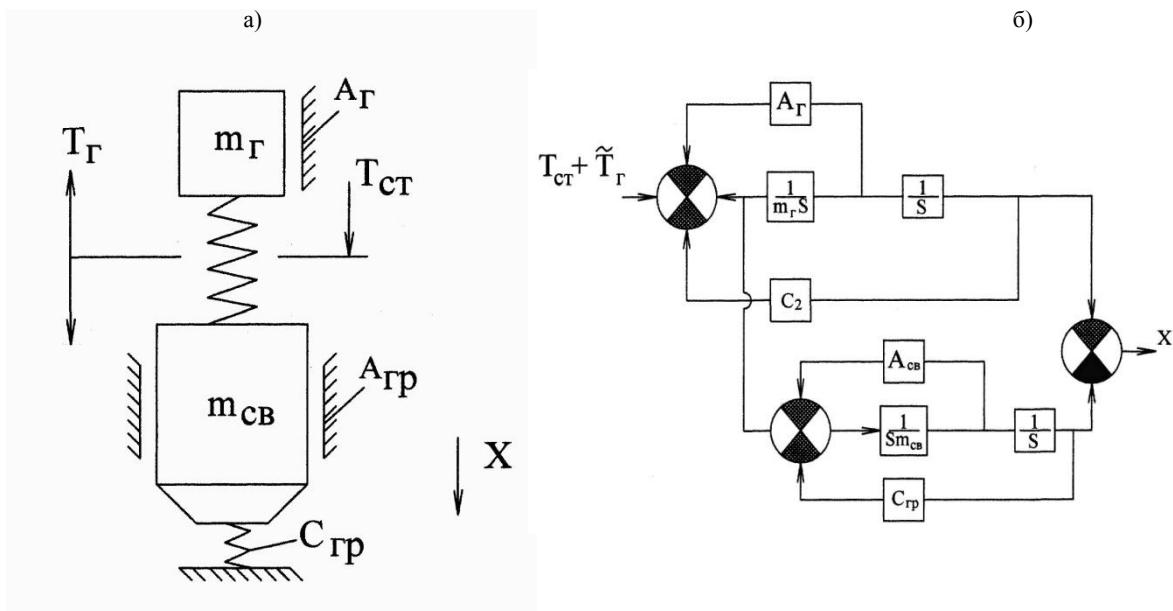


Рис. 2 Схема погружения сваи в грунт
а) расчетная; б) структурная.

Рабочий ход подвижных плит 4, 6, с возможностью установки между ними активаторов движения высотой h до 300 мм, составляет 250 мм. На раме закреплены гидроагрегаты, средства управления ходом эксперимента и приборы контроля рабочих параметров.

Гидравлический привод стенда состоит из: гидроцилиндров ГЦ1 (3), ГЦ2 (5); насосной станции 6 с двумя регулируемым насосами НА1, НА2; системы управления движением гидроцилиндров 7 с двумя электроуправляемыми распределителями Р1 и Р2; системы нагружения 8, состоящей из электрозолотника РЗ и предохранительного клапана пропорционального управления с интегрированным согласующим электронным блоком; датчиков давления DP_1 , DP_2 , МН1, МН2 и датчиков перемещения DDL и DX .

Система управления 9 позволяет управлять ходом эксперимента, проводить компьютерный ввод закона нагружения (сопротивления грунта), регистрировать и обрабатывать информацию в реальном времени, приводить компьютерный анализ результатов эксперимента и представлять их в удобном для исследователя виде.

Регулируемый насос НА1 позволяет изменять скорость перемещения верхней плиты в диапазоне 0,2-2 м/мин. Клапанная аппаратура обеспечивает усилие вдавливания до 250кН.

Расчетную схему движения строительной конструкции (свай) можно представить рисунком 2

Здесь: $S=j\omega$, $j=\sqrt{-1}$; m_f - масса груза; C_f - жесткость рабочего гидравлического органа; $m_{св}$ - масса сваи; $C_{гр}$ - жесткость грунта; $\alpha_{тр}$ - коэффициент трения грунт-свая; A_f - коэффициент трения в гидравлическом контуре объемного генератора; $T_f \approx T_0 \sin\omega t$ - возбуждающая сила от генератора; $T_{ст}$ - статическая сила прижима, действующая на сваю.

Расчетная схема позволяет моделировать вязкоупругую нагрузку и имитировать различные законы вибропогружения строительных конструкций в грунт.

Литература

1. Светлинский Е.В., Гайдай М.С. Современное оборудование для вдавливания свай. //Механизация строительства.-1997.-№11.-с.12-16.
2. Смирнов А.В., Понаморенко Ю.Е., Нестеров А.С. //Устройство для погружения свай вдавливанием
3. //Патент на полезную модель №23445. Бюлл. -2002.-№3.
4. Ющубе С.В., Полищук А.И. Андриенко Ю.Б., Нуйкин С.С. Установка для погружения свай //Патент №2206664. Бюлл.-2003.-№4.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ДАЛЬНОСТИ ДО ИНСТРУМЕНТА ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН¹

Е.В. Денисова, С.Ю. Гаврилов, А.П. Хмелинин

Научный руководитель профессор В.Н. Опарин

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Определить положение инструмента, движущегося в грунте, и принять решение по управлению траекторией его движения, невозможно без устройства измерения дальности. Его работа основана на использовании классического принципа построения радиочастотного дальномера с различным типом модуляции излучаемого сигнала. Дальномер изготавливается в виде отдельного устройства и позволяет измерять расстояние до инструмента без вмешательства в его конструкцию. Использование СВЧ диапазона электромагнитных волн повысит разрешающую способность дальномера по дальности и помехоустойчивость по отношению к внешним электромагнитным наводкам и шумам. Принцип действия дальномера (например, с частотной модуляцией) представлен ниже (рис. 1).

От частотно-модулированного СВЧ генератора 3 электромагнитные колебания в форме симметричной пилю через передающую антенну 1 излучаются в землю по направлению к инструменту для формирования горизонтальных скважин. Отраженный от него сигнал проходит сквозь геосреду и улавливается приемной антенной 2 и в первом каскаде приемника – смесителе 6 – суммируется с сигналом от СВЧ генератора 3. На выходе смесителя образуется результирующее колебание типа биений, обладающее сложным спектральным составом. Из этого колебания удается сформировать напряжение, величина которого однозначно связана с дальностью до скважинообразующего инструмента. Колебания после смесителя усиливаются широкополосным усилителем 7 и поступают на пиковый детектор 8, на выходе которого подключена схема обработки со шкалой, проградуированной в метрах [1]. Отраженный сигнал (рис. 2) имеет ту же форму, что и излучаемый, но с временным сдвигом на интервал времени: $\tau = \frac{2R}{c_{ср}}$, где R – расстояние до инструмента, а $c_{ср}$ – скорость

распространения радиоволн в среде. Поскольку частота передатчика изменяется по определенному закону, разностная частота изменяется дискретно, следовательно, расстояние до движущегося под слоем грунта проводяще-

¹ Научно-исследовательская работа проведена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

го объекта измеряется дискретно: $R = N \cdot \Delta R$, ΔR – разрешающая способность устройства по расстоянию, $N = \frac{f_0}{F_m}$ – коэффициент модуляции, f_0 – частота отраженного сигнала, F_m – частота модуляции.

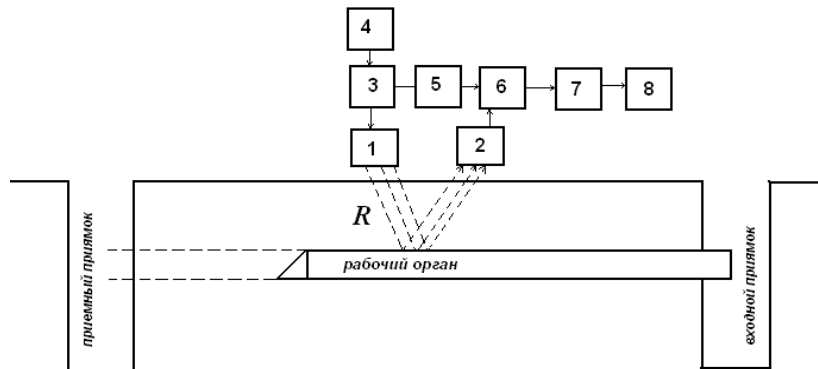


Рис. 1. Блок-схема дальномера с частотной модуляцией
1 – передающая антенна; 2 – приемная антенна; 3 – СВЧ генератор частотно-модулируемых колебаний; 4 – модулятор; 5 – аттенюатор; 6 – смеситель; 7 – широкополосный усилитель; 8 – пиковый детектор

Разность частот прямого и отраженного сигналов F_0 будет постоянной величиной для большей части периода модуляции. При этом, если девиация частоты равна Δf , а частота модуляции – F_m , на основании подобия треугольников ABC и ADE устанавливается зависимость между измеряемым расстоянием и разностной частотой: $R = cF_0 / 8 \cdot \Delta f \cdot F_m$. Положительным качеством частотного радиодальномера являются высокая точность измерения расстояний и достаточная равномерность шкалы.

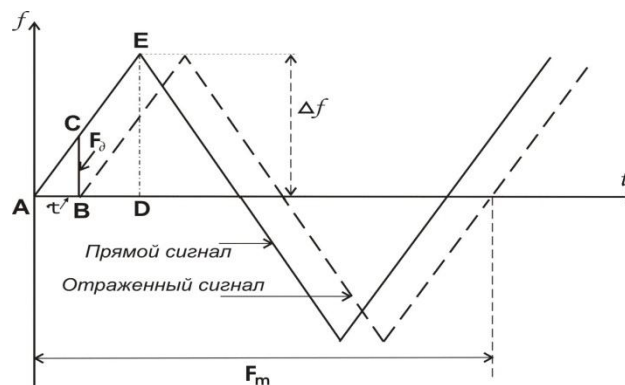


Рис. 2. К упрощенной трактовке процессов в радиочастотном дальномере с частотной модуляцией

Разрешающая способность по расстоянию определяет точность измерений и связана с девиацией частоты Δf следующим соотношением (для формы сигнала – симметричная пила): $\Delta R = \frac{c_{cp}}{4 \cdot \Delta f}$. Таким образом, чем

больше удастся получить девиацию частоты, тем выше будет точность дальномера. Например, при $\Delta f = 250$ МГц разрешающая способность по расстоянию в воздухе составит 30 см, а в среде типа супесь (с диэлектрической проницаемостью $\epsilon = 4,5$) около 15 см. В качестве приемной антенны радиочастотного дальномера предлагается использовать щелевой тип антенн, поскольку они просты в изготовлении, имеют хорошие направленные свойства [2, 5]. С помощью моделирования методом конечных элементов диаграммы направленности щелевой антенны, расположенной на поверхности земли установлено, что оптимальная высота, на которой должна располагаться передающая антенна, что бы обеспечить максимальную концентрацию излучаемой энергии по направлению к объекту поиска должна быть равна нулю или, по крайней мере, не более чем 0.1λ (рис. 3) [3].

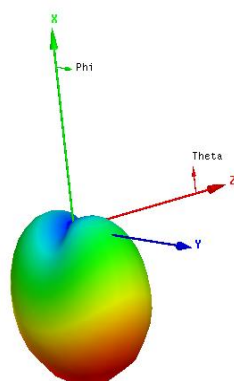


Рис. 3. Результат моделирования диаграммы направленности передающей щелевой антенны, расположенной на поверхности грунта (типа супесь) при $h=0$

Для повышения точности измерения дальности, упрощения системы измерения и повышения помехоустойчивости дальномера возможно использование в качестве модулирующего сигнала напряжение, меняющееся по случайному закону (шум) [4]. Изготовлена принципиальная схема дальномера с частотной модуляцией, проведено моделирование диаграммы направленности передающей антенны дальномера. Основным достоинством устройства является отсутствие вмешательства в конструкцию инструмента для формирования горизонтальных скважин и высокая точность измерения дальности до объекта.

Литература

1. Астафьев П., Шебшаевич Ю.А., Юрков Ю.А. Радионавигационные устройства и системы. – М.: Издательство «Советское радио», 1958. – 864 с.
2. Мейнке К., Гундлах Ф. Радиотехнический справочник. – М.:Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 416 с.
3. Вопросы перспективной радиолокации. Коллективная монография / под. ред. А.В. Соколова. – М.:
4. Радиотехника, 2003. – 512 с.: ил.
5. Ланге Ф. Корреляционная электроника. – Л.: гос. союзное издательство судостроительной промышленности, 1963. – 416 с.
6. Надененко С.И. Антенны. – М.: Связьиздат, 1959. – 324 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ, СОЗДАВАЕМОГО ДВИЖУЩИМСЯ В ГРУНТОВОМ МАССИВЕ ПНЕВМОПРОБОЙНИКОМ

Е.В. Денисова, А.И. Конурин, С.Ю. Гаврилов

Научный руководитель профессор В.Н. Опарин

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Развитие бестраншейных технологий прокладки подземных коммуникаций с помощью пневмоударных машин невозможно без разработки и создания навигационного оборудования. На сегодняшний день в российской строительной практике используется только импортное навигационное оборудование [3] (система МАГстир (фирма ImpactDrilling LTD, Англия) и системы позиционирования Mark III, IV, V, Eclipse (компании Digitrack, Германия), которое не всегда является доступным из-за своей дороговизны, отсутствия возможностей гарантийного обслуживания и конструктивной непригодности к российским моделям пневмоударных машин. Данные системы построены по принципу размещения в самой машине электромагнитного зонда, а на поверхности земли располагают приемник, на экране которого отображается информация об угле отклонения машины от заданного курса, дальности до нее и угле поворота вокруг своей оси. Электромагнитные системы не всегда эффективны, например, при их работе вблизи источников электромагнитных помех (силовых кабелей, линий электропередач и т.п.) часто возникают ложные срабатывания. Также электромагнитный сигнал имеет высокую степень затухания в грунте, которая сильно зависит от его параметров (диэлектрической проницаемости и коэффициента поглощения электромагнитных волн в грунте). На сегодняшний момент времени недооценивается применение акустических систем навигации для решения поставленной задачи. При этом использование акустической мощности, создаваемой работающей в грунте машиной, в качестве полезного сигнала позволит исключить размещение источников излучения в ее рабочем органе.

Теория распространения упругих волн построена на тех же принципах, что и теория распространения электромагнитных волн. Основной особенностью здесь также является необходимость учитывать влияние неоднородности геосреды на параметры распространения упругой волны и точность определения расстояния до объекта [4].

Природа и характер распространения упругих волн в геосреде с потерями схожи с аналогичными зависимостями для электромагнитных волн. Движение пневмопробойника в грунте осуществляется за счет ударных

импульсов с большой энергией. Распределение этой энергии будет осуществляться равномерно по окружности (в случае однородной среды), центром которой является источник удара. Характер распространения ударной волны при изменении расстояния от источника удара зависит от степени однородности среды и от коэффициента поглощения ею энергии импульса. Поглощение энергии заданным объемом среды пропорционально интенсивности звука при прохождении им пути R [1]:

$$I = I_0 e^{-2\delta R},$$

где δ – коэффициент поглощения упругих волн в грунте; I_0 – интенсивность звука в месте удара.

Работа пневмоударной машины осуществляется на глубинах до 5 м, с энергией удара 220 Дж (для марки пневмопробойника ИП4603), что обеспечивает на поверхности земли, в точке над местом взаимодействия машины с грунтом, сигнал напряжением в десятки мВ. Такой уровень сигнала можно зарегистрировать любым акусто-электрическим преобразователем даже без дополнительного усиления сигнала.

При реализации акустической системы навигации можно столкнуться с двумя проблемами:

– влиянием внешних шумов на работу системы (шум транспорта или работающего компрессора), для чего необходимо заранее измерить спектр, создаваемый движущейся в грунте проходческой машиной и выделять его из общего спектра принятого сигнала.

– наличием на пути распространения акустического сигнала различного рода препятствий (камней, арматуры, коммуникаций и т.п.). Если препятствие больших размеров (слой щебня, бетона, асфальта), то произойдет частичное отражение и поглощение сигнала. Для полного прохождения сигнала (без отражения) необходимо, чтобы выполнялось равенство: $p_1 v_1 \approx p_2 v_2$, где p_1, v_1 – плотность грунта и скорость распространения поперечных упругих волн в грунте, соответственно, а p_2, v_2 – плотность материала, из которого изготовлено препятствие, и скорость распространения упругой поперечной волны в нем. Если препятствие достаточно мало по сравнению с длиной волны акустического сигнала, то происходит огибание препятствия волной [2]. Явление полного отражения упругой волны от препятствия будет наблюдаться в случае, если $v_1 < v_2$.

Для исследования процессов распространения упругих волн в грунте были выполнены экспериментальные исследования акустического поля, создаваемого движущимся в грунте на глубине 0.5 м пневмопробойником с энергией удара 22 Дж. Прием акустического сигнала осуществлялся с поверхности земли с помощью акселерометра, подключенного к USB-осциллографу. Далее принятый сигнал поступал на ноутбук и обрабатывался с помощью программного обеспечения MathCAD 14.

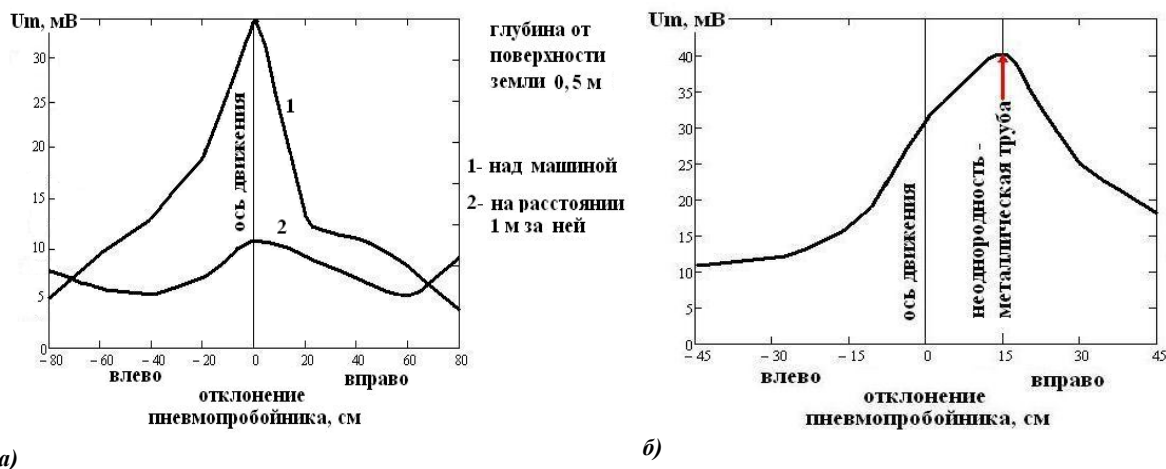


Рис. 1. Исследование амплитуды акустического сигнала, создаваемого движущимся в грунте пневмопробойником, в зависимости от его местоположения

Анализ параметров сигнала на выходе акселерометра показал, что при отклонении машины от заданной траектории движения на 15-20 см происходит резкое уменьшение амплитуды сигнала примерно в 2-2,5 раза, что характеризует хорошую точность акустического метода навигации. При увеличении дальности до машины, распределение акустического поля становится более равномерным и точность метода снижается. Наличие параллельно движению пневмопробойника неоднородности в виде металлической трубы с аналогичным диаметром характеризуется резким возрастанием амплитуды принятого сигнала, примерно в 1,5 раза, что может привести к ложному срабатыванию акустической системы навигации. Дополнительно был выполнен спектральный анализ одиночных ударных импульсов, создаваемых при движении машины в грунте, который показал, что длительность импульсов, пересчитанная в их частоту, не зависит от отклонения машины от заданного курса, а зависит от однородности грунта. Наличие параллельно движению пневмопробойника металлической неоднородности в виде трубы соизмеримого с машиной диаметра сопровождается появлением в спектре сигнала дополнительных гармонических составляющих, которые можно выделить из полезного сигнала.

Литература

1. Гийес Л., Сабате П. Основы акустики моря. – Л.: Гидрометеорологическое издательство, 1967. – 212 с.
2. Камп Л. Подводная акустика. – М.: Мир, 1972. – 328 с.
3. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий. – М.: Пресс Бюро, 2005, № 1.
4. Тарасов В.Н., Бояркина И.В., Коваленко М.В., Кузнецов С.М., Шлегель И.Ф. Теория удара в строительство и машиностроении. – М.: Изд-во ассоциации строительных вузов, 2006. – 336 с.

БЕСТРАНШЕЙНАЯ ЗАМЕНА ТРУБ НЕБОЛЬШИХ ДИАМЕТРОВ**Донг Ван Хоанг**

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бестраншейная замена труб, а также их прокладка является прогрессивной технологией. В данной работе рассматриваются вопросы замены труб небольших диаметров, под которыми понимаются прежде всего, городские коммуникации. Некоторые технологии приемлемы и для ремонта нефте и газотрубопроводов.

При применении бестраншейных технологий около 90% всех работ проводится под землей, что исключает необходимость восстановления дорожного покрытия и нарушения привычного ритма жизни. Бестраншейные технологии являются более «дружественными» по отношению к окружающей среде (www.gnb-technology.ru). Они применяются в многих странах, особенно в Европе. Во Вьетнаме эта современная технология началась применяться несколько лет назад в больших городах и получила признание.

Сегодня большая часть трубопроводов находится в разрушенном состоянии: разрывы, провалы или проникновения корней загрязняют грунтовые воды и вынуждают пользователей этих трубопроводов действовать. При этом встает вопрос: ремонтировать, проводить санацию или заменять?

Вытекающие из определения состояния решения о проводимых работах предполагают следующие возможности:

Ремонт

Санация

Замена открытым способом: этот способ используется длительное время, но мало эффективен и расходы сравнительно высоки.

Замена бестраншейным способом: этот оправдавший себя способ постепенно приобретает особое значение. Инновационное развитие техники по прокладке и замене труб смогло значительно улучшить его надежность и качество. Расходы абсолютно конкурентно способны по сравнению с ремонтными и санационными работами и ниже, чем при открытом способе.

Замена необходима, когда:

По техническим и экономическим причинам ремонт/санация бессмысленны.

Гидравлическая мощность должна быть увеличена за счет увеличения диаметра.

Санация не рассчитана на долгое время и через некоторое время все равно потребует замены.

Ремонтируемый участок рассчитан на долгое время эксплуатации.

Нарушена статичность старой трубы.

Ниже, в таблице 1 приведём основные способы ремонта трубопроводов.

*Таблица**Существующие способы ремонта (санации) трубопроводов*

№	Способ	Примечание
1	Динамическое разрушение бестраншейным способом.	Дефектные места заменяются новой трубой.
2	Вдавливание в окружающую среду.	Вдавливается новая труба, пространство между новой и старой крепится бетонно-цементной смесью.
3	Калибровочное разрушение.	Щадящая природа, бестраншейная замена труб по старой трассе с уменьшением диаметра на номинальную величину.
4	Оконная техника.	Пробурируется вспомогательное отверстие по диагонали к котловану с помощью земляной ракеты, что позволяет избежать больших котлованов.
5	Статичное разрушение труб машиной грундобурст с гидравлическим приводом.	Для бестраншейной замены газо- и водопроводов в чувствительных почвах в непосредственной близости от других трубопроводов или строок.

Каждый из этих способов имеет свою область применения.

Особое значение имеет выбор материала и конструкции труб применяемых при бестраншейной замене труб.

Внутренние трубы из ПВХД по ГОСТу 8074/75 и ГОСТу 19537, цвет: светло-серый, удобен для проверки. Защитный материал - RAL 8017, особенно прочен, против возможных повреждений при затягивании и разрывов. Если все же образуются трещины и разрывы, то многослойный материал исключает их проникновение к

внутреннему слою. Трубы экологически полностью безвредны. При описанной технологии предъявляются высокие требования к трубам. В результате совместной работы фирм EGEPLAST и Тракто-Техник, а также постоянного партнера ВОТЕС были разработаны особые трубы. Защитный материал, механически особо прочный, защищает внутреннюю трубу. Эти трубы применяются на многих стройках.

Длинные трубы соединяются без муфт с помощью сварки. Короткие трубы соединяются запатентованным вставным соединением снаружи и изнутри с помощью гладких многоступенчатых соединений. При прокладке труб нецелесообразно экономить на материале и из-за расходов терять в качестве. Лучший материал для бестраншейной укладки труб является также экономически выгодным из-за длительного срока службы. По опыту практики расходы на трубы составляют только 15-20% относительно расходов прокладки.

Внедрение новых технологий при ремонте подземных коммуникаций позволяет сократить затраты на ремонт трубопроводов и повысить их надежность.

Литература

1. www.sciteclibrary.ru.
2. *Нефтегазопромысловое оборудование, комплект каталогов/Под ред. В.Г.Креца – Томск: Изд-во ТГУ, 1999, 890 с.*
3. www.gnb-technology.ru.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ОТРАБОТКИ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ

И.М. Иванюк

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Бакчарский “рудный узел”, именуемый иногда месторождением входит в состав Западно-Сибирского железорудного бассейна в пределах Томской области и является наиболее изученным в геологическом отношении объектом. На сегодняшний день рудные горизонты на нем вскрыты и относительно хорошо изучены 56 скважинами. Месторождение расположено в 200 км к западу от города Томска в междуречье рек Андарма и Икса. Площадь месторождения составляет 1200 км². Ширина опробованной полосы составила 30 км, а длина 40-50 км. По геологическим данным в связи с резким уменьшением мощности рудных залежей в центральной части изученной полосы, месторождение разделено на два участка - Западный и Восточный. Руды представлены плотными гидрогетитовыми разностями с сидеритовым цементом, а также рыхлыми и слабосцементированными разностями. Среднее содержание железа в рудах Бакчарского месторождения по данным групповых проб колеблется от 34,72 до 52,00% (при среднем 43,09%) на Западном участке и от 30,32 до 53,48% (при среднем 40,15%) на Восточном участке. В смешанной технологической пробе, представляющей основные типы руд, среднее содержание железа общего составило 38,53%. Химический состав железных руд месторождения по качеству не уступает разрабатываемым месторождениям аналогичного генезиса - Керченскому, Аятской группе месторождений, месторождениям Германии и Франции. Отличительной особенностью бакчарских руд является более высокое содержание фосфора и ванадия. Суммарные предполагаемые ресурсы на обоих участках составляют около 23 млрд.тн. Практически единственным недостатком месторождения традиционно считалось его расположение на территории знаменитых Васюганских болот, относительно большие глубины продуктивных пластов - 180-250м и сложное гидрогеологическое строение.

В России 93% железной руды добывается с применением открытого способа разработки при содержании железа в рудах от 12 до 40%, залегающих в сложных горно-геологических условиях (при средней глубине разработки 250-280 м) в местах с достаточно суровыми природно-климатическими условиями их освоения. Основные зарубежные производители железорудного сырья (Бразилия, Австралия) разрабатывают месторождения с содержанием железа свыше 60% и с минимальными и объёмами вскрышных работ, что позволяет им в широком диапазоне изменять цены на зарубежных рынках сырья и конкуренции с Российскими поставщиками.

Бакчарское железорудное проявление представляет уникальную возможность осваивать ресурсы железной руды, находящиеся вблизи автомобильной дороги, линий электропередач и уже готовых инфраструктур жизнедеятельности.

Освоение подобных богатых железных руд в короткие сжатые сроки в течение 2-4 лет возможно осуществить двумя экологически чистыми способами: подземное выщелачивание и скважинная гидродобыча (гидротехнология).

В представленной статье предлагается краткое сравнительное рассмотрение двух этих возможных способов отработки проявления.

Подземное выщелачивание (ПВ).

Метод широко применяется при эксплуатации месторождений урана, некоторых месторождений золота, а также других видах полезных ископаемых залегающих в рыхлых или пористых обводненных породах.

ПВ является более дешевым способом разработки, чем шахтный или карьерный. Путем выщелачивания возможно добывать не только железо, но и другие минеральные ресурсы, которые содержатся в составе Бакчарского железорудного узла, например ванадий, фосфор, золото.

Несмотря на кажущуюся привлекательность геотехнологического метода подземного выщелачивания он является более затратным, чем другой предполагаемый способ разработки – скважинная гидродобыча.

По оценке ФГУП «ВНИИ химической технологии» (г. Москва) применение метода ПВ в условиях Бакчара возможно. Содержание железа в полученных сернокислотных растворах составит 5-10 г/л.

Удельный расход серной кислоты при использовании ПВ будет не ниже 30 кг на 1 кг железа. При стоимости серной кислоты 1000-1500 руб./т, стоимость получаемого концентрата будет на уровне 30-45 руб/кг, только по расходу серной кислоты.

С расходами на бурение и энергозатраты на подъем и транспортировку продуктивных растворов удельные расходы будут не менее 100 руб. на 1 кг железа без учета технологического передела.

Скважинная гидротехнология.

Технология скважинной гидродобычи (СГД) позволяет избежать многих отрицательных экологических последствий, характерных для традиционных способов добычи:

- отсутствие отвалов вскрышных пород, хвостохранилищ, дробильно-измельчительных переделов, магнитной сепарации, буровзрывных работ, мощных пылегазовых выбросов и, как следствие, загрязнения значительных площадей, в том числе и сельхоз назначения, тяжелыми металлами и радионуклидами;

- не нарушается режим подземных и поверхностных вод и не требуется значительного отчуждения земель под промышленное строительство;

- процесс добычи руды осуществляется без присутствия людей в горных выработках с исключением тяжелых и опасных для жизни людей операций, сопряженных с проходкой горных выработок и ведение добычных работ;

- не отчуждаются дополнительно земли под отвалы, которые при открытой разработке могут занимать большие территории.

Технология СГД от 4 до 6 раз дешевле традиционных методов освоения за счет вскрытия месторождения скважинами, которые сооружаются за 3-3,5 месяца и вводятся в эксплуатацию через 10-15 дней после окончания их бурения.

Особо следует отметить, что технология СГД является малооперационной. Поддается полной автоматизации производственных процессов, т.к. инструментом воздействия на рудный массив в недрах является гидродобычной агрегат, состоящий из трубной технологической оснастки скважины, пульпоподъемной колонны и колонны насосно-компрессорных труб, забойного гидромонитора. Размыв руды производится высоконапорной (давлением до 200 атмосфер) струей забойного гидромонитора, вода на который подается насосами по насосно-компрессорным трубам. Забойный гидромонитор является инструментом, способным производить с минимальными затратами перевод рыхлых и полускальных руд в состояние подвижной гидросмеси, которую эрлифтом выдают на дневную поверхность. Выданная на поверхность трехфазная гидросмесь разделяется на сжатый воздух, руду и воду. Вода после отстоя (в пруде осветленной воды) от взвешенных минеральных частиц поступает в резервуар оборотного водоснабжения и снова высоконапорными насосами подается в гидродобычные агрегаты на разрушение руды в забое скважины. В настоящее время суточная производительность СГД слабосвязанного минерального сырья из одной выемочной камеры достигает 1 тыс. м³/сут. (для скважинного гидродобычного снаряда типа СГС-3, глубины залегания продуктивного пласта - несколько десятков метров и расстояние от скважины до карты намыва- 100 метров).

Достижение промышленных объемов добычи полезного ископаемого (миллионы тонн в год) с помощью СГД обеспечивается формирование добычных участков, на которых по определенной схеме одновременно обрабатываются десятки и сотни выемочных камер.

Таким образом, в технологии добычных работ исключается дополнительный передел по очистке высокоминерализованных вод рудно-кристаллического горизонта до требований предельно-допустимых концентраций, т.к. они возвращаются на тот же горизонт, с которого были подняты на поверхность, при этом затраты электроэнергии на 1 т товарной руды ниже в 2-2,3 раза, чем на предприятиях с традиционными способами ведения добычных работ. По оценке специалистов ООО НПО «ТомГДКруда», владеющего лицензией на геологическое изучение, разведку и добычу Польшинского участка недр Бакчарского железорудного поля, затраты на добычу одной тонны руд составят ориентировочно 80 рублей.

Автоматизация и компьютеризация технологии СГД, позволяет создать практически безлюдные, экологически наименее опасные горнодобывающие предприятия на глубокозалегающих обводненных, с неустойчивыми вмещающими породами и рудами. Эти условия для обычных способов разработки являются осложняющими их освоение.

СГД ее значительно удешевляет и является предпосылкой для успешного освоения уникального Бакчарского железорудного узла.

Выводы

Колоссальные ресурсы и высокое качество богатых железных руд остаются не востребованными, из-за сложных горно- и инженерногеологических условий их залегания и по этой причине не могут эффективно разрабатываться традиционными способами.

Только широкое промышленное внедрение и разработка более совершенных способов и приёмов при скважинной гидродобыче (СГД) богатых железных руд позволит металлургическим предприятиям получить по упрощённым схемам высококачественные конкурентоспособные сорта чугуна и стали.

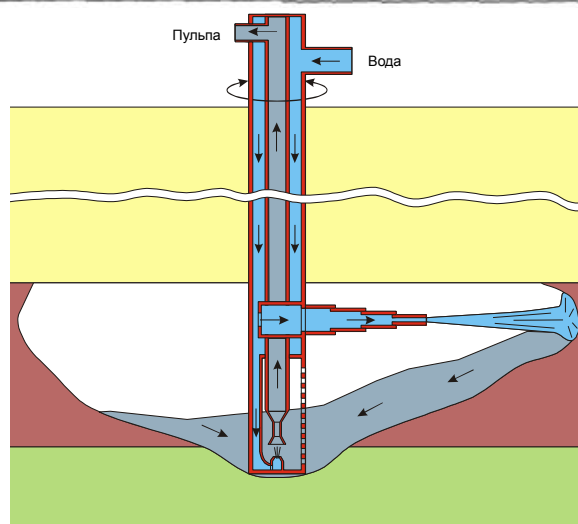
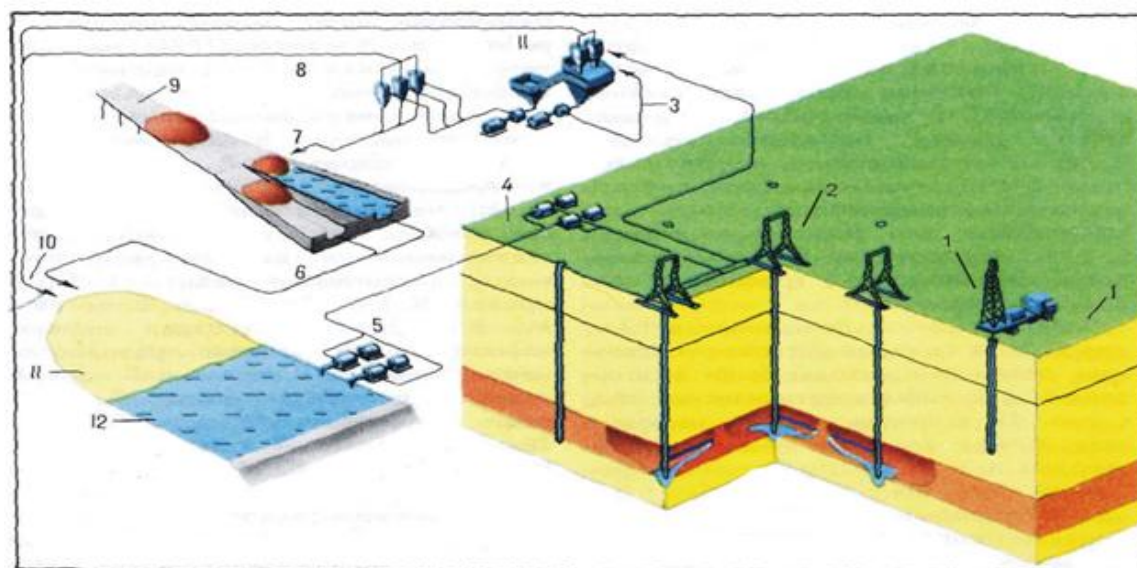


Рис. 1 Принципиальная технологическая схема предприятия скважинной добычи (I – добычной участок; II – участок обогащения): 1 – скважины в бурении, 2 – скважины гидродобычи, 3 – пульпа, 4 – площадка насосной станции, 5 – насосы напорной воды, 6 – слив, 7 – концентрат, 8 – илам (подача в хвостохранилище), 9 – погружная эстакада, 10 – хвосты обогащения, 11 – хвостохранилище, 12 – пруд-отстойник

При соответствующем научном обеспечении новая технология позволит обеспечить металлургические предприятия России сырьем, производить конкурентоспособную продукцию с минимальными затратами на ее производство.

Литература

1. Бабичев Н.И., Николаев А.Н. Скважинная гидравлическая технология – основа высокоэкономичных малых предприятий по добыче твердых полезных ископаемых // Горный журнал. – 1996 - №4.- С. 5-9.
2. Либер Ю.В. Разработка титан-цирконовых песков Тарского месторождения // Горный журнал. – 1996 - №4.- С. 12-17.
3. Левченко Е.Н., Бесчастных А.М. Технология комплексной переработки редкометалльных песков при добыче способом СГД // Горный журнал. – 1996 - №4.- С. 17-19.
4. Справочник по обогащению руд. В 3-х т./ Гл. ред.О.С. Богданов. Т.2 «Основные и вспомогательные процессы», 4.1
5. «Основные процессы». – М.: Недра, 1974, С. 97
6. Тепляков И.М., Домаренко В.А., Молчанов В. И. Геотехнологические методы разработки железорудных месторождений Западно-Сибирского бассейна // Геология и минеральные ресурсы Центральной Сибири. – Красноярск: КНИИГИМС, 2001.- Вып.2.-С.169-175.
7. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения - как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона / Отв. ред. Е.Н. Трибунский, М.С. Паровинчак. – Кемерово: ООО «Сарсл», 2001-214 С.

ПЛАН ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ (ПЛА) НА ДРАГЕ

В.О. Исакова

Научный руководитель профессор Е.Н. Чемезов
Северо-восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Для разработки Золотоносного месторождения реки Аллах-Юнь Республики Саха (Якутия) наиболее приемлемым является способ разработки, основанный на использовании многочерпаковых драг, что позволяет оперативно вести законченный комплекс работ по выемке, промывке, отвалообразованию вне жесткой зависимости от природно-климатических и горно-геологических, а также горнотехнических условий.

Разработка месторождения ведется 250-литровыми драгами.

Драга представляет собой комплекс механизмов, установленных на плавучий понтон и выполняющих все операции по выемке песков из-под воды, их обогащению и размещению отвалов в выработанном пространстве. Применяются драги, в основном, для выемки и обогащения песков на обводненных участках.

В случае возникновения аварии с целью сохранения здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь проводятся аварийно-спасательные и другие неотложные работы, описанные в плане ликвидации аварий на драге артели старателей «Дражник». ПЛА разрабатывается на все объекты горных работ, в том числе и для драг, аварии на которых сопряжены с реальной угрозой для жизни людей, сохранности производственных объектов, населенных пунктов или экологическими бедствиями.

В ПЛА учитываются возможные нарушения производственных процессов и режимы работы машин и оборудования, а также отключения электроэнергии, освещения, предупреждение и тушение пожаров, затопление и опрокидывание драги, а также прорыв дамб накопителей жидких отходов.

В ПЛА указывается система оповещения производственного персонала драги об аварии.

Для эффективной ликвидации аварий на драге разработано восемь позиций, в которых определены действия работников драги в чрезвычайной ситуации (табл. 1)

Таблица 1

Оперативная часть ПЛА

Позиция 1. – Обрыв черпаковой рамы			
Мероприятия по спасению людей и ликвидации аварий	Лица ответственные за выполнение мероприятий и исполнители	Места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий	Действия дражной и пожарной команды
1.	2.	3.	4.
1. Оповестить об аварии всех рабочих драги.	Любое лицо, заметившее аварию	Средства сигнализации, находящиеся на всех отметках драги.	При получении сообщения членам дражной команды являются в драгерское помещение для получения указаний от драгера.
2. Включить главный привод и маневровую лебедку, опустить сваю и остановить транспортер, бочку, насосы.	Драгер, старший, кормовой машинисты, концентраторщик.		
3. Сообщить об аварии на коммутатор, начальнику участка, эл. Механику (в случае отсутствия связи с нарочным)	Верхний машинист	Телефон или рация/ в драгерском помещении/.	
4. Осмотреть агрегаты драги, проверить герметичность кормовых отсеков понтона и стенок рамного прореза понтона. Осмотреть подвес стакера.	Старший, кормовой машинисты		Старший машинист осматривает обслуживаемые им агрегаты и станки рамного прореза понтона. Кормовой машинист осматривает обслуживаемые им агрегаты и проверяет герметичность кормовых отсеков понтона, состояние подвеса стакера и его оттяжек. О результатах осмотра сообщают драгеру.
5. Подготовить все необходимое для подъема рамы и приступить к ликвидации аварии.	Нач. участка, электромеханик		Все члены команды выполняют распоряжения и задания нач. участка и электромеханика.

Назначаются приказом ответственные лица по ликвидации аварии, командный пункт, распределяются обязанности, определенные действия должностных лиц.

ПЛА на драге кроме перечисленных позиций, приказов, экстренных номеров телефонов включает в себя схемы противопожарного трубопровода, расположения отсеков драги, электрообеспечения драги, палубную схему драги, список аварийного запаса материалов, комплектность пожарных щитов, обзорный план участка работ, оперативный журнал по ликвидации аварии и список работников, изучивших ПЛА и ознакомившихся с правилами личного поведения при ликвидации аварий на драге с росписью.

ПЛА разрабатывается на каждый год с учетом фактического состояния объекта горных работ техническим руководителем, согласовывается с командованием аварийно-спасательного формирования, техническим руководителем драги и утверждается техническим генеральным директором артели старателей «Дражник» за 15 дней до начала следующего года.

ПЛА со всеми положениями находится у диспетчера артели, у начальников участков (драг), у должностного лица, ответственного за состояние опасного производственного объекта и у инспектора Ростехнадзора Республики Саха (Якутия).

КРАТКИЙ ОБЗОР ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ ВЗРЫВНОГО ДЕЛА

В.С. Забуга

Научный руководитель д.т.н., 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-Штявница 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 Бернад Нобель (Швеция) получил, а в 1866 г. наладил выпуск пластичного ВВ на основе нитроглицерина с добавкой 25% минерала - инфузورной 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 ваттерки-зельгурдинамитом. 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.

Во второй половине XX в. в большинстве стран мира перешли от использования динамитов, в составе которых содержатся весьма чувствительные и опасные в производстве нитроэферы, 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. Росинский, 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 накалывания. Б.С. Якоби (Россия) довел

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, снаряжённую 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 капсюль-детонатор в виде медной гильзы с начинкой из грмучей 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, непредохранительные и предохранительные, 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 УССР 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 заряжания 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.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАССЫ БОЙКА НА ФОРМИРОВАНИЕ СИЛОВЫХ
ИМПУЛЬСОВ В КОЛОННЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

А.П. Колодин, А.Л. Саруев

Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, профессор Л.А. Саруев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введем волны напряжения, рассматривая одномерную задачу о волнах сжатия в тонком упругом стержне (рис. 1). В этом простом примере будем рассматривать импульс напряжений интенсивности $-\sigma$, движущийся слева направо вдоль стержня со скоростью v . За время dt фронт волны продвинется на расстояние $dx = c_0 dt$ и элемент массы $\rho A dx$ приобретет скорость du при действии импульса давления. Здесь ρ – плотность материала, A – площадь поперечного сечения стержня. Закон сохранения количества движения для элемента стержня имеет вид

$$\rho A dx \frac{du}{dt} = -\sigma A dx \quad (1)$$

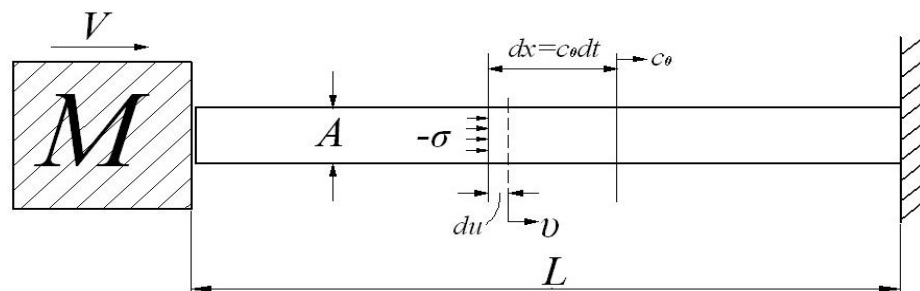


Рис. 1. Удар жесткой массы M о конец упругого стержня. Волна сжатия интенсивности $-\sigma$ распространяется вдоль стержня со скоростью c_0 .

Элемент будет сжат на величину $du = v dt$, так что его деформация равна

$$\frac{du}{dx} = \frac{v}{c_0} \quad (2)$$

Исключая σ и v из уравнений (1) и (2), получаем выражение для скорости распространения волны (импульса) напряжения

$$v = c_0 \frac{du}{dx} \quad (3)$$

которая является характеристикой материала. Так как упругие деформации, вообще говоря, малы, из формулы (2) ясно, что скорость частиц стержня u значительно меньше скорости распространения волны c_0 . Отметим, что для волны сжатия, которая здесь рассматривается, частицы движутся в том же направлении, что и волна, в то время как для волн растяжения – картина противоположенная.

С целью осветить ниже случай удара тел следует теперь рассмотреть движение волн в тонком упругом стержне (рис. 1), фиксированном на одном конце и подвергающемся удару с другого конца жестким блоком массы M , движущимся со скоростью V . Выпучивание стержня учитывать не будем. Мгновенно вслед за ударом левый конец стержня приобретает скорость блока V , и волна сжатия распространяется вдоль стержня со скоростью c_0 , заданной формулой (3). Начальное напряжение сжатия в стержне, определяемое уравнением (1) есть $-\rho c_0 V$. Блок замедляется от действия сжимающей силы в стержне при их взаимодействии. Последующее развитие процесса соударения зависит от соотношения масс ударника M и стержня ρAL .

Легкий ударник быстро переходит в состояние покоя при давлении на него стержня; давление стержня на блок падает одновременно с падением скорости блока. Далее возможно большое изменение напряжений в точках стержня: от $-\rho c_0 V$ на волновом фронте до малой величины в области взаимодействия с блоком. Тем временем волна давления отражается от фиксированного конца стержня. Когда отраженная волна возвращается к

свободному концу, она ускоряет блок и сама частично отражается. Таким образом, блок отскакивает от конца стержня со скоростью, меньшей V , и стержень остается в состоянии колебаний. Максимальное напряжение в стержне, возникающее в результате удара, равно $\rho c_0 V$ и не зависит от M . Оно достигается первый раз в момент удара и затем вновь, когда отраженная волна доходит до блока [2].

Из сказанного выше можно сделать вывод: амплитуда волны напряжения упругой деформации, возникающая при передаче энергии удара, например, через длинные стержни не зависит от энергии удара и определяется другими его параметрами. Этот вывод подтверждается следующим экспериментом.

Удары по колонне бурильных труб наносятся бойком специальной формы (рис.2) с одной и той же ударной скоростью. При этом изменение энергии удара производится только за счет изменения массы бойка с сохранением всех остальных параметров. В этом случае амплитуда волны напряжения упругой деформации оказывается постоянной, изменение энергии удара будет сказываться на изменении площади волны за счет ее длины (рис. 3). Увеличение амплитуды при увеличении массы m_1 в этих экспериментах определяется конфигурацией бойка, т. е. отношением — (рис.2), и в опытах не превышало 2-2,5% [1].

Амплитуда волны упругой деформации, возникающая при продольном соударении двух тел, не зависит от массы этих тел и, следовательно, при прочих равных условиях соударения не зависит от энергии удара и определяется конфигурацией соударяющихся тел и свойствами материала, из которого они изготовлены, при условии приложения к ним быстроизменяющихся напряжений.

При вращательно-ударном бурении, где при ударе очень важно не только разрушение породы, но и внедрение лезвия коронки в нее — формирование энергии удара за счет скорости менее целесообразно, чем за счет массы бойка, так как, возникающие в последнем случае напряжения в элементах колонны бурильных труб сравнительно небольшие, но достаточные для эффективного разрушения ударом породы $f = 8-16$, а продолжительность ударного импульса, т.е. время действия силы удара на забой скважины, с увеличением массы бойка увеличивается [3].

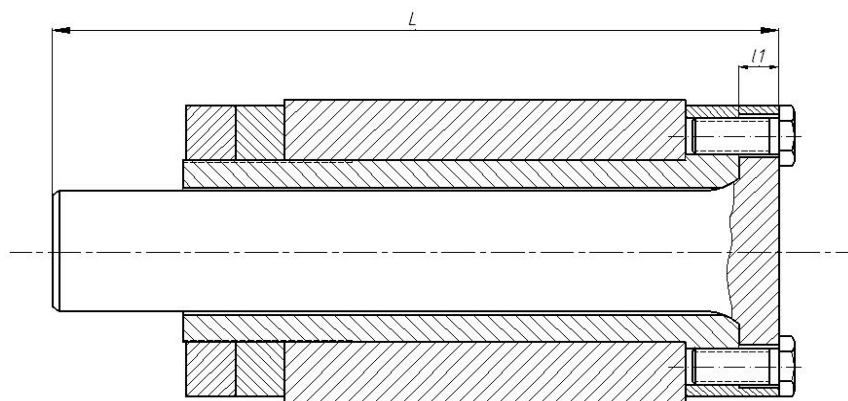


Рис.2. Боек

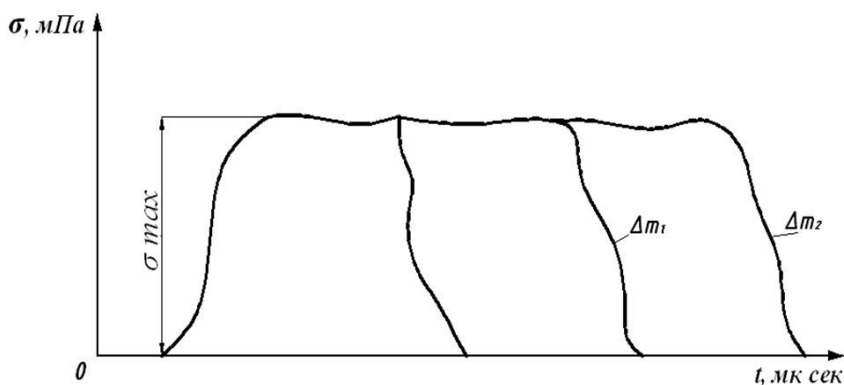


Рис.3. Амплитуда изменения волны напряжения упругой деформации

Литература

1. Алимов О.Д., Басов С.А. Основные направления создания и совершенствования гидравлических вращательно-ударных инструментов бурильных машин // Научно-технический прогресс в области механизации подземных горных работ: Тез. докл. республ. конф. – Алма-Ата, 1978. – С. 78 – 84.
2. Механика контактного взаимодействия / Под ред. К. Джонсона. – М.: Мир, 1989. – 510 с.
3. Саруев Л.А. Исследование некоторых факторов, определяющих конструкцию и производительность установок для вращательно-ударного бурения веера скважин: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. Наук.–Томск, 1968. - 20 с.

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА САМОХОДНЫХ ПОГРУЗОЧНЫХ МАШИН ПРИ
ПРОВЕДЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТОК**

А.Н. Масловский

Научные руководители доцент В.А. Шмурыгин, доцент А.В. Панкратов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К горизонтальным горным выработкам относят штольни, квершлагги, штреки, орты и т. д. Горизонтальные выработки проходят, как правило, сразу на всю площадь поперечного сечения. Наибольшее распространение получил буровзрывной способ проведения выработок. При проведении выработок буровзрывным способом необходимо учитывать физико-механические свойства горных пород. Свойства горных пород влияют на выбор способа погрузки и транспортировки пород.

Погрузка кусковатых, сильнообразивных пород производится машинами ковшового типа. Погрузка горной массы при проведении горизонтальных выработок является трудоемким производственным процессом, занимающим 32-52% продолжительности проходческого цикла.

Погрузочные машины предназначены для механизированной погрузки отделенной от массива горной массы в транспортные средства при проведении подземных выработок. Преодолеваемый уклон выработки до 15-18°. Длина транспортировки обычно не превышает 50 м, хотя мощные машины используются для перевозки породы до 300 - 500 м.

Классификация самоходных погрузочных машин по типу, способу, исполнению и виду:

захвата горной массы – черпающие
погрузочного органа – с верхним и нижним захватом;
грузонесущей емкости – с грузонесущем ковшом и грузонесущем ковшом и кузовом;
погрузки – ступенчатая;
ходовой части – пневмоколесные и гусеничные;
Энергии привода – самоходные погрузочные машины бывают с электрическим или ДВС.

По исполнению ходовой части

Самоходный горно-шахтный транспорт на гусеничном ходу

Достоинства:

имеет малый радиус закругления поворота;
большую зависимость сцепления ходовой части с почвой выработки;
напорное усилие внедрения ковша в горную массу.

Недостатки: минимальная скорость передвижения.

Самоходный горно-шахтный транспорт на пневмоколесном ходу

Достоинства :

высокая производительность;
преимущественная скорость;
повышенная плавность хода;
минимальные динамические нагрузки;
малый радиус закругления поворота;

Недостатки: износ ходовой части.

По виду энергии привода

Электрические погрузочно-доставочные машины

Достоинство:

улучшения условия труда за счет отсутствия выхлопных газов;
минимальный уровень вибрации и шума
высокая производительность
мощные и надежные электродвигателя

Недостатки: износ ходовой части и менее транспортабелен.

С двигателями внутреннего сгорания (ДВС).

Достоинство:

используются при длине транспортирования 50-400 м ;
способны преодолевать уклоны до 18°;

крупностью отдельных кусков до 800 мм.

Недостатки:

выхлопные газы;

вибрация и шум.

Затраты с применением ДВС

Капитальные затраты

вентиляционные сооружения

эксплуатационные затраты:

1. ГСМ:

расход топлива

расход моторного масла

2. запасные части:

замена фильтров и д.т.

Затраты с применением электрического привода

Капитальные затраты

Сооружение электросети.

Эксплуатационные затраты:

затраты на потребляемую энергию

Общая стоимость эксплуатации данного оборудования уменьшена за счет снижения требований по вентиляции выработок, сокращения затрат на энергию, увеличения интервалов между техническим обслуживанием, уменьшением расходных материалов, таких как моторное масло и фильтры. Электрические погрузочно-доставочные машины позволяют использовать экологически чистую электрическую энергию без ущерба для производственных показателей.

В ходе исследования был отобран оптимальный тип самоходных погрузочных машин при проведении подземных геологоразведочных выработок – электроприводной. Использование электрических погрузочно-доставочных машин по сравнению с погрузо-доставочными машинами с приводом ДВС сопровождается наименьшими эксплуатационными затратами. На примере LH514E стоимость электроэнергии составила 54 тыс. руб/мес. При использовании машин с приводом ДВС сумма затрат увеличивается в 7 раз и составляет 396 тыс. руб/мес. (на примере ПД-8В).

Литература

1. Грабчук Л. Г. Горнопроходческие машины и комплексы. М. Недра, 1990. – 333 с.
2. Лукьянов В.Г. Технология проведения горно-разведочных выработок: учебник для вузов. 2-е изд. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 4004. – 468 с.
3. Тихонов Н.В. Транспортные машины горнорудных предприятий. М. Недра, 1985. – 336 с.
4. <http://www.atlascopco.ru>.
5. Порцевский А.К. Транспорт при горно-разведочных работах. М. Недра, 2005. – 63 с.

ФОРМИРОВАНИЕ АВТОМОБИЛЬНЫХ ОТВАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИБРОТЕХНИКИ

А.В. Морозов, Е.Г. Куликова

Научный руководитель доцент Л.И. Гендлина

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Отвалообразование вскрышных пород – один из основных технологических процессов добычи полезных ископаемых на карьерах. Анализ существующих способов формирования автомобильных отвалов [4] показал, что в качестве основного оборудования чаще всего используют тяжелые типы бульдозеров и экскаваторов, которые, находясь в зоне возможного обрушения откоса отвала, не могут в полной мере обеспечить безопасность проводимых работ.

Весьма перспективным направлением в совершенствовании процесса отвалообразования может стать использование вибрационной техники.

Конструкции существующих вибрационных машин отличаются большим разнообразием, но большинство из них состоит из трех основных узлов: рабочего органа, вибровозбудителя и системы упругих связей [3]. Наличие или отсутствие последнего звена (системы упругих связей) служит одним из ключевых классификационных признаков при разделении вибрационных транспортирующих машин, в том числе питателей.

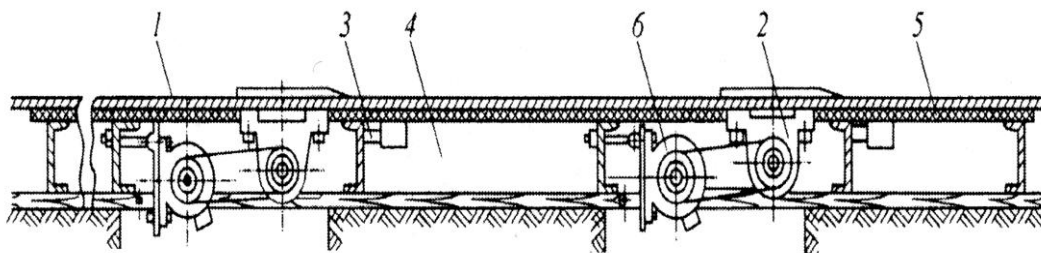
Вибрационные питатели с жестким рабочим органом и упругими связями выполнены, как правило, по одномассной схеме и имеют достаточно простое конструктивное исполнение. Многомассная динамическая схема широко используется в конструкциях вибрационных конвейеров. Общим недостатком таких машин является зависимость грузоподъемности от прочности элементов системы упругих связей. Что делает невозможной прямую разгрузку автосамосвала на поверхность его рабочего органа. Кроме того, чтобы уменьшить вибрации, передаваемые на основание, виброустройства с жестким рабочим органом устанавливают на мощных фундаментах.

Особое место в ряду вибрационной техники, используемой для выпуска и доставки сыпучих материалов, занимают вибрационные машины с упругим рабочим органом (виброленты), что объясняется принципиальными отличиями конструктивных схем этих устройств. В вибролентах отсутствует амортизационная система, нет

необходимости в мощных фундаментах. Основная же их особенность заключается в том, что перемещение материала осуществляется рабочим органом, представляющим собой тонкий металлический лист, совершающий волновые колебания [6, 7]. Эти вибромашины имеют большие возможности для реализации различных режимов транспортирования, чем устройства, выполненные по традиционной схеме.

Благодаря отсутствию системы упругих связей между рамой и рабочим органом, совершающим волновые колебания, виброренты способны воспринимать значительные динамические нагрузки. Грузоподъемность таких машин ограничена лишь механической прочностью рамы или сплошного основания.

Результаты исследований и создания вибротранспортирующих машин с протяженным рабочим органом [1, 2] позволили разработать отвалообразователь, который представлял собой конструкцию из четырех вибрационных устройств (рис. 1), установленных под углом 100 к горизонту на раме с бортами.



1 – упругий рабочий орган; 2 – дебалансный вибровозбудитель; 3 – амортизатор; 4 – рама;
5 – резиноканавчатая прокладка; 6 – приводной электродвигатель

Рис. 1 Схема вибратранспортирующего устройства ВТУ-6

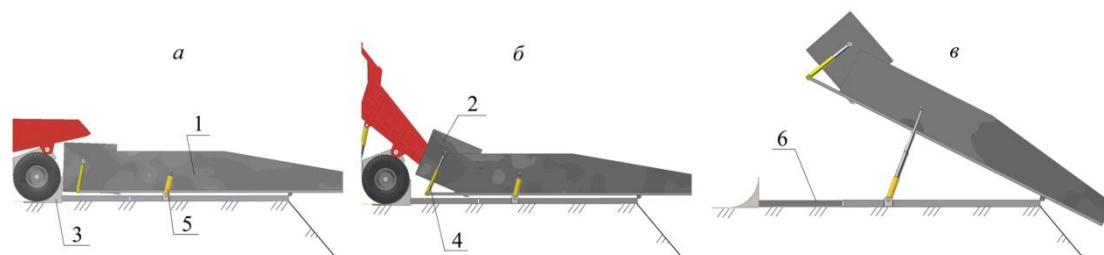
Его работоспособность была подтверждена испытаниями в промышленных условиях. Отвалообразователь размещался на специально создаваемой по всей длине отвального фронта берме. Автосамосвалы грузоподъемностью 40 т разгружались на виброплощадки отвалообразователя, после чего порода перемещалась под откос отвального яруса. Результаты промышленных испытаний подтвердили, что использование вибрационного отвалообразователя дает возможность удалить место разгрузки автосамосвала от кромки откоса отвального яруса за призму возможного обрушения. При этом существенно повышается безопасность автомобильного отвалообразования.

Однако необходимость создания специальной бермы для расположения такого устройства увеличивает время подготовительных работ и усложняет общую технологию отсыпки отвала. Кроме того, данная машина разрабатывалась для приема горной массы с автосамосвалов относительно небольшой грузоподъемности.

В настоящее время наблюдается значительный рост грузоподъемности карьерных автосамосвалов. Большая нагрузка на отвальный массив, сформированный из пород с низкими прочностными характеристиками и размещенный на слабом основании, а также увеличение высоты отвалов могут спровоцировать аварийную ситуацию.

Для обеспечения безопасной и высокоэффективной работы большегрузных автосамосвалов грузоподъемностью до 300 т при формировании отвалов на слабом основании из пород низкой прочности был предложен самоходный гидрофицированный вибрационный отвалообразователь (рис. 2), который состоит из опорной рамы 6 с упором 3 для колес автосамосвалов, рабочего органа 1, включающего поворотную раму, приемную и вибрационную площадки, и механизма передвижения (на рисунке не показан) [5].

Отвалообразователь при помощи механизма передвижения устанавливается у кромки откоса отвального яруса на спланированной горизонтальной площадке. Автосамосвал задним ходом приближается к нему до контакта колес с упорами 3 (рис. 2 а). Осуществляется подъем приемной площадки 2 и производится разгрузка автосамосвала (рис. 2 б). После его отхода рабочий орган 1 поворачивается силовыми гидроцилиндрами 5 относительно опорной рамы 6 (рис. 2 в). При повороте его на определенный угол включаются виброплощадки, и порода под действием сил вибрации и гравитации перемещается под откос отвала. Затем рабочий орган возвращается в исходное положение гидроцилиндрами, и осуществляется его загрузка следующим автосамосвалом.



а – подъезд самосвала; б – разгрузка самосвала; в – разгрузка отвалообразователя; 1 – рабочий орган; 2 – приемная площадка; 3 – упор; 4 – гидроцилиндр поворота приемной площадки; 5 – силовой гидроцилиндр; 6 – опорная рама

Рис. 2 Схема работы вибрационного отвалообразователя (механизм передвижения не показан)

Использование вибрационного отвалообразователя позволит:

- повысить безопасность ведения горных работ за счет удаления места разгрузки автосамосвала от кромки откоса отвального яруса на необходимое расстояние;
- сократить парк дорогостоящих бульдозеров, тем самым, снизить стоимость производства отвальных работ;
- повысить пропускную способность отвального фронта;
- сократить число отвалов и ярусов и увеличить высоту единичного отвального яруса;
- сократить длину автомобильных дорог.

Литература

1. А. с. 1161438 СССР МКИ В 65 G №27/00. Вибрационный отвалообразователь / Креймер В.И., Тишков А.Я., Молотилев С.Г., Норри В.К., Левенсон С.Я., Кайгородов А.Ф. Заявлено. 27.04.1983; Оpubл. 15.06.1985, Бюл. № 22 – 4 с.: ил.
2. А. с. № 1638960 СССР МКИ В 65 G 27/00. Вибрационный отвалообразователь / Лукьянов А.Н., Егоров В.В., Калабушкин В.В., Пряничников Е.В., Тишков А.Я., Левенсон С.Я. Заявлено. 12.06.1989; Не опубликовано.
3. Бауман В.А. Вибрационные машины и процессы в строительстве. – М.: "Высшая школа", 1977. – 255 с.
4. Кортелев О.Б., Ческидов В.И., Молотилев С.Г., Норри В.К. Внешнее отвалообразование на карьерах. – Новосибирск: РИЦ "Золотые Слова", 2009. – 158 с.
5. Патент на ПМ 88004 Россия МПК8 В 65 G №27/00. Вибрационный отвалообразователь. / Левенсон С.Я., Гендлина Л.И., Еременко Ю.И., Морозов А.В., Протасов С.И., Голдобин В.А. Заявлено. 13.04.2009; Оpubл. 27.10.2009, Бюл. №30 – 2 с.: ил.
6. Тишков А.Я. Виброленты-питатели в горной промышленности // Сб. научных трудов "Научные основы механизации открытых и подземных горных работ". – Новосибирск: Институт горного дела СО АН СССР, 1983. – 133 с.
7. Тишков А.Я., Гендлина Л.И., Левенсон С.Я. Вибрационные машины с упругим рабочим органом для горного производства // Изв. ВУЗов. Горный журнал. – М., 1992 – №10 – С. 117–120.

КАЛОРИФЕРНАЯ УСТАНОВКА НА ВЕНТИЛЯЦИОННОМ СТВОЛЕ ДЛЯ ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА ПРИ РЕВЕРСИИ В ХОЛОДНОЕ ВРЕМЯ ГОДА

А.В. Николаев

Научный руководитель профессор Н.Н. Мохирев

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

При возникновении не штатных ситуаций иногда возникает необходимость осуществлять переход с нормального режима проветривания на реверсивный. В этом случае воздух в шахту (рудник) будет подаваться по вентиляционному (вентиляционному), а удаляться по воздухоподающим (воздухоподающему) стволам.

Нормативными документами [2] предписывается в холодное время года подогревать воздух, подаваемый в шахту (рудник) до температуры не ниже $+2^{\circ}\text{C}$. В связи с этим все воздухоподающие стволы оборудуются калориферными установками (КУ), подогревающими воздух в холодное время года. На вентиляционных стволах система обогрева воздуха не предусмотрена, поэтому в случае необходимости выполнить реверсию в шахту (рудник) будет подаваться холодный воздух, что противоречит ПБ [2].

Для исключения подобной ситуации на проектируемом руднике Усольского калийного комбината (УКК) (Пермский край) планируется установить КУ, которая будет подогревать холодный воздух в случае перехода главной вентиляторной установки (ГВУ) в реверсивный режим в зимнее время года.

Предлагаемая схема расположения КУ приведена на рис.1. При реверсировании ГВУ диффузная (ДЛ) и общая (ОЛ) ляды будут закрыты. Подача воздуха будет производиться через открытую атмосферную ляду (АЛ). Для подогрева воздуха в окнах надстройки над АЛ будут установлены теплообменники (калориферы).

Согласно [5] вентиляционный ствол рудника УКК планируется оснастить КУ, состоящей из электрических теплообменников, выпускаемых компанией «Веза» [1].

КУ на вентиляционном стволе рассчитывалась так, чтобы ее мощности хватило на подогрев всего объема воздуха, проходящего через нее в наиболее холодное время года (согласно [6] температура воздуха наиболее холодной пятидневки, с обеспеченностью 0,92 равна -36°C).

АЛ – атмосферная ляда; ДЛ – диффузная ляда; ОЛ – канальная (общая) ляда;

ПЛ – ляда в подводящем канале вентилятора

При сечении вентиляционного канала – 56 м^2 [5] и максимально возможной скорости движения воздуха по стволу $15\text{ м}^3/\text{с}$ [2], пропускная способность его по воздуху составит $840\text{ м}^3/\text{с}$, которую будет обеспечивать вентилятор ГВУ. При реверсии струи его производительность будет составлять не менее 75 % от нормальной – $Q_B = 630\text{ м}^3/\text{с}$.

В связи с тем, что температура воздуха на выходе из КУ с учетом теплопотерь через стены надстройки, двери и технологические проемы должна быть не ниже $+10^{\circ}\text{C}$ [3], полная тепловая мощность КУ согласно [4]

$$q_{KV} = Q_B \cdot c \cdot \left(t_{\text{нар}} + t_{\text{ТО}} \right) \cdot 10^{-6} = 30,047 \text{ Гкал/ч} = 34\,944,04 \text{ кВт.}$$

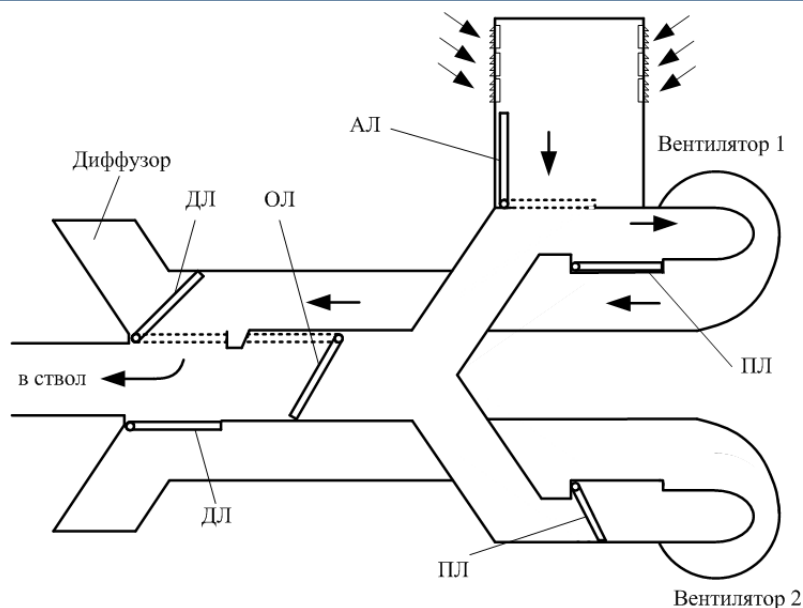


Рис.1. Схема движения воздуха при реверсии

где $t_{нар}$ – температура наружного воздуха, равная -36°C ,
 $t_{тo}$ – требуемая температура на выходе из калориферной установки, с учетом теплопотерь, равная $+10^{\circ}\text{C}$;
 ρ – плотность наружного воздуха, $\text{кг}/\text{м}^3$, (для технических расчетов $\rho=1,2 \text{ кг}/\text{м}^3$);
 c – удельная теплоемкость воздуха, равная $0,24 \text{ ккал}/(\text{кг}\cdot^{\circ}\text{C})$.

В результате расчетов [5] выяснилось, что для обеспечения подогрева воздуха при реверсии струи КУ необходимо оснастить 22-мя электрическими воздухонагревательными блоками КЦКП-100 [1], температура воздуха, на выходе из которых составит $+10,55^{\circ}\text{C}$. При этом общая потребляемая электрическая энергия, затрачиваемая на работу КУ, составит $N_{КУ} = 35\,362,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$.

В виду того, что ТЭНы (трубчатые электронагревательные элементы) воздухонагревательных блоков КЦКП-100 могут включаться ступенями с мощностью 33; 66,5; 100 % от установленной [1], тепловую мощность, а, следовательно, и потребление электроэнергии можно будет регулировать в зависимости от температуры наружного воздуха.

Несмотря на значительные затраты электроэнергии при работе и расходы на приобретение и оснащение вентиляционного ствола КУ, можно с уверенностью говорить о том, что в случае возникновения аварии в холодное время года, температура воздуха, подаваемого в рудник будет соответствовать правилам безопасности.

Характеристики воздухонагревательного блока КЦКП-100 приведены в табл. 1.

Таблица

Характеристики электрического воздухонагревательного блока для КЦКП-100

Напряжение питания, В	Мощность одного ТЭНа, $q_{ТЭН}$, кВт	Кол-во ТЭНов, шт.	Номинальный расход воздуха, $Q_{тo}$		Суммарная мощность воздухонагревателя $P_{бл.}$, кВт
			$\text{м}^3/\text{с}$	$\text{м}^3/\text{ч}$	
220	2,85	564	27,778	100 000	1607,4

Литература

1. «Вега». Каталог продукции. Кондиционер центральный каркасно-панельный. Выпуск 1. Редакция №10 от 01.04.2009.
2. Единые правила безопасности при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых подземным способом (ПБ 03-553-03). Серия 03. Вып. 33 / ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России». – М., 2003. -200 с.
3. Малявина Е.Г. Теплопотери здания: справочное пособие. – М.: АВОК-ПРЕСС, 2007. – 144 с.
4. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. (Утв. Госстроем России 12.08.2003 г.).

5. Разработка исходных данных для проектной документации на строительство Усольского калийного комбината. Исходные данные для разработки проектной документации на проветривание рудника. – Отчет о выполненной услуге/ Отв. исполнитель Н.Н. Мохирев. – Пермь, 2009. – 52 с.
6. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОХОДЧЕСКИХ КОМБАЙНОВ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ РОССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ САХА(ЯКУТИЯ) (В ТОМ ЧИСЛЕ АЛМАЗОНОСНЫХ)

А.А. Николаева, С.Н. Алексеев

Научный руководитель доцент В.С Марков

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Подземная разработка многолетнемерзлых россыпей производится в суровых климатических условиях при наличии мощной толщи мерзлых пород.

Главной особенностью строения покрывающей толщи россыпей Заполярья является наличие в них ледяных жил. Ширина их в верхней части (на глубине 0,5-1,5 м) составляет 5-6 м. Некоторые жилы пронизывают всю толщу суглинков, внедряясь в продуктивный пласт, другие выклиниваются уже на глубине 8-10 м.

Выемочная мощность пласта составляет 2-2,2 м. Продуктивный промышленный пласт (пески) представлен крупнообломочными породами - щебнем, галькой, с небольшими включениями кварцевых булыжников и валунов, сцементированных песчано-глинистым заполнителем. Плотик россыпи сложен темно-серыми, углесто-глинистыми сланцами.

В последние годы, используя специфические особенности строения россыпных месторождений Заполярья, ряд горнодобывающих предприятий Арктической зоны России применяют серийно выпускаемые проходческие комбайны типа ГПКС и 4ПП-2 для проходки вскрывающих выработок.[1]

Комбайновая проходка по сравнению с буровзрывным способом имеет следующие достоинства: улучшается условие труда проходчиков (безопасность, механизация рабочих процессов, условие проветривания); увеличивается производительность труда проходчиков; обеспечивается непрерывность проходческого цикла.

В настоящее время подземная разработка большинства россыпных месторождений Северо-Востока страны осуществляется камерно-лавной системы с применением переносного оборудования. Удельный вес горно-подготовительных работ составляет 20—25%. При этом затраты на проведение подготовительно-нарезных выработок превышают затраты на очистную выемку на 30—35%. Работы проводятся буровзрывным способом, характеризующимся низкими технико-экономическими показателями и низким уровнем безопасности работ.

Анализ опыта применения комбайнов при подземной разработке месторождений Якутии, Чукотки, Магаданской области и определения коэффициента крепости многолетнемерзлых крупнообломочных пород по методике Институт горного дела Севера СОРАН позволили определить рациональную область применения комбайнов. [2-11]

В таблице 1 приводится рациональная область применения комбайнов.

Таблица

Определение рациональной области применения комбайнов

Инженерно-геологические комплексы пород	Наименование породы	Расход резцов, шт/м ³	Производительность, м ³ /смену	Коэффициент крепости по буримости	Коэффициент крепости по Протодаюконову[2]	Комбайны
I	Чистый лед, илы льдистые	0,04-0,12	До 40	V-VI	1	ГПК, ГПКС
I	Илисто-глинистые отложения	0,36	До 30	VI-VII	2-3	ГПКС
I	Илисто-глинистые отложения с мелкими включениями гальки, щебня (крупность до 20 мм) до 10%	0,36-1	До 25	VII-VIII	3	ГПКС
II	Гравийно-галечниковые отложения крупностью обломков свыше 20 мм в объеме до 15% сцементированные песчано-глинистым заполнителем	1 и более	10-20	VIII-IX	4	ГПКС
III	(Продуктивный пласт) Гравийно-галечниковые отложения крупностью до 50 мм свыше 20% (до 30%), сцементированные песчано-глинистым заполнителем.	5-6	До 5	IX-XI	5-6	КП-21, П-110, П-220, КСП-42, ГПКС

Продолжение табл.

IV	Песчано-глинистые сланцы (плотик)			IX-XI	5	
III	(Продуктивный пласт) Гравийно-галечниковые отложения крупностью свыше 80-100 мм до 20% по объему, цементированные песчано-глинистым заполнителем.	6	3-4	XI-XII	6-8	С комб. исполн. органами
III	Алмазоносные россыпи (Продуктивный пласт) - пески, песчаники мелкозернистые на глинистом цементе - алевриты глинистые, песчаники глинистые - конгломераты межформационные на песчано-глинистом цементе - конгломераты продуктивные - доломиты, известняки			X-XI	6-9	ГПКС, КП-21, С комб. исполн. органами

Литература

1. В.А. Шерстов, В.Н. Скуба, К.И. Лубий, К.Н. Костромитинов, «Подземная разработка россыпных месторождений Якутии», Я., 1981 г., 182 с;
2. Марков В.С., Шерстов В.А., Елшин В.К., Софронов С.Т. Способ определения коэффициента крепости многолетнемерзлых крупнообломочных пород // Патент РФ на изобретение №2188944. от 19.09.2000.
3. Егоров И.К., Тарасов Н.И. Опыт применения резцового инструмента при разрушении многолетнемерзлых пород / Сб.науч. тр. // Физико-техн. проблемы освоения месторождений Севера, Я., Изд-во ЯГУ, 1989, с 31-34;
4. Марков В.С., Исследования физико-механических свойств пород россыпных месторождений Кулара, Колыма, №11, 1986 г, с 11-13;
5. Рожков И.С., Михалев Г.П и т.д. «Алмазоносные россыпи Западной Якутии», М., Наука, 1967, с 119;
6. Марков В.С., Сугаренко Г.Г., Елшин В.К. и др. «Шахтные испытания проходческого комбайна ГПКС с экспериментальным комбинированным исполнительным органом» / Сб.науч. тр. // Физ.-техн. пробл. разраб. полезн. ископаемых. Новосибирск, Наука, 1988, №5, с 76-80;
7. Слепцов А.Е., Марков В.С, Сугаренко Г.Г. и др. Основные принципы выбора типа проходческих комбайнов для проведения выработок на шахтах Севера. // Колыма. - 1986.-№9.с 15-17;
8. Иванов В.Г., Лященко В.П., Горбунов С.П. и др. Опыт эксплуатации горных комбайнов на подземной разработке россыпей // Колыма, 1985, №7, с. 7-8;
9. Лященко В.П., Иванов В.Г., Данзанов В.Б. Опыт применения проходческих комбайнов при проведении выработок в шахтах предприятий объединения «Северовостокзолото» // Колыма, 1983, №10, с 8-10;
10. Лященко В.П., Иванов В.Г. Оценка надежности проходческих комбайнов // Колыма, 1985, №9, с 9-12;
11. Кудлай Е.Д. О параметрах механического разрушения многолетнемерзлых крупнообломочных пород// Колыма. - 1987. -№10. с 4-7;

ФОРМИРОВАНИЕ ЗАКЛАДОЧНЫХ МАССИВОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ КРИОЛИТОЗОНЫ

А.А. Павлов

Научный руководитель доцент В.С.Марков

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

В результате применения твердеющей закладки в три-четыре раза снижаются потери и разубоживание руды при добыче, за счет чего обеспечивается высокий экономический эффект и окупаются затраты на закладочные работы. Закладка выработанного пространства позволяет управлять горным давлением и повышать безопасность ведения горных работ, вести одновременную отработку месторождения подземным и открытым способами, повысить коэффициент извлечения, а также снизить негативное влияние горного производства на окружающую среду.

Ю.В.Михайлов и Ю.Д.Красников[3] сформулировали требования к необходимым технологическим решениям при подземном освоении месторождений в криолитозоне:

замкнутый цикл обращения твердого вещества с возвращением его невогребованной части в выработанное пространство, позволяющий создавать устойчивые конструкции закладочного массива, складировать ценные примеси отходов

обогащения в фиксированном выработанном пространстве для извлечения в будущем, предотвращать нарушение экосистемы, исключая выщелачивание металлов и химически активных соединений из хвостохранилищ;

управление горным давлением методами, исключающими массовое применение лесоматериалов и обрушение поверхности и позволяющими минимизировать объемы доставляемых материалов;

максимальная полнота выемки балансовых запасов;

высокая производительность добычных работ, дающая возможность снизить численность персонала до величин, позволяющей применять вахтовый метод освоения месторождений;

локализация технологической пыли в подземном пространстве.

Первые три требования связаны с формированием закладочного массива в выработанном пространстве. Однако применение традиционных систем с закладкой твердеющими смесями в условиях криолитозоны осложнено ввиду необходимости строительства сложных, металлоемких закладочных комплексов и трудности формирования закладки из цементных смесей при отрицательных температурах. Идея применения ледяной или льдопородной закладки, на первый взгляд, решает проблему. Однако выполнение четвертого требования - обеспечение высокой производительности - связано с необходимостью формирования закладочного массива за короткий промежуток времени, чтобы не допустить отставания от фронта очистных работ.

Специфические условия разработки месторождений Крайнего Севера – суровый климат, отрицательные или низкие положительные температуры горного массива, его разупрочнение при увлажнении и растеплении, незначительные размеры рудных тел в плане, наличие напорных высокоминерализованных агрессивных подземных вод, а на ряде месторождений – галогенных пород, специфичность геологического строения и минерально-сырьевой базы территориально разобщенных алмазных месторождений, отсутствие традиционно используемых для закладки выработанного пространства материалов, географическая отдаленность региона от промышленно развитых районов страны – требуют принципиально новых комплексных решений сложных технологических, организационно-технических и экономических задач по обоснованию технологии закладки выработанного пространства в криолитозоне.

В большинстве случаев на рудниках: «Северный» (Россия, Мурманская обл.), «Интернациональный» (Россия, Якутия), «Геко» (Канада) и др. для закладочных работ используется специально добываемый заполнитель, который характеризуется непостоянством качества (гранулометрического состава, влажности, вещественного состава и пр.). Это сопряжено с относительно высокими затратами на его добычу.

При перемещении закладочного материала на большие горизонтальные расстояния необходимо устройство различных конструкций, так как кинетической энергии бывает зачастую недостаточно. Транспорт литой смеси по трубопроводам приводит к их износу ввиду высокой абразивности инертного заполнителя. В то же время при перемещении закладочного материала происходит его расслоение и соответственно ухудшение качества монолитного закладочного массива.

Часто в закладочную смесь добавляется излишнее количество воды с целью повышения ее транспортабельности, это приводит к расслоению смеси во время транспортирования и, как следствие, к снижению прочности закладочного массива. Так, на руднике «Оутокумпу» (Финляндия) с переходом очистных работ на более глубокие горизонты происходило обрушение боковых стенок искусственных целиков. Для ликвидации отрицательного воздействия избыточной воды в смесях увеличивали расход вяжущего, что привело к росту себестоимости добычи.

Так, на Гайском ГОКе, на рудниках «Норильского никеля» и др. ввиду того, что происходит постоянное перемещение фронта горных работ, необходимо внесение изменения в конструкцию трубопровода (монтаж и демонтаж секций, наращивание или уменьшение длины трубопровода, установка пневмоврезок и т.д.). Всё это приводит к увеличению себестоимости, простоя закладочного комплекса в момент внесения изменения в конструкцию трубопровода, а также снижению производительности.

А.Н.Монтяновой установлено, что введение цеолита в состав закладки снижает ее абразивность по отношению к трубопроводу, что весьма важно в условиях прокладки вертикального закладочного става через водоносный горизонт, повышает водоудерживающую способность смеси и обеспечивает коррозионную стойкость твердеющих композиций по отношению к местным высокоминерализованным подземным водам [4].

В работе [2] рассматривается один из способов улучшения реологических свойств закладочных смесей введением химических добавок, который улучшает режим подачи трубопроводным транспортом.

В работах [1,7] приведены расчеты оптимальных реологических параметров – коэффициента транспортабельности, плотности несущей среды, предельного напряжения сдвига, удельного расхода воздуха для транспортирования закладочной смеси.

Для улучшения свойств в монолитную закладку вводят разные химические добавки - пластификаторы, катализаторы (замедлители и активизаторы) твердения.

Этими добавками регулируются реологические свойства закладочных смесей. Можно увеличить их пластичность при меньших расходах воды и вяжущего, предотвращать расслоение смесей с последующим возникновением слоистой структуры, закупоривание транспортного трубопровода, слишком быстрое или медленное твердение, увеличение механической прочности.

За рубежом отсутствует опыт формирования искусственных массивов в условиях многолетнемерзлых пород.

В ИГДС СО РАН разработан программный комплекс для решения задач теплообмена породных закладочных массивов при отработке рудных месторождений горизонтальными слоями с учетом тепловыделений при гидратации связующего и фазовых переходов влаги в горных породах в условиях криолитозоны [5,6]. Программный комплекс позволяет рассчитать температуру горных пород вокруг выработок, их ореолы протавания вокруг

выработок и долю затвердевшего связующего в закладочном массиве при отработке горизонтальными слоями. Разработанная методика должна служить основой для выбора технологических параметров систем разработки месторождений криолитозоны с закладкой выработанного пространства, таких как расход цемента, размеры и порядок отработки блоков.

Следует отметить, что в настоящий момент широкое применение технологии с закладкой выработанного пространства на месторождениях криолитозоны сдерживается дороговизной строительства закладочных комплексов, дефицитом вяжущих материалов, сложностью транспортной схемы, а также негативным влиянием отрицательных температур на время твердения цементного закладочного массива и возможностью снижения несущей способности целика за счет протаивания.

В связи с вышеизложенным необходимо отметить следующие направления исследований в области закладочных работ в условиях криолитозоны:

- Искусственный закладочный массив должен обладать соответствующими проекту прочностными свойствами и обеспечивать устойчивость собственного обнажения горного массива и плавность деформаций налегающей толщи горных пород, также обладать необходимыми компрессионными свойствами и обеспечивать минимальную усадку под давлением и устойчивость к сейсмическому воздействию взрывных работ, во избежание скола закладки и попадания ее в добытую руду. Нормативная прочность на горных предприятиях колеблется от 1,5-2,0 до 10 МПа, составляя в большинстве случаев 5-7 МПа [6].

- Как известно, мощным источником поступления тепла при использовании слоевых систем разработки с закладкой являются экзотермические процессы гидратации твердения бетона и закладочных смесей [9-11]. Количество выделяющегося тепла, а значит и температура возводимого закладочного массива зависят от содержания цемента в нем. Повышение температуры в выработке ускоряет тепловыделение, в связи с этим нарушается естественное температурное поле породного массива. Особо остро данная проблема стоит на рудниках криолитозоны, где, как известно, протаивание горных пород вокруг выработок может привести к потере их устойчивости. Вмещающие горные породы имеют небольшую естественную влажность (4–6%), поэтому ореолы протаивания вокруг выработки с закладкой могут быть значительными. Негативное тепловое воздействие закладочного массива на естественное температурное поле вмещающих горных пород должно учитываться при выборе технологических параметров отработки месторождений для обеспечения безопасности.

Литература

1. Адигамов А.Э., Хайрутдинов М.М. Математическое моделирование закономерностей движения закладочного материала по трубам // Горный информ.-аналит. бюллетень. – 2009. - №2
2. Е.В. Артюхов Выбор химических добавок для твердеющих закладок, улучшающих режим подачи трубопроводным транспортом // Горный информ.-аналит. бюллетень. –2009.-№8.- С.262-265.
3. Михайлов, Ю.В. Ценные руды: Технология и механизация подземной разработки месторождений [Текст].
4. Ю.В.Михайлов, Ю.Д.Красников. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 256 с.
5. Монтянова А. Н. Опробование бесцементных закладочных смесей на алмазодобы вающем руднике «Айхал». Горный журнал, 2002. – № 3. – С. 36–38.
6. Монтянова А.Н., Закиров А.Р., Белобородова А.В., Штауб И.В. Опыт ведения закладочных работ на рудниках АК «Алроса». Горный журнал - №7. – С. 95-98
7. Хайрутдинов М.М., Шаймярдянов И.К. Подземная геотехнология с закладкой выработанного пространства. Недостатки, возможности совершенствования. Горный информ.-аналит. бюллетень. –2009. - №1. –С.240-250.
8. Хайрутдинов М.М. Определение закономерностей движения закладочного материала по трубам. Горный информ.-аналит. бюллетень. –2008.-№2.

ОБОСНОВАНИЯ К ВВЕДЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ КОМБИНИРОВАННОЙ РАЗРАБОТКИ ОЧИСТНЫХ КАМЕР НА РУДНИКЕ «АЙХАЛ»

Л.В. Петрова

Научный руководитель доцент В.С.Марков

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

При ведении горных работ на больших глубинах система горизонтальных слоев с закладкой надежно обеспечивает управление горным давлением. Нисходящая слоевая система разработки с твердеющей закладкой создает наиболее безопасные условия ведения подземных работ, исключает возможность обрушения кровли и выхода обрушения на поверхность, одним из ее основных достоинств является ее гибкость, позволяющая в сложных горно-геологических условиях вести выемку руды почти без потерь и разубоживания. Все процессы по добыче руды, включая и поддержание очистного пространства, могут быть полностью механизированы, что позволит достичь высоких показателей производительности труда.[1]

Применяемая на руднике «Айхал» технология очистной выемки с использованием твердеющей закладки определяется особо сложными гидрогеологическими условиями месторождений, необходимостью сохранения устойчивости вмещающих пород и бортов карьеров и высокой ценностью добываемого сырья. Технология горных работ должна обеспечить защиту поверхностной гидрологической сети и подземных горных работ от подземных вод (рассолов), содержащих ядовитые и взрывоопасные газы, а также полноту выемки высокоценного ископаемого. Комплекс этих требований практически исключает применение систем с обрушением руды при

переходе на подземный способ работ. Технология горных работ ориентирована на слоевые системы разработки с закладкой и комбайновым способом отбойки кимберлита. Кимберлиты относятся к породам довольно мягким и средней крепости, категория которых по буримости не превышает 4-6, реже - 7, что в среднем соответствует коэффициенту крепости 3-5 по Протодьяконову. Вмещающие рудное тело породы представлены, в основном, доломитами и глинистыми доломитами с прослойками мергелей, аргиллитов и алевролитов, слагающих нижнюю пачку олдондинской свиты нижнего ордовика. Категория пород по буримости составляет 5-7, коэффициент крепости по Протодьяконову – 4-7.

В настоящее время на руднике «Айхал» при использовании слоевой системы разработки и комбайновой отбойки руды, отработка осуществляется лентами на всю высоту слоя одностадийно. Одностадийная отработка очистных лент ведёт к частым перегонам добычных комплексов, частым засечкам на новую ленту, настройкам новых коммуникаций (развеска кабельной продукции, настройка вентиляции), всё это в конечном итоге приводит к потере времени и снижению производительности очистного комплекса.

Для увеличения производительности очистного забоя при слоевой системе разработки необходимо проведение работ в направлении увеличения параметров очистных камер. Увеличение параметров поперечного сечения очистных лент даёт возможность применения дополнительного оборудования. При многостадийной выемке руды появляется возможность совмещённой отработки двух-трёх лент, что позволяет увеличить производительность и коэффициент использования оборудования.[2, 3]

В связи со спецификой горно-геологических условий кимберлитовых месторождений особенное внимание привлекает комбинация буровзрывных работ и механизированных добычных комплексов. С учетом физико-механических свойств кимберлитов и вмещающих пород буровзрывные работы должны вестись по обоснованному рациональному порядку и последовательности очистных работ. К существующей схеме вскрытия месторождения также нужно дополнительно разработать схему ведения очистных работ.

Комбинация буровзрывных работ и механизированных добычных комплексов мало изучена в настоящее время, является практически новой, схема промышленного освоения разрабатывается под конкретное месторождение с учетом его горно-геологических особенностей.

Нами был выполнен обзор работ, посвященных слоевым системам разработки. В обзоре был проведен патентный поиск по фонду патентной информации института Якутнипроалмаза, электронным базам данных по РФ и странам СНГ, с ретроспективой 10 лет. Характерной особенностью технических решений по данной тематике является её узкая направленность. В связи с этим следует отметить незначительное количество изобретений. В ходе анализа выявлен растущий интерес разработчиков СНГ к решению данной технической задачи и созданию охраноспособных её решений. В массиве анализируемых охранных документов по предмету исследования "Способы подземной отработки месторождений (комбинированная система)" представлены подмассивы стран СНГ с развитой горной промышленностью, таких как Украина, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика и Республика Узбекистан. Необходимо отметить наиболее активных разработчиков в горнодобывающей отрасли, имеющих не единичные патенты по объекту исследования. Таковыми являются:

ОАО "Восточный научно-исследовательский горнорудный институт" (RU);
Институт горного дела Севера им. Н.В.Черского Сибирского отделения Российской академии наук (RU);

Институт проблем комплексного освоения недр РАН (RU);
Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук (RU);
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова (технический университет) (RU);
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Российский университет дружбы народов" (РУДН) (RU).

Таким образом, для ведения очистных работ выработками с увеличенными параметрами с использованием комбинированной отбойки при слоевой системе разработки на руднике «Айхал» необходимо решить следующие задачи:

обосновать рациональный порядок и последовательность ведения очистных работ на руднике «Айхал» слоевыми системами разработки с увеличенными параметрами.

рассчитать основные технологические параметры системы разработки, различные параметры очистных выработок, разработать схему ведения очистных работ и вентиляцию очистных выработок. Предлагаемая схема ведения очистных работ должна соответствовать существующей схеме вскрытия и подготовке месторождения, для решения вопроса вентиляции рудника за счёт общешахтной депрессии, что позволит увеличить коэффициент использования оборудования, производительность труда.

произвести технико-экономическое сравнение технологической схемы очистной выемки разрабатываемых различных технологических схем очистной выемки с проектной. В зависимости от схемы очистной выемки может применяться различное оборудование и для примерной оценки затрат на ту или иную схему необходимо произвести стоимостное сравнение разрабатываемых различных технологических схем.

Литература

1. Джакупбаев А.Н., Джансугуров С.И., Цхе П.А. Опыт применения системы разработки с бетонной и твердеющей закладкой на руднике Текели. - Алма-Ата, 1970.
2. Кириенко В.М., Тараканов В.А., Железняк В.М. и др. Новая технология слоевой выемки пласта третьего калийного горизонта. - Горный журнал 2007, №11, с 34-36.

3. Хрущев В.И., Плахин В.К. Промышленные испытания нисходящей слоевой выемки с гидравлической твердеющей закладкой при разработке месторождений ценных руд. - М, "Цветметинформация", 1977, с.31-33.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ СОЛЯНЫХ ПОРОД ПРИ СЖАТИИ НА ОБРАЗЦАХ РАЗЛИЧНОГО РАЗМЕРА

Е.А. Портяная

Научный руководитель доцент И.Л. Паньков

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

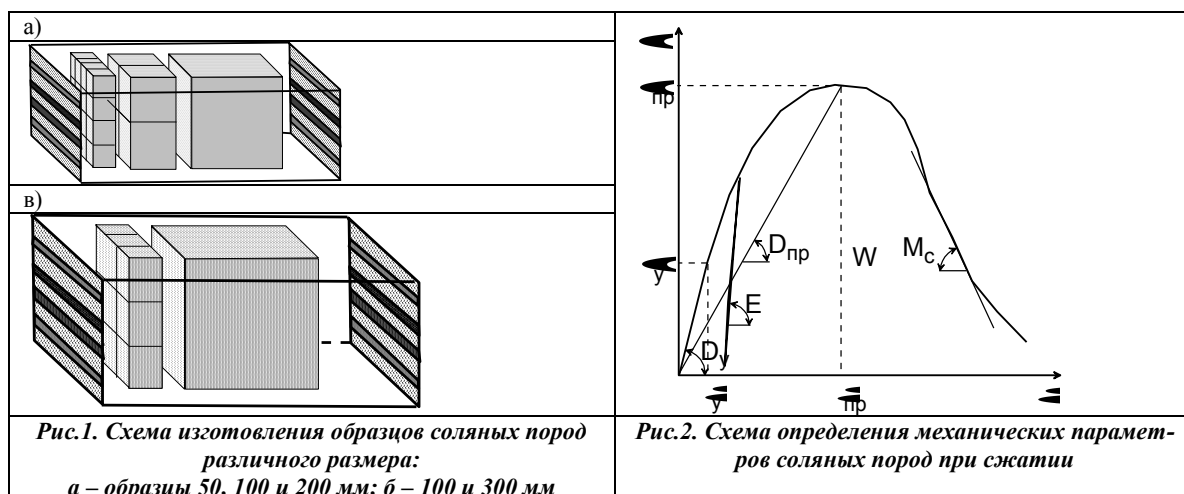
Основной задачей обеспечения безопасных условий ведения горных работ на Верхнекамском месторождении калийных солей (ВКМКС) является поддержания сплошности водозащитной толщи. С этой целью используется камерная система разработки, параметры которой, согласно нормативным документам [1], определяются исходя из величины агрегатной прочности соляных пород. Величина данного показателя зависит, как от эквивалентной прочности, определяемой по средневзвешенным значениям прочности слоев пород по высоте целика, так и от различных влияющих факторов, одним из которых является масштабный эффект, под которым понимается изменение прочности горных пород на сжатие при увеличении размера образцов. Экспериментальному изучению данного вопроса посвящено достаточно много работ [2], в тоже время информация об исследованиях по изменению других параметров, в частности деформационных, практически отсутствует.

Определение прочностных и деформационных свойств при сжатии проводилось на кубических образцах соляных пород (красный и полосчатый сильвинит) различных размеров, изготовленных из породных монолитов, отобранных на шахтных полях рудников ВКМКС. Схема изготовления образцов из единого породного монолита показана на рис.1.

Перед испытанием образцов на сжатие проводился контроль степени естественной дефектности по скорости прохождения продольных и поперечных упругих волн вдоль и поперек слоистости. Исследования выполнялись с помощью ультразвукового портативного низкочастотного дефектоскопа УД2Н-ПМ с частотой излучателя 300 КГц.

Испытания проводились на оборудовании, обеспечивающем жесткий режим нагружения и автоматическую запись в память компьютера. Испытание образцов с линейными размерами менее 10 см проводилось на электромеханическом прессе Zwick/Z250 с предельной нагрузкой 250 кН. Образцы с линейными размерами более 10 см испытывались на гидравлическом прессе Toni/Norm с предельной нагрузкой 5000 кН. Использование оборудования этого класса позволяло получать прочностные, деформационные, жесткостные и энергоемкостные характеристики на допредельной и запредельной стадиях деформирования. Измерение продольных деформаций проводилось между плитами прессы. В процессе эксперимента поддерживалась постоянная скорость деформирования образца, составлявшая 0,01 мин⁻¹. По результатам экспериментов строились полные диаграммы деформирования "осевое напряжение – продольная деформация".

Определение физико-механических свойств соляных пород осуществлялось в соответствии с действующими стандартами и методиками. При обработке диаграмм определялись следующие параметры деформирования: предел прочности на сжатие ($\sigma_{пр}$, МПа), разрушающая деформация ($\varepsilon_{пр}$, %), предел упругости (σ_y , МПа), деформация на пределе упругости (ε_y , %), предельный модуль деформации ($D_{пр}$, ГПа), касательный модуль деформации (D_y , ГПа), модуль упругости (E , ГПа), модуль спада (M_c , ГПа), удельная энергоемкость разрушения (W , МДж/м³). Схема определения параметров деформирования приведены на рис.2.



С целью определения минерало-петрографических особенностей строения перед проведением испытаний ненарушенные образцы фотографировались. Также, с целью определения характера трещинообразования осуществлялось фотографирование образца в момент достижения им максимальной несущей способности (пре-

дела прочности). Для более четкой визуализации трещинообразования для части образцов на одну грань образца наносили тонкий слой хрупкого красящего вещества.

Для сопоставления результатов испытаний было произведено нормирование всех рассматриваемых параметров по методике, приведенной в работе [3]. Нормирование проводилось путем деления показателя, полученного для образца произвольного размера на соответствующий показатель, полученный для образца с линейными размерами 100 мм. Нормированный коэффициент определялся по формуле:

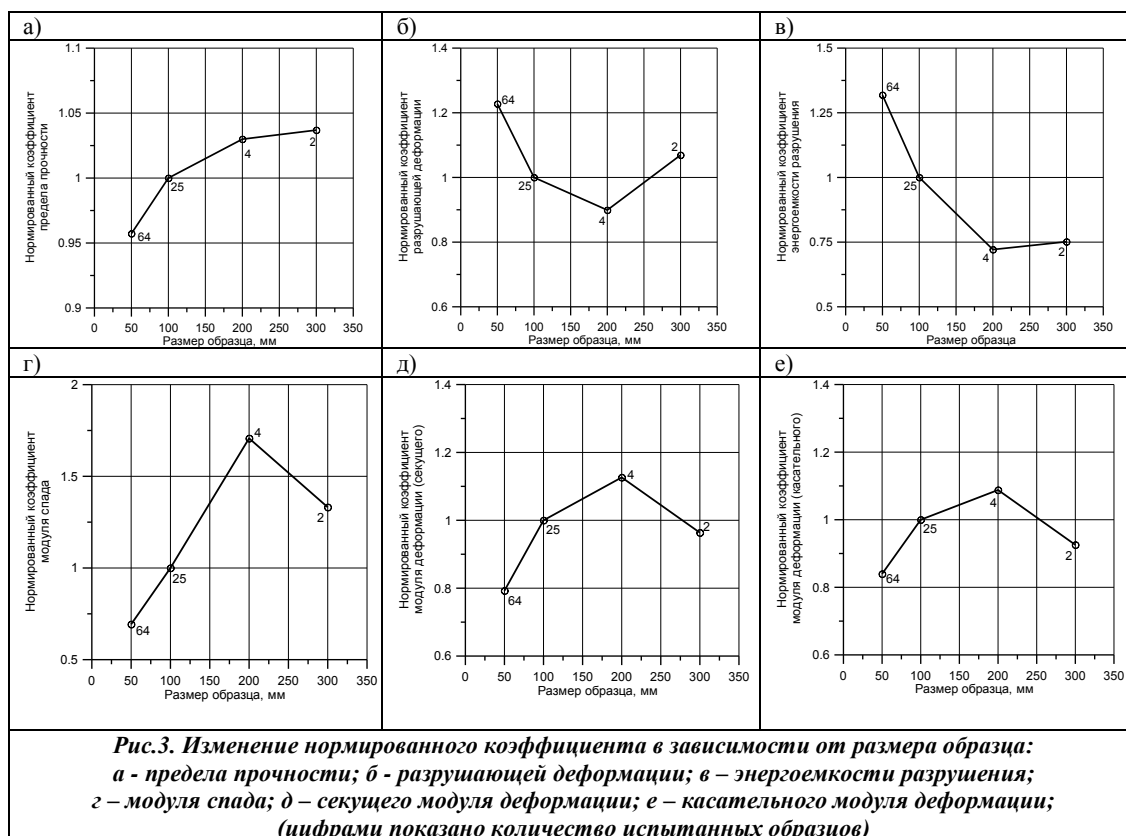
$$K_s = \frac{S(L)}{S(100)}, \quad (1)$$

где $S(L)$ - параметр, определенный при испытании образца с произвольными размерами L ; $S(100)$ - параметр, определенный при испытании образца с размером $L=100$ мм.

Введение нормированных коэффициентов позволяет производить как сопоставление, так и осреднение результатов, полученных на образцах, изготовленных из монолитов, отобранных на различных участках шахтных полей рудников ВКМКС. Несмотря на то, что в этом случае представление данных происходит в относительном виде, используемый подход позволяет значительно повысить достоверность полученных результатов. В качестве примера на рис.3 представлены осредненные результаты относительного изменения определяемых механических параметров.

Недостаточное количество испытанных образцов размером 300 мм, составлявших 2 шт., не позволяет говорить о достоверности полученных результатов в данной точке. В этой связи, анализировались результаты, полученные для образцов размером от 50 до 200 мм. В данном диапазоне наблюдается возрастание прочностных и жесткостных характеристик при увеличении размера образца (рис.3, а, г, д, е), а для энергоемкостных и деформационных характеристик (рис.6, б, в) наблюдается снижение с предположительным выходом на асимптоту.

Проведенные исследования не являются законченными и должны быть продолжены в части определения механических свойств соляных пород на больших образцах размером 200 – 300 мм.



Литература

1. Указания по защите рудников от затопления и охране подрабатываемых объектов в условиях Верхнекамского месторождения калийных солей. С.-Петербург.-2008.
2. Проскуряков Н. М., Пермьяков Р. С., Черников А. К. Физико-механические свойства соляных пород.- Л.: Недра, 1973.- 270 с.

3. А.А. Барях, В.А. Асанов, И.Л. Паньков, В.Н. Токсаров, М.А. Кирисюк. Изучение масштабного эффекта в соляных породах/ Мат. Межд. конф. "Неделя горняка-2010", Москва, МГУ, Горный информационно-аналитический бюллетень, №10, 2010, с.141-143.

ДИНАМИЧЕСКИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ЛОПАТКАХ РАБОЧИХ КОЛЕС ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ СЕРИИ ВО

Е.Ю. Русский

Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Рабочие колеса (РК) крупных шахтных осевых вентиляторов подвержены нестационарному воздействию со стороны воздушного потока, который вызывает дополнительные динамические напряжения в лопастях решеток. Уровень этих напряжений в большой степени определяет ресурс и надежность вентиляторов, так как под действием циклических нагрузок возможен резонанс с возбуждающими силами и усталостные разрушения.

Сдвоенные листовые лопатки РК представляют собой сложную пространственную конструкцию (рис. 1а) с переменными параметрами сечений, радиусов кривизны и крутки. В теории проектирования лопаток заложен ряд важных требований, одно из которых решает задачу расположения центров масс лопастей M_1 и M_2 так, чтобы общий центр масс, точка M , находился на оси поворота лопатки z и центробежный момент инерции всей лопатки относительно этой оси должен равняться нулю. Это особенно важно для вентиляторов с поворотными на ходу лопатками РК, т.к. позволяет существенно снизить нагрузки на механизм поворота лопаток. Конструкция сдвоенной листовой лопатки представлена на рис. 1б.

На лопатку действуют инерционные и аэродинамические нагрузки, соответствующие частоте вращения ротора 600 об/мин (62.83 c^{-1}) и углу установки лопаток $+20^\circ$ в сторону увеличения углов атаки. Расчет нагрузок, действующих на сдвоенную листовую лопатку, рассмотрен в [1].

В результате расчетов получены следующие значения основных сил и моментов, действующих на сдвоенную листовую лопатку вентилятора ВО-36К: подъемная сила $R_a = 572 \text{ Н}$; момент от силы тяги (от подъемной силы) $M_a = 380 \text{ Н}\cdot\text{м}$; сила сопротивления $R_u = 527 \text{ Н}$; момент от сопротивления вращению

$M_u = 351 \text{ Н}\cdot\text{м}$; нормальная сила инерции $P_z = 543266 \text{ Н}$.

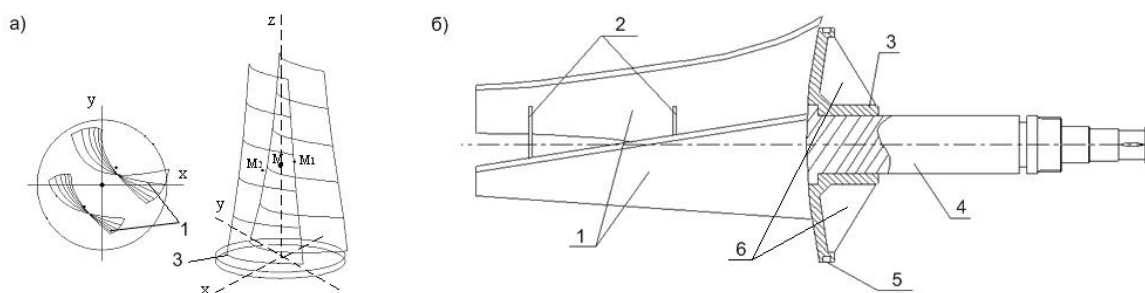


Рис. 1. (Risunok_1.jpg) Сдвоенная листовая лопатка: а) общий вид; б) конструктивное исполнение; 1 – листовые лопасти; 2 – бандажные перемычки; 3 – поворотное основание; 4 – хвостовик; 5 – паз для манжеты; 6 – ребра жесткости.

Лопатки, помимо постоянных нагрузок, испытывают действие циклически изменяющихся во времени возмущающих нагрузок, которые вызывают дополнительные динамические напряжения в лопастях. При совпадении частоты возмущающей силы с одной из собственных частот лопатки наступает явление резонанса, характеризующееся значительным увеличением амплитуд колебаний. Резонансные явления наблюдаются также, когда собственная частота не равна, но кратна частоте возмущающей силы. Единственной причиной, ограничивающей амплитуды колебаний лопаток при резонансе (а, следовательно, и уровень динамических напряжений), является наличие в колеблющейся системе демпфирующих сил, преобразующих в тепловую энергию работу, совершаемую при перемещениях колеблющихся лопаток.

Затухание колебаний (демпфирующая способность) характеризуется логарифмическим декрементом колебаний, который представляет собой натуральный логарифм (1) отношения двух смежных амплитуд V , взятых через период колебаний.

$$L = \ln\left(\frac{V(y, t)}{V(y, t + T)}\right)$$

где $V(y, t)$ – амплитуда колебаний в момент времени t ; $V(y, t + T)$ – амплитуда колебаний в момент времени $t + T$; T – период колебаний.

Выражение (1) можно использовать для экспериментального определения декремента по виброграмме свободных затухающих колебаний. Замерив амплитуды колебаний в моменты времени, отличающиеся на период колебаний T , по формуле (1) можем найти декремент затухания колебаний L .

Для определения декремента затухания колебаний был проведен натурный эксперимент на станции метро “Маршала Покрышкина”, г. Новосибирск. В станционной вентиляционной камере установлены два вентилятора ВО-21К со сдвоенными листовыми лопатками РК. На лопатку вентилятора крепился датчик виброускорений. Колебания лопатки возбуждались ударным молотком и снимались показания, которые записывались в память компьютера. Было сделано шесть замеров.

Рассчитанное среднее значение декремента затухания колебаний – 0.25

Как показано в [2], уровень возбуждающих сил от лопаток направляющего и спрямляющего аппаратов незначителен, и совпадение частот возмущающих сил и собственных частот лопатки не приводит к резонансу, так как энергии возмущений недостаточно для поддержания колебаний. Вынужденные колебания лопаток РК возбуждаются набегавшим неравномерным потоком воздуха. Уровень возбуждающих сил составляет не более 0.1 от величины аэродинамических сил [3].

Для анализа параметров колебаний лопаточного узла с учетом декремента затухания, при приближении частоты возмущающей силы к собственным частотам лопатки, сделана серия расчетов в программе Ansys. В процессе расчета к лопастям лопаточного узла, кроме аэродинамической нагрузки, прикладывалась дополнительная возмущающая нагрузка, описываемая выражением:

$$T(t) = 0.1 A \cos(\omega t + \alpha),$$

где $T(t)$ – амплитуда возмущающей силы; A – амплитуда аэродинамической силы, $A = 66$ Н; ω – частота возмущающей силы (варьируемый параметр); t – время.

Частота возмущающей нагрузки изменялась в диапазоне от 61.5 Гц до 183.2 Гц. Исследовалась зависимость напряжений от частоты возмущающей силы.

Как показано в [4], высшие формы колебаний значительно менее возбудимы, чем низшие. Поэтому рассматриваем первые три собственные формы колебаний.

По рис. 2. видно, что при совпадении частоты возмущающей силы и первой собственной частоты лопатки напряжения составляют 462 МПа, что на 70 % больше допускаемых напряжений (270 МПа), но на 6 % меньше, чем предел текучести (490 МПа). При совпадении частоты возмущающей силы и второй собственной частоты напряжения составляют 306 МПа, что на 12.5 % больше допускаемых напряжений, и на 38 % меньше, чем предел текучести. При совпадении частоты возмущающей силы и третьей собственной частоты напряжения составляют 600 МПа, что в 2.2 раза больше допускаемых напряжений, и на 22% больше, чем предел текучести.

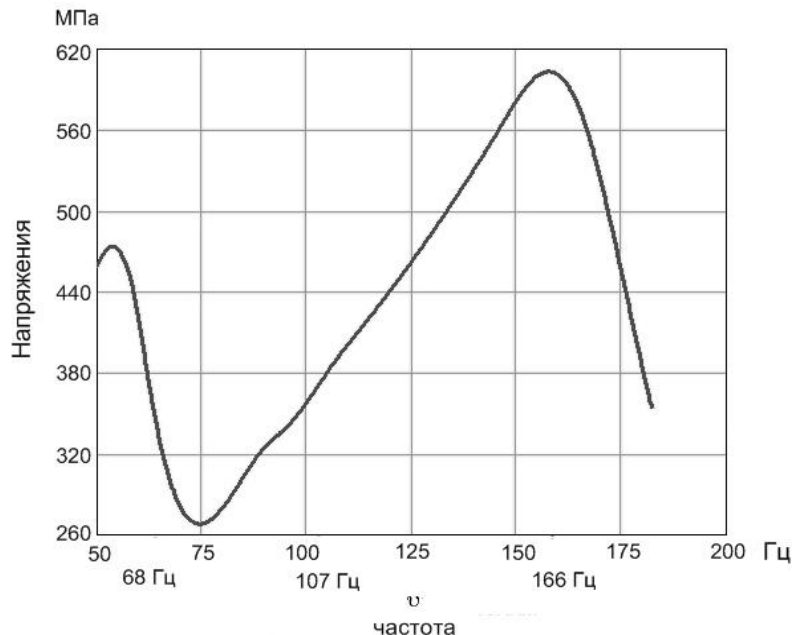


Рис. 2. (Risunok_2.jpg) Зависимость напряжений от частоты возмущающей силы; 68 Гц, 107 Гц, 166 Гц – частоты собственных колебаний (соответственно по 1й, 2й, 3й формам)

Таким образом, когда частота воздействия возмущающей силы совпадает с соответствующей собственной частотой лопатки, возникает резонанс. Но учет декремента колебания показал, что напряжения не возрастают бесконечно, а имеют определенный предел.

Для колебаний по третьей форме, даже в случае, если частота вынуждающей силы приблизиться к третьей собственной частоте, нарушения работоспособности не произойдет (предел прочности $y_B = 900$ Мпа), если длительность действия возмущающей силы не приведет к усталостному разрушению конструкции.

Литература

1. Красюк А.М., Русский Е.Ю. Динамика и прочность сдвоенных листовых лопаток осевых вентиляторов // Горное оборудование и электромеханика. – 2009. -№ 7. - с. 52-56.
2. Попов Н.А. Разработка реверсивных осевых вентиляторов главного проветривания шахт // Диссертация на соискание уч. степени д.т.н. – Институт горного дела СО РАН – Новосибирск-2001.
3. Колебания рабочих лопаток турбомашин // Учебное пособие, - Санкт – Петербург, 1995г.
4. Левин А.В. Прочность и вибрация лопаток и дисков паровых турбин / А.В. Левин, К.Н. Боришанский, Е.Д. Консон / Л.: Машиностроение, 1981.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ГРАНИТА УДАРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ,
ПЕРЕДАВАЕМЫМИ ПО КОЛОННЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛИНОЙ 50 М**

А.Л. Саруев, А.В. Шадрина

Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследование разрушения гранита ударными (силовыми) импульсами проводилось в лабораторных условиях.

В массивное основание была забетонирована гранитная плита размером 750×750×250 мм. Породоразрушающим наконечником служила долотчатая коронка диаметром 42 мм с углом заострения 115°. Бурильная колонна, хорошо зарекомендовавшая себя при производственных испытаниях на одном из рудников Киргизии [1], состояла из бурильных труб внешним диаметром 33,5 мм, соединенных ниппелями с круглым профилем резьбы.

Для нанесения ударов по хвостовику колонны использовался маятниковый копер МК–30 с набором цилиндрических бойков весом 7,65–28,2 кг. Бойки весом 14,7 кг имели длину 450 и 220 мм, предупредительные скорости 3,96 и 2,8 м/сек, то есть высота сбрасывания бойков или их энергия менялась вдвое. Вес и высота сбрасывания остальных бойков подбирались таким образом, чтобы энергия удара оставалась постоянной (6,8 кгм).

Глубина внедрения лезвия коронки в породу и кинематика ее движения фиксировались с помощью осциллографа С1–8А, фотокамеры и специального фотоэлектронного устройства.

Это устройство имеет линейную выходную характеристику в пределах 27 мм продольного перемещения бурильной колонны труб, чувствительность схемы 0,5 В/мм.

Напряжение (силовой импульс) в материале штанг определялось тензометрической установкой. Транзисторный усилитель постоянного тока имеет линейную выходную характеристику и полосу пропускания от 0 до 1 000 000 Гц.

С помощью проволочных тензометров сопротивления замерялось напряжение в четырех характерных точках пятидесятиметровой колонны труб: 0,5 м; 26 м; 44 м; и 49,5 м от хвостовика. Удары по породе наносились в один и тот же забой скважины. При этом после каждого удара колонна бурильных труб поворачивалась на 30°, то есть на угол, близкий к углу поворота бура между ударами, принятый для большинства отечественных перфораторов. Объем породы, разрушенной за один удар, определялся по объему воды, вытесненной штыбом в измерительной колбе после 24 ударов.

Как показали результаты исследований при одинаковой энергии ударов бойков, полученные объемы разрушенной породы и динамическое состояние колонны бурильных труб при нанесении по ней ударов различными бойками существенно отличаются (табл.).

Таблица

Параметры бойков

Параметры	Бойки					
	1	2	3	4	5	6
Диаметр \varnothing_6 , мм	34	34	48	ударник бурильной машины БУ–70У: 59 – штоковая часть; 130 – поршневая часть	74	75
Длина l_6 , мм	330	700	450	309	255	450
Масса m_6 , кг	2,4	5	6,4	7,4	8,15	15,45

Так наибольший объем гранита разрушил боек весом 7,65 кг (225 мм³ за один удар), несмотря на то, что коэффициент передачи энергии удара при этом бойке, определенный методом отпечатка [2], наименьший и составил 75 %. Минимальный объем породы за удар (154 мм³) разрушил боек с наибольшим весом (28,2 кг).

Эти результаты можно объяснить сравнительно высокой крепостью гранита, для которого предупредительная скорость бойка наибольшего веса, равная 2,05 м/сек, оказалась явно недостаточной. То есть, при импульсном разрушении такой породы как гранит, наиболее важную роль играет амплитуда и передний фронт импульса напряжения, который создает боек в бурильной трубе.

Следует отметить, что для бойка весом 28,2 кг амплитуда напряжений в колонне по всей ее длине практически не снижалась. Амплитуда же импульса бойка весом 7,65 кг снижается примерно на 20 %, а у бойков весом 14,7 кг на 8–10 %.

Что касается продольного перемещения поперечного сечения труб, то здесь наблюдается совершенно противоположная картина. Так, при ударе бойком 28,2 кг перемещение поперечного сечения труб на расстоянии 0,5 м от хвостовика на 15–20 % выше, чем при ударах остальными бойками, а на расстоянии 49,5 м, то есть в 0,5 м от породы (практически это внедрение лезвия коронки в породу), на 20–22% ниже, чем при других бойках. Таким образом, для бойка весом 28,2 кг снижение амплитуды продольного перемещения поперечного сечения бурильных труб оказывается наибольшим – около 65 % (с 4 мм до 1,4 мм), что обуславливает малое внедрение лезвия коронки в породу, а следовательно, и меньший по сравнению с другими бойками объем разрушенной породы.

Результаты проведенных опытов показывают, что изменение длины бойка не приводит к заметной разнице объема разрушаемого гранита. Например, бойки одного веса (14,7 кг), но различной длины и диаметра давали один и тот же результат – 183 мм³ разрушенной породы за один удар.

С увеличением энергии удара вдвое, объем разрушенной породы за один удар составил соответственно: бойком длиной 220 мм – 320 мм³, бойком длиной 450 мм – 334 мм³.

При этом энергия удара на единицу длины лезвия коронки повысилась с 1,45 до 2,98 кгм/см, а объемная работа разрушения увеличилась соответственно с 33 кгм/см³ до 36–38 кгм/см³.

Таким образом, с точки зрения энергозатрат, эффективности передачи ударного импульса по колонне бурильных труб длиной 50 м и снижения напряжений в них, энергию удара на единицу длины лезвия долотчатых коронок при разрушении породы аналогичных граниту следует ограничить до 2,5–2,7 кгм/см при скорости удара бойка не менее 3,5–4 м/с.

Литература

1. Горбунов В.Ф., Алимов О.Д., Саруев Л.А., Южаков Б.И., Педенко И.Н. Результаты производственных испытаний буровой установки БУ-1В на руднике "Хайдаркан" // Горный журнал. – 1968. – №7. – С. 42–49.
2. Цуканов А.Г. О потерях энергии удара в удлиненных штангах // Горный журнал. Изв. вузов. – 1965. – № 10. – С. 34–38.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ В ПОМЕЩЕНИЯХ ОБОГАТИТЕЛЬНОЙ ФАБРИКИ №14 АЙХАЛЬСКОГО ГОКА

А.С. Скрыбыкин

Научный руководитель профессор Е.Н. Чемезов
Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Безопасность труда – это такое состояние условий труда на рабочем месте, при котором воздействие на работающих вредных и (или) опасных производственных факторов исключено либо уровни их воздействия не превышают установленных нормативов, либо отсутствует недопустимый риск, связанный с возможностью нанесения ущерба здоровью работников. Исходя из этого для фабрики №14 были созданы следующие меры безопасности:

Передвижение рабочих на территории фабрики должно происходить только по предусмотренным для этого проходам, расположенным менее чем на 6 метров от стен здания фабрики, во избежание травмирования падающим с кровли здания в зимнее время снегом, льдом.

При передвижении необходимо быть особенно внимательным, прислушиваться к сигналам автотранспорта и грузоподъемных средств, помнить, что транспорт опасен внезапным появлением. Не ходить по проезжей части автодорог, переходить их только в установленных местах, не пересекать автодороги перед движущимся транспортом.

Передвижение работающих в помещении фабрики предусматривается только по установленным маршрутам, по предусмотренным для этого проходам, лестницам, площадкам.

Все обслуживаемые площадки, переходные мостики и лестницы предусматриваются прочными, устойчивыми и снабжены перилами, высотой не менее одного метра с перекладиной посередине и сплошной обшивкой по низу перил на высоте не менее 0,14 м.

Рабочие площадки, расположенные на высоте более 0,30 м. предусмотрены ограждением перилами и снабжены лестницами. Площадки для обслуживания оборудования и ступени лестниц предусматриваются таким образом, чтобы на них не задерживалась влага и грязь. Лестницы к рабочим площадкам и механизмам предусматриваются с углом наклона:

- постоянно эксплуатируемые - не более 45°
- посещаемые 1-2 раза в смену - не более 60°
- в зумпфах, колодцах - до 75°

Во всех случаях ширина лестниц предусматривается не менее 0,60 м., высота ступеней - не более 0,30 м., ширина ступеней не менее 0,25 м.

Металлические ступеньки лестниц и площадок предусматриваются из рифленого металла.

Предусматривается в зумпфах и колодцах применение вертикальных скоб.

Все монтажные проемы, приямки, зумпфы, колодцы, каналы и т. п., расположенные в помещениях и на территории фабрики предусматриваются с ограждением.

Трубы и желоба, пересекающие проходы и рабочие площадки предусматривается на высоте не менее 1,80 м. от уровня пола.

При пересечении проходов и рабочих площадок реagentопроводами они должны быть заключены в реagentонепроницаемые поддоны; минимальная высота от уровня пола прохода (рабочей площадки) до наиболее выступающей части кожуха или поддона не менее 2,00 м.

У запорной арматуры, не имеющей автоматического управления и контрольно - измерительных приборов, расположенных над уровнем пола на высоте более 1,50м., предусматриваются стационарные площадки шириной не менее 0,80 м.

Минимальное расстояние между смежными габаритами машин и аппаратов и от стен до габаритов оборудования:

- на основных проходах - не менее 1,50 м.;
- на рабочих проходах между машинами - не менее 1,00 м.;
- на рабочих проходах между стеной и машинами - не менее 0,70 м.
- на проходах к бакам, чанам и резервуарам для обслуживания и ремонта - не менее 0,60 м.;
- местные сужения при соблюдении нормальных рабочих проходов между машинами и между стеной и машиной - не менее 0.70 м.

Минимальная ширина проходов предназначенных для транспортировки крупных сменных узлов и деталей во время работы оборудования определяется наибольшим поперечным размером узлов деталей с добавлением по 0,60 м. на сторону.

Для защиты трудящихся от воздействия опасных и вредных производственных факторов на фабрике используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Общие требования по организации рабочих мест

Рабочее место отвечает следующим основным требованиям:

- при его организации соблюдаются действующие санитарные нормы инструкции, предписания по эксплуатации оборудования, промышленной эстетики;
- занимаемое им пространство предусматривается достаточным для того, чтобы исполнитель в условиях комфортности и безопасности мог производить все необходимые движения и перемещения в пределах рабочей зоны при выполнении основных трудовых операций, а также при эксплуатации и технико-эксплуатационном обслуживании установленного оборудования;
- системы сигнализации и связи предусматривают обеспечивать постоянный обмен информацией между исполнителем и непосредственным руководителем работ, а также между исполнителем и службами внутрицехового обслуживания;
- защиты должны быть размещены оптимально, а их эксплуатация предусматривает безопасность труда рабочего.

Нельзя приступать к работе без наряда и задания непосредственного руководителя работ и выполнять работу, не входящую в наряд (за исключением работ по ликвидации аварий, предотвращению несчастного случая).

Перед началом работы необходимо проверить состояние рабочего места (исправность оборудования, инструментов, приспособлений, наличие соответствующих инструкций и документов), работу выполнять в определенной последовательности, предусмотренной технологией работ и правилами техники безопасности.

Микроклимат рабочей зоны характеризуется температурой, относительной влажностью, скоростью движения воздуха в зависимости от периода года и характера выполняемой работы (СанПин 2.2.4.548-96)

В отапливаемых производственных помещениях, а также в помещениях со значительным избытком явного тепла, где на каждого работающего приходится площадь пола от 50 до 100 кв.м., предусматривается в холодный и переходные периоды года понижение температуры воздуха, вне постоянных рабочих мест против нормированных

- до 10 град С при работах средней тяжести,
- до 8 град С при тяжелых работах

При этом на рабочих местах необходимо поддерживать метеорологические условия для холодного и теплого периодов года.

Шум и вибрация

Мероприятия по борьбе с шумом:

1. установка звукопоглотителей, звукоизолирующих кожухов в источнике образования шума;
2. облицовка помещений звукопоглощающими материалами, установка мельниц в отдельном цехе, рациональная расстановка по пути распространения звука.
3. индивидуальные средства защиты: шлемы, вкладыши (вата, микропористая резина).

Для снижения воздействия вибрации на человека используют средства автоматизации, применяют прогрессивную технологию, исключая контакт работающих с вибрацией, применяют прокладки из резины, дерева, звукопоглотителей, устанавливают вибрирующее оборудование на фундамент не связанный с фундаментом здания.

Рентгеновское излучение

Конструкция РЛС обеспечивает надежную защиту обслуживающего персонала от воздействия рентгеновского излучения. Все кабели и провода экранированы, при открывании дверей аппарат автоматически отключается. Ежемесячно предусматривается проводить дозиметрический контроль сепараторов. Мощность экспо-

зиционной дозы рентгеноизлучения от РЛС не должна превышать 0,08 мкр/с на расстоянии 1 метр от поверхности сепаратора и 2,78 мкр/с вплотную к поверхности сепаратора.

Источники пыли, действие на организм человека и методы борьбы

Для кимберлитовой пыли, не содержащей свободный кварц, ПДК составляет 8 мг/куб.м.

Для обеспыливания применяют циклоны, инерционные пылеуловители, для подачи материала применяют пневмотранспорт. Для источников пылевыделения предусматривается герметизация. Проводят ежедневную гидроуборку переделов.

Индивидуальные средства защиты: спецодежда из плотной ткани, защитные очки и каски, респираторы.

Используются местные вытяжные системы.

Отопление и вентиляция

В теплые периоды года предусмотрены вытяжная и приточно-вытяжная вентиляция. Эксплуатируемые на фабрике вентиляционные установки работают в соответствии с установленным графиком.

В холодные периоды года предусмотрено отопление производственных помещений. Источником теплоснабжения является ТЭЦ, осуществляющая централизованную систему парового отопления обогатительной фабрики. Система отопления в цехе компенсирует потери тепла через строительные ограждения, расход его на нагрев поступающего в здание воздуха, материалов, оборудования.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ДНИЩ ОЧИСТНЫХ БЛОКОВ ПРИ ДОННОМ ВЫПУСКЕ РУДЫ В УСЛОВИЯХ РУДНИКА «УДАЧНЫЙ»

К.И. Тимофеев

Научный руководитель доцент А.Н. Петров

Северо-Восточный Федеральный университет, г. Якутск, Россия

Месторождение «Удачное» представляет собой столбообразную кимберлитовую вертикальную залежь, залегающую ниже дна существующего карьера, и разветвляющуюся на два конусообразных рудных тела – Западное (ЗРТ) и Восточное (ВРТ) рудные тела.

Вмещающие породы месторождения до гор. -580 м по прочности в основном относятся к слабым (средняя величина $\sigma_{сж} = 10-35$ МПа) и весьма слабым породам (средняя величина $\sigma_{сж} = 4-10$ МПа). Крепость руд изменяется в пределах $f = 3-8$. Средняя плотность руд и вмещающих пород принята 2,6 т/м³.

Общее для района спокойное горизонтальное залегание осадочных пород сменяется вблизи трубки участками повышенной трещиноватости и дизъюнктивных нарушений. Зона нарушений образует вокруг трубки полосу шириной от 1-2 до 10 м.

Особенностями горнотехнических условий месторождения «Удачное», являются: сложная гидрогеологическая обстановка; газо- и нефте-битумонасыщенность месторождения; геотермическая характеристика рудного массива и вмещающих пород; наличие карьера непосредственно над подземными блоками.

Подземные воды месторождения представлены «крепкими» агрессивными рассолами, содержащими 300-430 г/л солей. Нефть и битум присутствуют преимущественно в прослоях мергелей, аргиллитов, глинистых известняков, реже – в доломитах, конгломератах.

Газоносность месторождения оценивается по содержанию растворенных газов в подземных рассолах как крайне низкая (стабильные содержания растворенных газов в рассолах изменяются в пределах 0,15–0,3 м³/м³). Доминирующими компонентами являются углеводородные газы, в составе которых главную роль играет метан, его количество превышает 90%. Газовость месторождения связана с выделением газонасыщенных подземных вод. Практически осушение участков месторождения приводит и к ликвидации выделения газов.

В настоящее время ведутся горно-капитальные работы по вскрытию запасов 1-й очереди подземного рудника «Удачный». Обоснована система этажного принудительного обрушения с одностадийной выемкой, скважинной отбойкой достаточных больших объемов руды и донным выпуском под предохранительной рудопородной подушкой на площадное днище, удовлетворяющая требования безопасности при отработке подкарьерных и прибортовых запасов: эффективно осуществить предварительное дренирование и дегазацию массива, сократить количество массовых взрывов и приурочить их к нерабочим дням. Однако, вопрос режима и параметров выпуска руды на больших площадях при большой высоте этажа (100 м и более), обеспечивающего предотвращение образования сплошного водонепроницаемого слоя в предохранительной подушке, достаточное разрыхление отбитого слоя руды и за счет этого сохранения способность его к дренированию воды, и связанный с ним вопрос крепления и поддержания выработок горизонта выпуска достаточно длительный период (5-7 лет) требует более детальной проработки. В связи с этим, изыскание рациональной конструкции и устойчивых параметров днищ очистных блоков при широкомасштабном выпуске руды под предохранительной подушкой в условиях рудника «Удачный» представляется весьма важной и актуальной задачей.

Анализ наблюдений и исследований проблем обеспечения устойчивости днищ блоков при донном выпуске руды в условиях повышенного горного давления показал, что характер и величина горного давления определяются: глубиной разработки; физико-механическими свойствами руды и боковых пород, главным образом висячего бока; условиями залегания рудных залежей (углом падения, простираемостью, мощностью, формой залежи, включением пустых пород в рудное тело, близостью соседних залежей); применяемой системой разработки и порядком очистной выемки.

Практика применения систем с донным выпуском показала, что максимальной величины горное давление достигает в центральной части обрабатываемых залежей. На флангах залежей давление проявляется в незначительной степени. В связи с этим очистную выемку ведут от центра залежи к флангам, начиная от зоны максимального давления [4].

На основе изучения опыта работы как отечественных, так и ряда зарубежных рудников проведена систематизация применяемых методов нижней подсечки [5]. При проведении данной систематизации в качестве основного классификационного признака принят метод оформления днища блоков и в качестве вспомогательного — способ проходки подсечных выработок.

На руднике «Таштагол» результатом проведенных исследований явилось создание двухтраншейного метода нижней подсечки, который признан наиболее рациональным и успешно внедряется. Экономичность рекомендуемого метода образования траншей может быть обеспечена при условии соблюдения рациональных параметров БВР, расчет которых следует производить по разработанной методике [5].

Траншейная подсечка характеризуется более благоприятными условиями работы заряда ВВ по сравнению с подсечкой воронками, особенно при двухтраншейном способе [3]. Как показал технико-экономический анализ, применения различных конструкций днищ наиболее экономичными являются днище с траншейной подсечкой и плоское днище.

Как показала практика и результаты физического моделирования, приведенные в работе [2], показатели извлечения из недр могут быть улучшены при этажной отбойке руды и площадном выпуске на днище, подготовленное траншеями и погрузочными заездами при использовании самоходного оборудования. Результаты, полученные при сравнении вариантов системы разработки подэтажным обрушением с торцовым выпуском руды и этажным обрушением с выпуском руды на траншейное днище, показывают, что применение системы разработки с этажным обрушением и выпуском руды на траншейное днище является более предпочтительным.

В современных условиях, при подземной разработке Удачинского месторождения, для поддержания выработок и массива днищ блоков, следует рассмотреть возможность применения новых видов и способов крепления. Заслуживает внимания опыт Норильского ГОКа, где горные работы на Талнахском и Октябрьском месторождениях ведутся в зоне влияния Норильско-Хараелахского разлома (НХР) и в зонах повышенной и высокой сопутствующей трещиноватости.

Были разработаны и проходят опытно-промышленные испытания новые виды крепления и способы поддержания горных выработок [1]. Это набрызг полимерное покрытие «Текфлекс», системно-секционная комбинированная крепь, полимер-металлические анкеры, железобетонная штанговая крепь на основе цементного раствора (без песка), полимерные смолы, торкрет-бетон (фиброторкрет).

На основании опыта работ и достижений различных рудников, исследования по обеспечению устойчивости днищ очистных блоков при донном выпуске руды и при системе этажного обрушения в условиях Удачинского месторождения, необходимо проводить по следующим основным направлениям:

Обоснование рациональной конструкции днища и нижней подсечки блока для заданных условий, которое включает установление безопасных (обеспечивающих устойчивость) расстояний между выработками днища, с учетом требуемых показателей извлечения, исключающей или минимизирующей влияние взрывных работ на выпускные выработки днища.

Установление последовательности отработки блоков и оптимального режима и интенсивности выпуска отбитой руды, обеспечивающих снижение динамических нагрузок на днище.

Разработка рекомендаций по применению эффективных и экономичных видов крепи выработок и укрепления массива пород днища.

Разработка действенных мер оперативного контроля устойчивости выработок днища и прогноза геомеханической ситуации.

Литература

1. Батдиев Б.Д, Бабкин Е.А. Развитие системы управления горным давлением и технологии крепления выработок на рудниках ЗФ ОАО «ГМК «Норильский никель» // Горный журнал. – Москва, 2008. – № 5. – С. 17 – 19.
2. Демидов Ю.В., Свинин В.С., Белоусов В.В., Сахаров А.Н., Леонтьев А.А. Совершенствование конструкции траншейного днища с использованием самоходной техники на выпуске руды при системе этажного обрушения на подземных рудниках ОАО «Апатит» // Горный журнал. – Москва, 2008. – № 2. – С. 56.
3. Совершенствование технологии разработки рудных месторождений подземным способом. / Под ред. Н.Г. Дубынина. – М.: Недра, 1965. – 80 – 91с.
4. Разработка рудных залежей Криворожского бассейна на больших глубинах. / Под ред. Г.М. Малахова. – М.: ГОСГОРТЕХИЗДАТ, 1961. – 208 с.
5. Совершенствование технологии разработки рудных месторождений подземным способом. / Под ред. Б.Г. Трегубова. – М.: Недра, 1965. – 65 – 79 с.

СОЗДАНИЕ НОВОГО ПОДХОДА К ПРОБЛЕМАМ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНОГО ПРОСТРАНСТВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВОГО ПРОХОДЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**В.Ю. Тимофеев, В.Ю. Бегляков, М.Ю. Блащук**

Научный руководитель профессор В.В. Аксенов

Юргинский технологический институт – филиал Томского политехнического университета, г. Юрга, Россия

Решение задач по формированию подземного пространства и освоению недр Земли, принято считать особо важными для жизнедеятельности человечества. По прогнозам мирового научно-технического развития приоритетных технологий на 2000-2020 гг. по группе «Использование подземного пространства» особо важными определяются научно-технологические разработки, связанные с созданием новых технологий сооружения сети подземных грузопотоков, строительства автотрасс и железных дорог на значительной глубине. Также одним из приоритетных направлений развития науки и техники, утвержденным Правительственной комиссией РФ по научно-технической политике в области «Топливо и энергетика», является разработка новых технологий проходки горных выработок.

Современное горнопроходческое оборудование, включая и зарубежное, сориентировано в основном на решение проблем добычи полезных ископаемых. Не всегда оно предназначено для решения задач освоения (формирования) подземного пространства в городских и полевых условиях. Кроме того, выпускаемое заводами России горнопроходческое оборудование не вполне конкурентоспособно.

Традиционное представление проходки выработки, как процесса образования полости в массиве горных пород, всегда определяло и до сих пор определяет направления совершенствования геотехнологий строительства подземных сооружений и, соответственно, создания проходческого оборудования для освоения подземного пространства [1, 2]. Но известные технологии проведения горных выработок, развиваясь по пути увеличения мощности и металлоемкости оборудования, практически исчерпали свои возможности в увеличении производительности, обеспечении безопасности работ и расширения области применения.

Дальнейшее развитие работ в области геотехнологий и геотехники, по нашему мнению, может идти по двум направлениям:

1) Модернизация существующего горно-шахтного оборудования и его совершенствование путем создания систем нового технического уровня;

2) Поиск и создание принципиально нового, альтернативного инструментария (технологий и геотехники) для освоения недр и формирования подземного пространства.

В поисках путей совершенствования геотехнологий проведения горных выработок группой авторов, под руководством д.т.н. Аксеновым В.В. были рассмотрены альтернативные подходы и решения, используемые, в частности, в самолетостроении и кораблестроении. Как известно, в этих областях используются результаты исследований, в основу которых положен процесс изучения движения твердого тела соответственно в воздушной и водной средах.

Авиаконструкторы и кораблестроители при проектировании и строительстве аппаратов, предназначенных для движения в воздушном пространстве (самолет, вертолет и др.) и водной среде (корабль, подводная лодка и др.) изыскали возможность использования самой среды для создания усилий тяги при движении соответствующего аппарата. Для этой цели были созданы внешние движители: пропеллер, гребной винт и др. В результате была получена возможность перемещения твердого тела (аппарата) в любом направлении воздушного или водного пространства.

Традиционно в подземных условиях для перемещения проходческого аппарата используются внешние движители: гусеничные, колесные, колесно-рельсовые или распорно-шагающие. Они (движители) хорошо показавшие себя при работе на земной поверхности (на контакте твердой и воздушной сред), не приспособлены для движения в геосреде.

Из этого обстоятельства вытекают основные проблемы современных технологий проведения горных выработок:

- невозможность движения проходческих аппаратов в любом направлении подземного пространства.
- невозможность создания больших напорных усилий на исполнительном органе для разрушения крепких пород.

Как следствие, для создания достаточных напорных усилий конструкторы вынуждены увеличивать массу горнопроходческих комбайнов, масса которых уже превышает 80 т. Кроме того, продолжают остро стоять вопросы безопасности ведения работ в призабойной зоне.

К примеру, в процессе работы проходческого комбайна или щита, для создания силы тяги и напорного усилия на исполнительном органе никоим образом не задействована сама внешняя геосреда, а только твердая поверхность выработки на контакте геосреды и воздушной среды, или при щитовом способе проходки - мощная постоянная крепь.

Коллектив авторов в течение ряда лет вел разработку принципов новой технологии проведения горных выработок и в кооперации с РосНИИГД, НПО Сибгормаш, ЦНИИ МО РФ им. Д.М. Карбышева, АП ЭЛСИБ, «НПК Геомаш» провел работы по созданию нового вида горнопроходческой техники.

Идея работы основана на предложении - рассматривать проходку горных выработок изначально как процесс движения твердого тела (оборудования) в среде вмещающих пород (геосреде). Приконтурный массив (геосреда) при этом используется:

- как опорный элемент, участвующий в создании движущей силы подземного аппарата - геохода;
- для формирования напорного усилия на исполнительном органе;
- для восприятия реактивных усилий при движении проходческого агрегата (подземного аппарата);
- для выполнения основных технологических операций, включая и крепление выработки постоянной крепью.

Принцип связывания в функциональном единстве основного движения (подачи на забой) и процесса резания горных пород дал название геовинчестерной технологии проведения горных выработок.

Геовинчестерная технология (ГВТ) – процесс механизированного проведения горных выработок с формированием и использованием системы законтурных винтовых и продольных каналов, в котором операции по разработке забоя, уборке горной массы, креплению выработанного пространства, а также перемещению всей проходческой системы на забой осуществляются в совмещенном режиме. Вовлечение приконтурного массива горных пород достигается введением дополнительной технологической операции – формирования системы законтурных каналов.

Геоход – аппарат, движущийся в подземном пространстве с использованием геосреды. Представляя собой новый класс горных машин, геоходы предназначены для проходки подземных выработок различного назначения и расположения в пространстве, аналогов конструкции в мировой практике нет.

Возможная область применения ГВТ это проходка горных выработок различного расположения в пространстве и возведение подземных сооружений различного назначения (городские коллекторы, магистральные тоннели метро, магистральные тоннели метро, подземные склады, хранилища, ведение аварийно-спасательных работ в завалах).

На основании функционально-структурной теории создания горнопроходческих систем и с учетом особых требований к новому проходческому оборудованию был разработан ряд конструктивных схем проходческого агрегата, отличительной особенностью работы которого является вращательно-поступательное перемещение на забой по принципу ввинчивания. Проходческий агрегат первоначально получил название АПЩВ (агрегат проходческий щитовой вращающийся), которое впоследствии трансформировалось в ВПА (винтоповоротный проходческий агрегат). В настоящее время такой класс горнопроходческих машин получил название геоходов. Основные отличия геоходов это:

- принцип работы;
- наличие новых функционально-конструктивных элементов;
- возможность реализации на исполнительном органе любых напорных усилий (возможность создания исполнительных органов для разрушения крепких пород);
- качественно новые функциональные возможности.



Рис.1 Экспериментальный образец геохода ЭЛАНГ-3
диаметром 3 м

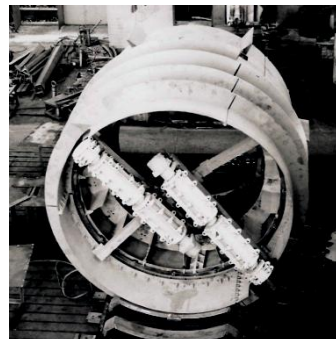


Рис.2 Экспериментальный образец геохода ЭЛАНГ-4
диаметром 4 м

Для разработки конструкторской документации на изготовление первых экспериментальных образцов геоходов предварительно была разработана математическая модель их взаимодействия с геосредой и некоторые положения методики расчета силовых и прочностных параметров [3, 4]. Конструкция и принцип работы геоходов (винтоповоротных проходческих агрегатов) достаточно подробно рассмотрен в работах [3, 4].

Испытания первых экспериментальных образцов геоходов: ЭЛАНГ-3 (рис. 1), изготовленного совместно с работниками ш. «Карагайлинская» ПО «Киселевскуголь», и ЭЛАНГ-4 (рис. 2), изготовленного совместно с НПО «Сибгипрогормаш» (г. Новосибирск) и АП ЭЛСИБ (г. Новосибирск), доказали принципиальную работоспособность и перспективность проходческих агрегатов, перемещающихся на забой с использованием окружающей геосреды.

Литература

1. Концепция развития очистного, проходческого, конвейерного и бурового оборудования на период до 2020 г // Ю.Н. Динник, И.С Крашкин, В.Г. Мерзляков // Горное оборудование и электромеханика, 2006, №2, с. 2-12.
2. Концепция развития очистного, проходческого, конвейерного и бурового оборудования на период до 2020 г // Ю.Н. Динник, И.С Крашкин, В.Г. Мерзляков // Горное оборудование и электромеханика, 2006, №3 с. 2-6.

3. Винтоповоротные проходческие агрегаты / А.Ф. Эллер, В.Ф. Горбунов, В.В. Аксенов. – Новосибирск: ВО «Наука». 1992. – 192 с.
4. Аксенов В.В. Геоинженерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ПРОВЕДЕНИЯ ГОРНОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наряду с увеличением скоростей и объемов проведения горноразведочных работ приобретают актуальное значение вопросы исследования надежности технологических схем горных выработок и оценка степени влияния их надежности на общие результаты проходки.

Статистические данные проходки горных выработок показывают, что в экспедициях имеются большие потери рабочего времени из-за недостатка оборудования в действующих забоях (вагонеток, перфораторов, электровозов), выполнения ряда непроизводительных работ (ремонт оборудования, постановка сошедших с рельсов вагонеток, электровозов), простоев по организационно-техническим причинам (отсутствие электроэнергии, сжатого воздуха, загазованность выработок). Даже наличие резервного оборудования не будет гарантировать нормального течения производственного процесса ввиду высокой аварийности горнопроходческого оборудования. Поэтому метод резервирования, который служит распространенным методом повышения надежности, не может быть определяющим.

Одним из методов описания надежности технологических схем проходки, оценки и повышения их безотказной работы является метод математического моделирования, пригодный для описания надежности при любых способах проведения выработок.

Представим технологию проходки как сложную систему из j элементов ($j = 1, 2, k, \dots, n$). В качестве элементов могут быть приняты машины и механизмы для бурения шпуров, погрузочные машины, электровозы, вентиляторы, схемы обмена вагонеток, число смен в сутки, система оплаты труда, горно-геологические условия и т.п. Выбор элементов производится в прямой зависимости от конкретных условий проходки, целей исследования с тем, чтобы конечные результаты были практически удобны для применения.

Элементы системы соединяются в сеть-граф $G(\mathcal{E}_j)$, где \mathcal{E}_j - множество дуг графа [2]. Все дуги в соответствии с технологической схемой проходки соединяются между собой таким образом, что параллельные дуги отображают независимую работу цепи, а последовательные – зависимую (рис. 1). И конкретно наиболее вероятными элементами системы могут быть:

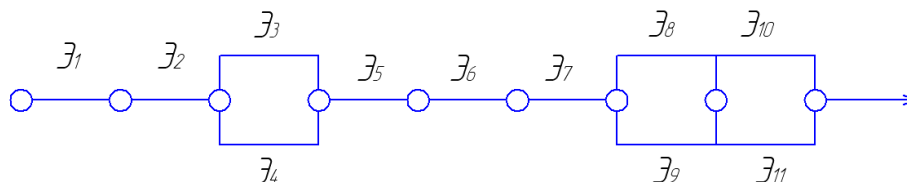


Рис.1. Граф надежности $G(\mathcal{E}_j)$, где \mathcal{E}_1 – наличие электроэнергии; \mathcal{E}_2 – наличие сжатого воздуха; \mathcal{E}_3 – процесс бурения; \mathcal{E}_4 – крепление; \mathcal{E}_5 – зарядка и взрывание; \mathcal{E}_6 – проветривание; \mathcal{E}_7 – работа электровоза; \mathcal{E}_8 – погрузка и обмен; \mathcal{E}_9 – наличие порожняка; \mathcal{E}_{10} – вспомогательные работы; \mathcal{E}_{11} – настилка временных путей

На графе 11 дуг, отображающих взаимосвязанные элементы и технологические процессы. Каждая дуга оценивается функцией распределения плотности вероятностей отказов $P_j(t)$, $j = 1, 2, k, \dots, n$.

Исследования [1] показали, что функция $P_j(t)$ может быть представлена в виде экспоненциального закона распределения плотности вероятностей безотказной работы элементов технологической сети:

$$P_j(t) = 1 - \alpha_j e^{-\beta_j t}. \quad (1)$$

Функция (1) получается путем статистической обработки частоты отказов элементов \mathcal{E}_j за наблюдаемый промежуток времени $[0, t]$.

При переборе дуг от \mathcal{E}_1 до \mathcal{E}_{11} на пути η_j , основываясь на гипотезе независимости случайных величин, можно записать вероятность безотказной работы технологической схемы в виде произведения по всем дугам

$$\text{пути } \eta_j: P_{\eta_j} = P_1 \cdot P_2 \cdot \dots \cdot P_k = \prod_{j=1}^k P_j. \quad (2)$$

Для технологической сети, представленной на рис. 1, эти пути следующие:

$$\eta_1 = (\mathcal{E}_1 \mathcal{E}_2 \mathcal{E}_3 \mathcal{E}_5 \mathcal{E}_6 \mathcal{E}_7 \mathcal{E}_8 \mathcal{E}_{10}),$$

$$\eta_8 = (\mathcal{E}_1 \mathcal{E}_2 \mathcal{E}_4 \mathcal{E}_5 \mathcal{E}_6 \mathcal{E}_7 \mathcal{E}_9 \mathcal{E}_{11}).$$

В результате имеем 8 значений оценки надежности технологической схемы проведения горноразведочной выработки:

$$P_{\eta_1} = 0,535, P_{\eta_2} = 0,528, P_{\eta_3} = 0,518, P_{\eta_4} = 0,512, P_{\eta_5} = 0,51, P_{\eta_6} = 0,54, P_{\eta_7} = 0,521, P_{\eta_8} = 0,529.$$

Пусть $\eta_{j\min} = \min(P_i, \dots, P_k)$ будет предельно минимальной оценкой надежности из всех путей проходки, а путь $\eta_{j\max} = \max(P_i, \dots, P_k)$ будет давать возможное наличие резерва в повышении надежности технологической цепи на величину $\Delta p = P_{\eta_j \max} - P_{\eta_j \min}$ при условии, что более повысить надежность на пути $\eta_{j\max}$ невозможно.

Так, выбрав элементы \mathcal{E}_j с низкой вероятностью безотказной работы (табл. 1.), принимаем меры по повышению их надежности [3]. Новая оценка $P'_{\eta_j} > P_{\eta_j}$, и это повышение можно довести до уровня $P_{\eta_j \max}$, который и будет новой оценкой надежности этого пути.

Для проверки модели надежности собран статистический материал за 7,6 мес., за этот период отработано 4788 чел. по Магианской ГРЭ. При этом затраты времени на операции технологического цикла составляют: погрузка горной породы (\mathcal{E}_5) – 1180 ч; откатка горной породы (\mathcal{E}_6) – 702 ч; настилка путей вспомогательными рабочими (\mathcal{E}_8) – 540 ч; бурение шпуров (\mathcal{E}_3) – 1252 ч; зарядание и взрывание (\mathcal{E}_{10}) – 270 ч; проветривание (\mathcal{E}_{11}) – 250 ч; вспомогательные работы (\mathcal{E}_9) – 324ч.

Потери рабочего времени составили по Магианской ГРЭ в среднем 22% или 1053 ч, в том числе: из-за отсутствия сжатого воздуха, электроэнергии – 311 ч, материалов – 105 ч, из-за неисправности оборудования – 242 ч, из-за отсутствия транспорта – 134 ч, из-за поломки буров, коронок – 37 ч, из-за постановки сошедших с рельсов вагонеток – 56 ч, прочие условия – 169 ч.

В таблице приведены численные значения вероятности безотказной работы элементов технологической цепи:

Таблица 1

\mathcal{E}_i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P_i	0,94	0,94	0,99	0,98	0,85	0,92	0,95	0,97	0,98	0,85	0,84

Анализируя таблицу, видим, что наибольшие потери времени происходят при проведении вспомогательных работ, погрузке и обмене вагонеток, неисправности оборудования, внутрисменных простоях, возникающих главным образом по организационно-техническим причинам – надежность этих элементов технологической цепи низкая. Есть резервы её повышения: так, по элементу \mathcal{E}_9 – вспомогательные работы – надежность цепи можно значительно улучшить, если бригаду освободить от непроизводительного труда (заправка батарей электровоза, доставка рельсов, труб, ремонт перфораторов); по элементу \mathcal{E}_5 – путем применения более совершенных конструкций призабойных путей, применения более совершенных схем обмена вагонеток (перегрузатели, вагонперестановщики), по элементу \mathcal{E}_6 – повысить надежность можно, не производя особых затрат, обеспечив забой определенными запасными частями, улучшив работу ремонтной службы. Эффективны меры по упорядочению снабжения и созданию необходимого запаса наиболее часто выходящих из строя запасных частей к основному оборудованию, улучшению культуры производства, исключению перебоев в снабжении электроэнергией, сжатым воздухом.

Расчеты показывают, что в условиях Магианской ГРЭ, управляя только организационными факторами на научной основе, без дополнительных капитальных вложений можно увеличить производительность труда до 29%. Таким образом, использованный метод оценки надежности технологических схем позволяет выявить поэлементно организационные, технологические и технические резервы повышения эффективности проходки и влиять на технико-экономические показатели в целом.

Литература

1. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высш.шк., 1977.
2. Вентцель Е.С. Исследование операций. М.: Знание, 1976.
3. Рогинский В.М. Надежность технологических систем и резервирование оборудования на подземных горноразведочных работах//Разведка и охрана недр. 1975. №5. с. 34-38.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗДУШНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕН С ПОМОЩЬЮ ПЕНОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПЫЛЕПОДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ШПУРОВ В ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТКАХ

Филатова А.В.

Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, доцент Щукин А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проведение горно-разведочных выработок отличается большой трудоемкостью и стоимостью по сравнению с другими видами работ, так как проведение в скальных породах осуществляется буро-взрывным способом.

Низкие отрицательные температуры в зимний период резко ограничивают применение общеизвестных средств гидрообеспыливания. В связи с этим запыленность воздуха в сотни раз превышает предельно допустимую концентрацию. Особенно опасна для здоровья проходчиков витающая (менее 12 мкм) кварцевая пыль, смазываемая водой в процессе бурения, а также при взрывных работах.

В связи с тем, что по нашим данным целенаправленные исследования по использованию пены для пылеподавления в горных выработках производились недостаточно, целью настоящей работы является анализ опыта ее применения и постановка задачи исследований применительно к строительству транспортных сооружений. Как известно, пена – это одна из разновидностей дисперсий. Пена представляет собой дисперсную систему, состоящую из ячеек – пузырьков газа (воздуха), разделенных тонкими пленками жидкости. Получение пены с заданными свойствами – важная прикладная проблема. Для оценки свойств пены используют следующие показатели: кратность, дисперсность, устойчивость. Во многом важны ее структурно-механические свойства, теплофизические свойства, плотность и электропроводность. Вязкость пены определяется вязкостью газа, жидкости и объемным соотношением газа и жидкости.

Пенообразование на сетках является единственным способом получения высокократной пены. Имеется несколько разновидностей устройств подобного рода. Образование пены с помощью сеток происходит только в определенном интервале скорости потока воздуха, предельное значение которой от концентрации пенообразователя и размеров ячеек сетки. Кратность генерируемой пены зависит от давления раствора, концентрации пенообразователя, размера ячеек, температуры, скорости и давления раствора. Пеногенератор с перфорированной внутренней трубой позволяет улучшить условия пенообразования за счет турбулизации потока.

Образование пыли при строительстве транспортных сооружений в скальных породах связано с бурением шпуров, взрывными работами и погрузкой породы. Пылеподавление при бурении шпуров традиционно выполняется с помощью промывки шпуров водой и водосолевым раствором и пылеотсосом.

Из приведенного выше анализа следует следующие выводы.

Отсутствуют сведения об использовании пены для пылеподавления при бурении шпуров.

Целесообразность пылеподавления пеной в условиях отрицательных температур может быть определена в процессе проведения лабораторных и производственных исследований.

Существенное снижение запыленности воздуха при строительстве транспортных сооружений возможно при использовании комбинированного метода пылеподавления, а именно:

а) При взрывных работах – применение гидрозабойки шпуров из гидропаст и заполнение призабойного пространства выработки пеной кратностью 600-800;

б) При бурении шпуров – промывка шпуров пеной кратностью 80-200.

Цель работы – разработка практических рекомендаций по внедрению прогрессивной технологии при проведении горно-разведочных выработок. Пеногенератор, изготовленный по чертежам кафедры горного дела Томского политехнического университета, предназначен для создания пенных растворов кратностью 80-200 из водного раствора сульфоната концентрации 0,05-0,1% в целях эффективного подавления вредной пыли.

Результаты проведенных испытаний в одной из экспедиций Якутии подтверждают эффективность предлагаемого способа пылеподавления при бурении шпуров.

ДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

А.В. Шадрин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Представление о явлениях и характере динамических процессов при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок машинами с мощными ударными механизмами, расположенными вне скважины с независимым от ударного механизма вращением колонны бурильных труб с новыми ниппельными соединениями [8], полностью скрытыми внутри них, дает основание для эффективного и широкого применения данного способа бурения в соответствующих условиях: породы средней твердости и выше, при эксплуатационной разведке месторождений цветных и благородных металлов, а также перспективных в настоящее время урановых месторождений, при бескерновом бурении или бурении с отбором шлама.

Как известно, под механическим ударом понимается совокупность быстротечных явлений, возникающих из-за кратковременного действия весьма больших сил. Для удара характерны резкие изменения скоростей

точек тела. Проблемы ударов являются актуальными в различных областях современной техники, не всегда причиняют вред, а в нашем случае лежат в основе полезных технологических процессов бурения.

Силовые импульсы, формируемые бойками ударных узлов бурильных машин, имеют длительность всего несколько сотен микросекунд ($\Delta t = 200 \dots 600$ мкс), тогда как величина силы за короткий промежуток времени Δt возрастает до десятков тонн.

Исследования и научное обоснование сложных динамических эффектов при таком способе бурения и найденные на их основе конструктивные решения обеспечат высокий коэффициент передачи энергии силового импульса к разрушаемой горной породе и, как следствие, высокую стойкость соединений бурильных труб.

Рассматривая физическую сущность процесса бурения, его можно разделить на несколько этапов.

I. Нагружение инструмента при вращательно-ударном способе бурения производится за счет энергии прямолинейно-поступательного движения бойка ударного механизма. В течение цикла кинетическая энергия бойка переходит в энергию волны продольных колебаний бурильной трубы (падающего импульса).

II. Распространяясь по колонне труб со скоростью звука (5100–5200 м/с) и проходя через существующие соединения, волна теряет часть своей энергии. Эти потери определяются формой падающего импульса, параметрами соединений, геометрией бурильных труб, свойствами их материала, жесткостью взаимодействия контактирующих поверхностей и рядом других факторов.

III. При достижении импульсом границы «инструмент – порода» происходит воздействие на породу в результате преобразования энергии продольных волн в работу по ее разрушению. Энергия импульса, идущая на разрушение породы, может быть определена как разница энергий падающей и отраженной волн.

IV. Часть энергии в виде импульса отражается от ГП. Отраженный импульс и его параметры определяются ситуацией на границе «инструмент – среда» и параметрами падающего импульса. Соотношение между энергиями падающего и отраженного импульсов, таким образом, зависит от формы падающего импульса. Если усилие, развиваемое импульсом, велико по сравнению с необходимым для внедрения в среду, то отразится импульс растяжения. Если уровень усилия, развиваемый импульсом, недостаточен для проникновения инструмента в обрабатываемую среду, то импульс почти полностью отразится в виде волны сжатия.

Для целей совершенствования техники вращательно-ударного бурения, основываясь на научных исследованиях, могут быть сделаны следующие выводы.

Для участков колонны бурильных труб постоянного сечения установлена зависимость эффективности передачи энергии импульса по участкам колонны бурильных труб постоянного сечения от частотных характеристик силовых импульсов и геометрических параметров труб: увеличение наружного радиуса и уменьшение относительной толщины стенки приводит к уменьшению частоты загибания бурового инструмента. Таким образом, если спектр импульса, возбужденного бойком в бурильных трубах, имеет такую форму, что распределение энергии по частотам большим некоторой частоты загибания волновода относительно мало, то импульс будет распространяться по трубам практически без искажения формы. В противном случае его энергия расходуется на возбуждение поперечных радиальных и изгибных волн, которые не создают продольных перемещений коронки, что приводит к уменьшению коэффициента полезной работы бурильной машины.

Суммарные нагрузки, действующие в соединении при вращательно-ударном нагружении, складываются из нагрузок, вызванных действием усилия подачи бурильной колонны на забой скважины, крутящего момента и нагрузок, возникающих при прохождении продольной волны. Повышение долговечности резьбовых соединений бурильных труб в полной мере может быть реализовано лишь на основе объективной всесторонней оценки этих нагрузок, а также напряжений, которые испытывают отдельные элементы соединений.

Исследования изменения нормальных и касательных напряжений в элементах ниппельных соединений при вращательно-ударном нагружении бурильной колонны позволили сделать следующие выводы [7].

При продольном ударе по колонне бурильных труб циклы нагружения элементов резьбовых соединений определяются особенностями их конструкций. Наличие буртика, расположенного в средней части ниппеля, приводит к увеличению напряжений в элементах соединений при продольном ударе. Так, элементы соединительных узлов, у которых на ниппеле по окружности впадин резьбы выполнены кольцевые проточки, работают по знакопостоянному асимметричному циклу нагружения, а элементы соединений, у которых на ниппеле выполнен буртик, работают по различным циклам нагружения: бурильные трубы – по знакопостоянному, а ниппель – по знакопеременному асимметричному циклу нагружения.

Волны напряжений изгиба в бурильных трубах и ниппелях возникают как за счет нецентрального удара бойка по хвостовику, так и за счет продольной волны сжатия при прохождении ее через резьбовое соединение труб. Установлено, что напряжения изгиба в ниппеле линейно увеличиваются с повышением скорости удара бойка и практически не зависят от усилия подачи и крутящего момента.

При наличии значительного крутящего момента, характерного для бурильных машин вращательно-ударного действия, расчет максимальных напряжений изгиба в соединительных элементах бурильных труб можно вести по формуле, предложенной Токаока для цельных труб, изменив только один опытный коэффициент [7].

При одновременном действии крутящего момента, осевого усилия подачи и ударной осевой нагрузки статические касательные напряжения в ниппеле значительно уменьшаются по сравнению с теми же напряжениями, вызванными действием только крутящего момента, что необходимо учитывать при проектировании или расчете на прочность соединительных элементов бурильных труб.

Хотя отечественными и зарубежными учеными проведены обширные исследования по изучению механизма разрушения горных пород ударной нагрузкой, считается, что этот процесс изучен еще недостаточно. По мнению ряда ученых [6] с момента соприкосновения коронки (индентора) с образцом породы в последней созда-

ется уплотненная зона или уплотненное ядро. Когда напряжение в уплотненном ядре достигнет некоторой величины в породе под ядром образуются волосяные трещины. Разрушение породы начинается значительно раньше образования «клина» под пуансоном. Следовательно, образование «клина» или «конуса» это не причина разрушения, а форма разрушения образца.

После образования трещин под ядром напряжение в породе перераспределяется и концентрируется по границам разрыва, что приводит к развитию новых трещин, которые распространяются по породе в направлении удара. Некоторые трещины при этом выходят на поверхность.

Как правило, с увеличением энергии удара энергоемкость процесса разрушения породы уменьшается, то есть повышается эффективность бурения. В настоящее время увеличение энергии удара ограничивается недостаточной прочностью бурового инструмента.

Выдвинуты гипотезы о разрушении породы под действием ядра из мелко раздробленного материала, действующему подобно гидравлическому клину [2].

Разрушение породы объясняют также волновым характером распространения напряжений в породе, когда амплитуда падающей волны превосходит предел прочности материала на сжатие (образование уплотненного ядра) и амплитуда отраженной волны растяжения превосходит предел прочности породы на разрыв (образование воронки разрушения) [4].

Разработана теория механизма разрушения [1], по которой при ударе на поверхности породы образуется круговая трещина. Увеличение амплитуды напряжения приводит к появлению и развитию концентрических трещин, отделяющих от массива усеченный конус и имеющих ориентацию в направлении удара под некоторым углом к поверхности. Затем внутри конуса образуются осевые трещины, развивающиеся от оси действия силы по направлению к боковой поверхности конуса. После образования осевых трещин, усеченный конус представляет собой зону раздробленного материала. Раскрытие конуса, выкол и выброс консольной части протекают под действием нагрузки взрывоподобно, за короткий промежуток времени. Осевые трещины распространяются на глубину большую, чем размеры воронки.

Разрушение ограничивается образованием ядра разрушения и развалом конуса. Основными в этом процессе являются растягивающие напряжения, которые приводят к образованию всех видов трещин (контурных, конических и радиальных). Поскольку трещины стремятся сомкнуться, то время приложения нагрузки и продолжительность силового импульса играют существенную роль в процессе разрушения. Причиной разрушения горной породы является деформация под уплотненной ядром разрушения зоной. Развитие трещин под уплотненной зоной происходит в направлении удара, причем трещины, образующиеся под острым углом к поверхности выходят на поверхность вне зоны контакта инструмента с породой. Глубина трещин при других равных условиях зависит от амплитуды силового импульса.

При вращательно-ударном бурении разрушение горной породы происходит под действием ударной нагрузки и крутящего момента одновременно, а между ударами - только под действием крутящего момента и осевого усилия.

Разрушение горной породы ударной нагрузкой мало зависит от усилия подачи, а в большей степени определяется формой и амплитудой силового импульса в бурильной трубе, которые в свою очередь зависят от оптимального положения хвостовика в бурильной машинке и постоянства точки соударения бойка и хвостовика.

Эффективность вращательно-ударного бурения при достаточной мощности вращателя зависит в первую очередь от усилия подачи.

Большое усилие подачи связано со значительным внедрением инструмента в породу в момент, предшествующий удару и, следовательно, с большим крутящим моментом.

После приложения ударной нагрузки разрушение породы происходит под действием крутящего момента, начиная со дна воронки, причем среднее усилие подачи значительно выше усилия, которое может развить подающий механизм. Таким образом, эффективность вращательно-ударного бурения при постоянной ударной нагрузке зависит от усилия подачи не только за счет разрушения породы при вращательном бурении, но и за счет оптимального соотношения ударной нагрузки и крутящего момента [6].

При таком способе бурения трещина и микротрещины распространяются под углом к поверхности забоя на значительную глубину внутрь породы и имеют тенденцию к выходу на поверхность в некотором удалении от места приложения нагрузки. Длина трещин при таких условиях будет больше, чем зона их распространения при осевых ударных нагрузках.

Величина объемной работы разрушения [6] горных пород с крепостью $f = 6 \dots 10$ для вращательного бурения равна $(108 \dots 137) \cdot 10^6$ Дж/м³.

Следовательно, приложение ударной нагрузки к породе под оптимальным углом к поверхности разрушаемой породы наиболее целесообразно. Решающее влияние на характер и эффективность ударного скола горных пород оказывает выбор оптимального угла атаки [6]. Установлена эмпирическая зависимость:

$$\psi = \frac{f}{f + 1,1h} 60^\circ,$$

где ψ - оптимальный угол атаки, град;

h - глубина стружки, см;

f - коэффициент крепости породы.

При малой толщине стружки h угол атаки примерно равен 60° . Такое же оптимальное значение угла атаки определено в работе [3] при разрушении крепких углей ударными нагрузками, приложенными под углом к

поверхности забоя. Диаметр скважин при бурении колеблется в пределах 40...70 мм. В этом случае отношение горизонтальной составляющей ударной нагрузки к вертикальной должно быть $k = 0,58$.

Поскольку горизонтальная составляющая ударного усилия может быть подведена к коронке на длинной трубе только при приложении импульсного крутящего момента, а величина осевой нагрузки от удара достигает значений $(5 \dots 10) \cdot 10^4$ Н, то величина импульсного крутящего момента должна быть в пределах $(5 \dots 10) \cdot 10^2$ Нм.

Литература

1. Александров Е.В., Соколинский В.Б. Прикладная теория и расчеты ударных систем. – М.: Наука, – 1969. – 199 с.
2. Горбунов В.Ф. Исследование рабочих процессов и вибрации пневматических молотков: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Томск, 1964. – 32 с.
3. Иванов К.И., Латышев В.А., Андреев В.Д. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 272 с.
4. Кольский Г., Рейдер Д. Волны напряжений и разрушение: сб. "Разрушение", Том 1.-М.: Изд."Мир".- 1973.
5. Патент на полезную модель 201010418 Российская Федерация. Ниппельное соединение буровых штанг / А.П. Колодин, А.В. Шадрина, А.А. Казанцев, Л.А. Саруев, А.Л. Саруев; опубл. 10.07.2010. Бюл. № 19.
6. Рындин В.П., Смирнова Т.В. Волновые процессы в штангах бурильных машин ударного действия : Монография. – Кемерово, 2009. – 190 с.
7. Саруев Л.А., Шадрина А.В., А.Л. Саруев Экспериментальная оценка напряжений в ниппельных соединениях бурильных труб при вращательно-ударном нагружении // Известия Томского политехнического университета. – Томск: Издательство Томского политехнического университета. – 2010. – Том 317. - № 2. – С. 78–83.
8. Шадрина А.В., Саруев Л.А. Закономерности распространения силовых импульсов по колонне бурильных труб к породоразрушающему инструменту: монография. - Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 115 с.

Секция 17

ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

ИЗОЛЯЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЭКРАНОВ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ОПЛАВЛЕННОМ СОВМЕСТНО С ГРУНТАМИ СОСТОЯНИИ (ПМО)

Д.О. Акименко

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В данной статье описывается проблема воздействия отвала хвостов ЗАО «Золото Северного Урала» на окружающую среду.

В процессе исследований был произведен вещественный анализ компонентов хвостов, результаты которого стали основой для разработки технологии. Особое внимание уделялось консервации и пылеподавлению отвала, как техногенного месторождения.

Технологические процессы горнодобывающей и горно-перерабатывающей промышленности неразрывно связаны с потреблением природных ресурсов и формированием разнообразных отходов, накапливающихся в окружающей природной среде. Так и на ЗАО «Золото Северного Урала» одной из основных экологических проблем является накопление и негативное воздействие минеральных отходов обогащения на компоненты окружающей среды.

ЗАО «Золото Северного Урала», ведет разработку Воронцовского золотосеребряного месторождения уже на протяжении 10 лет и входит в группу лидеров, среди золотодобывающих предприятий Урала. На 2008 год добыча золота составила 25 тонн. Разработка месторождения осуществляется открытым способом в Красноуральском районе Свердловской области п. Воронцовка. На предприятии ведется переработка двух типов руд: окисленных методом кучного выщелачивания и первичных методом сорбции на уголь (СІР).

Технология извлечения драгоценных металлов выщелачиванием с использованием цианидов на данном этапе развития человечества является как самой эффективной, процент извлекаемого металла от его общего содержания в перерабатываемой руде может составлять до 96 %, так и одной из вреднейших технологий, оказывающей негативное воздействие на окружающую природную среду.

Производственная мощность предприятия с 2011 увеличится до 900 тыс. тон руды в год, на данный момент мощность накопления промышленных отходов составляет около 700 тыс. тон в год.

В связи с реконструкцией цеха переработки первичных руд с целью увеличения производительности, количество заскладированных хвостов выщелачивания (кек) составит 18 млн. т.

Отвал кека, являющийся объектом длительного размещения отходов и постоянного их накопления, к настоящему времени содержит около 6 млн. т. хвостов. Общая площадь территории занимаемой отвалом составляет 136,6 га.

Кек является высокодисперсным материалом, в котором общее содержание фракции +0,071 мм – 2,75%, -0,071 мм – 97,25 %. По крупности можно выделить три основных класса образующих материал пробы:

- песчаная фракция (-0,25 +0,05 мм) – 6,82 %;
- пылеватая фракция (-0,05 +0,005 мм) – 56,71 %;
- материал, относящийся по крупности к фракции глин (-0,005 мм) – 36,47 %.

Отходы выщелачивания, имеющие прямой контакт с природной средой, во времени подвергаются ветровой и водной эрозии, это, в свою очередь, приводит к загрязнению плодородного слоя почв, приземных слоев атмосферы, поверхностных и подземных вод.

Кроме того, главную опасность представляет пыление отвала пылью неорганической с содержанием SiO₂ 20–70 %. Также при подобных явлениях опасность представляет накопление загрязняющих веществ в поверхностных слоях почвы (синильная кислота, Fe, Mg и т.д.) и их взаимодействие с природными элементами, приводящее к нарушению баланса в окружающей среде. Расположение отвала на территории промышленной площадки обуславливает его прямое воздействие на человека.

Важными факторами, определяющими распространение вредных веществ и характеризующими аэрозольное загрязнение, являются состав и объем отходов в техногенных массивах, состав смесей веществ в сочетании с продуктами их химического взаимодействия, содержание воды и гигроскопичность, неоднородность и плотность тела массива, наличие экранирующих слоев, дренажи, а также климатические условия.

Актуальность работы по данному направлению состоит в том, что разработка методов снижения воздействия отвала на окружающую среду, поможет также сохранить ценный компонент, содержащийся в кеке в количестве 20 % от начального. Хвосты цианирования на Воронцовском месторождении содержат от 1 г/т до 1,24 г/т золота, что характеризует рассматриваемый объект как техногенное месторождение бедных золотосодержащих руд.

В этой связи, целью проводимых исследований является снижение воздействия отвала (хвостохранилища полусухого типа) – техногенного месторождения ЗАО «Золото Северного Урала» на атмосферный воздух, почвенно-растительный покров и природные воды, а также предотвращение потерь потенциального минерального сырья вследствие ветровой и водной эрозии путём консервации техногенного месторождения.

Проведенный анализ существующих методов экранирования и пылеподавления отходов показал, что применяемые в настоящее время методы (экранирование глинистыми слоями, плёнками из полимерных материалов, отходами нефтепереработки и пр.) имеют существенные недостатки (ухудшающиеся со временем изоляционные свойства, возможность перфорации, загрязнение вод поверхностного стока и пр.). В этой связи возникла необходимость разработки надежного, экологически безопасного и экономически эффективного способа изоляции техногенного месторождения на основе формирования экранов из полимерных материалов в оплавленном совместно с грунтами состоянии (ПМО).

Разработанная технология консервации техногенного месторождения заключается в планировании поверхности хвостохранилища, проведении дренажных мероприятий, укладке отходов полимерных материалов и наполнителей, нагрева смеси экранирующего слоя до температуры плавления композиционного материала, составляющей 150–170 °С.

Для создания эффективных экранирующих покрытий необходимо провести так же исследования:

- структуры и свойств ПМО и их зависимости от параметров технологии формирования экрана.
- закономерностей старения ПМО при воздействии климатических и эксплуатационных факторов;
- влияния на структуру и свойства ПМО ультрадисперсных наполнителей и возможности улучшения таким способом эксплуатационных характеристик покрытий.

Предлагаемый способ консервирования отходов обогащения позволит:

- повысить прочность и тем самым сохранить форму покрытия на длительный срок;
- упростить, повысить технологичность процесса получения покрытия, способного реализовать гидроизоляционные свойства в условиях постоянной ветровой нагрузки и воздействия атмосферных осадков, а также в условиях контакта с режущими и колющими предметами или осколками и т. д.;
- уменьшить водопоглощение покрытия за счет термического взаимодействия композиционного материала и грунтового основания;
- решить основную проблему экранов, а именно разрушающее действие солнечной радиации, нанесением недорогого изолирующего слоя из гравия, гальки и подобных крупнозернистых материалов;
- существенно снизить стоимость экранирования и снизить загрязнение окружающей среды за счет использования и отходов полиэтилена и полипропилена;
- сохранить ценные компоненты, содержащиеся в промышленных техногенных образованиях, которые могут быть использованы в будущем, а в настоящее время представляют собой угрозу нарушения естественного состояния окружающей среды и условий существования человека.

На данное время представленный проект находится на стадии разработки и исследований. Реализация его позволит предприятию снизить нагрузку на ОС, изолировать техногенное месторождение и тем самым, в дальнейшем, получить положительный экономический эффект.

Литература

1. Ветошкин А.Г. Защита литосферы от отходов. – М., 2005.
2. О состоянии окружающей природной среды Российской Федерации в 1998 году // Государственный доклад. – М., 1999.
3. Мониторинг состояния и управления деятельностью экологически опасных объектов при добыче и переработке полезных ископаемых. – Санкт-Петербург: Изд. СПГИ (ТУ).

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

Т.А. Анциферова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время безопасность в природно-техногенной сфере является важнейшей проблемой во всем мире. События последнего времени отчетливо показали человечеству, что научно-технический прогресс несет не только благо. Интенсивная хозяйственная деятельность, рост промышленного производства, повышение его концентрации и сложности, стремительное развитие городов и промагломераций неразрывно связано с усилением воздействия на окружающую среду, увеличением вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) и аварий как техногенного, так и природного характера.

Так, во многих промышленных регионах России сформировалась сложная экологическая обстановка. Опасность сложившейся ситуации характеризуется, в частности, следующими данными Госкомэкологии России: в настоящее время территория с крайне неблагоприятными экологическими условиями составляет до 17 % общей площади страны и на ней проживает 30-40 % населения России; более 40 % объема сточных вод, сброшенных в водоемы, отнесено к категории загрязненных, и, как следствие, около половины населения России использует для питья воду, не соответствующую гигиеническим нормам. В ряде регионов антропогенные нагрузки дав-

но превысили установленные нормативы. Сложилась критическая ситуация, при которой возникают значительные изменения ландшафтов, происходит истощение и утрата природных ресурсов, значительно ухудшаются условия проживания населения, что в итоге приводит к росту заболеваемости населения.

В связи с этим в обществе нарастает беспокойство по поводу состояния природной среды, неоправданно интенсивного использования природных ресурсов, уменьшения биоразнообразия и растущей аварийности объектов техносферы. Так, по данным ВЦИОМ (Всероссийский Центр Изучения общественного Мнения), в течение последних четырех лет снижается доля россиян, оценивающих экологическую обстановку в месте своего проживания как благополучную: с 44 % в 2005 году до 39 % в текущем году. Как и ранее, преобладают негативные оценки (58 %): 49 % состояние окружающей среды кажется скорее неблагоприятным, 9 % – катастрофическим.

Одними из наиболее опасных техногенных источников воздействия на человека и объекты природной среды являются предприятия минерально-сырьевого комплекса (МСК), в частности нефтеперерабатывающие предприятия (НПП). НПП являются сложными высокотехнологичными промышленными предприятиями с высокой энергоемкостью и концентрацией токсичных, пожаро- и взрывоопасных веществ. В большинстве случаев, даже при нормальном функционировании этих объектов, имеет место выброс в атмосферу или сброс в водную среду тех или иных загрязняющих веществ.

Основными веществами, загрязняющими атмосферный воздух в результате деятельности НПП, являются углеводороды – 58,5 %; оксиды серы – 16,5 %; оксиды азота – 1,8 %; оксиды углерода – 17,1 %; твердые вещества – 4,2 % (по данным ООО «ПО «КИНЕФ»). Выбросы в атмосферный воздух специфических веществ (аммиака, ацетона, фенола, ксилола, толуола, бензола) составляют приблизительно 2 %.

Со сточными водами нефтеперерабатывающих предприятий в водоемы поступает значительное количество нефтепродуктов, сульфидов, хлоридов, соединений азота, фенолов, солей тяжелых металлов, взвешенных веществ и др.

Также на нефтеперерабатывающих заводах происходит загрязнение почвенного слоя нефтепродуктами на значительную глубину, а в подпочвенных горизонтах образуются линзы нефтепродуктов, которые мигрируя с грунтовыми водами, загрязняют окружающую среду и создают аварийные ситуации на водозаборных сооружениях.

В результате этих выбросов и сбросов в зоне влияния НПП, сегодня имеет место превышение среднегодовых предельно-допустимых концентраций в атмосферном воздухе и поверхностных водных объектах, загрязнение подземных вод. Высокая степень загрязнения атмосферного воздуха и воды приводит к накоплению загрязняющих веществ в почвах.

Тем не менее, по сравнению со штатными режимами эксплуатации, наиболее масштабные и опасные техногенные загрязнения происходят при авариях и ЧС. Так аварийные выбросы и сбросы (разливы) нередко приводят к катастрофическим последствиям. Известно, что ежегодно в мире на нефтеперерабатывающих предприятиях происходит до 1500 аварий, 4 % которых связаны с массовой гибелью людей; материальный ущерб в среднем составляет свыше 100 млн. долл. в год. Аварийность предприятий непрерывно растет. Так, в США за тридцать лет число аварий в нефтепереработке увеличилось в 3 раза, число человеческих жертв – почти в 6 раз, материальный ущерб – в 11 раз [2]. Не лучше обстоят дела и в российской нефтеперерабатывающей промышленности. Ежегодно на предприятиях отрасли происходит порядка 50 крупных аварий и около 20 тыс. случаев, сопровождающихся значительными разливами нефти, гибелью людей, большими материальными потерями. Ситуация осложняется тем, что на отечественных объектах по переработке нефти в основном отсутствуют надежные системы предотвращения и локализации аварийных ситуаций.

Таким образом, в настоящее время проблема предупреждения техногенных происшествий (аварий и ЧС) на НПП приобретает особую актуальность. Для решения этой проблемы необходимо проводить изучение и оценку экологической ситуации, прогнозирование развития опасной ситуации, а также выявлять виды опасности, и оценивать уровень риска их возникновения.

Задачи, связанные с оценкой экологического риска и разработкой мер по его снижению, требуют учета таких факторов, как вероятность осуществления нежелательных событий и эколого-экономических последствий наступления этих событий (аварий, чрезвычайных ситуаций, утечек и т.д.).

Выделяют качественный и количественный анализ риска возможных аварий. Качественный анализ представляет собой выявление опасностей, определение возможных сценариев аварий, а также причин и факторов их реализации. Выполняя данный анализ главное не пропустить важных обстоятельств и подробно описать все возможные аварийные ситуации. По результатам качественного анализа проводится количественное определение вероятности наступления того или иного события, то есть численное выражение риска.

Главной особенностью НПП является наличие большого количества пожаро- и взрывоопасных веществ. Исходя из их физических и химических свойств, возможны аварии, сопровождающиеся взрывами, пожарами, факельным горением и выбросами токсических веществ. Основными поражающими факторами в случае аварии являются тепловое излучение, открытое пламя, ударная волна и осколки разрушенного оборудования; не исключены отравления персонала и населения аварийно химически опасными веществами.

Развитие аварийной ситуации, как правило, начинается с разгерметизации технологического оборудования, сопровождающейся выделением опасного вещества в окружающее пространство. Локальные утечки опасных веществ чаще всего происходит через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру. Неконтролируемое развитие аварийной ситуации может привести к полному разрушению оборудования и выбросу больших количеств опасного вещества. Более редкими являются аварии, развитие которых сразу начинается с полного разрушения одного или нескольких аппаратов.

Для определения вероятности того или иного сценария аварии предлагается использовать метод логического анализа ошибок (ЛАО). Основным преимуществом данного метода является возможность выявления системно-логических цепочек, предпосылок и источников сбоев в работе, которые могут привести к авариям. В основе метода лежит выявление логических связей элементарных событий.

Для этого строится «дерево событий» (ДС), приводящих к аварийной ситуации. Основной целью построения дерева событий является определение всего ряда факторов, непосредственное действие которых может вызвать аварийную ситуацию в последовательности от общих событий к более частным.

Предлагаются следующие этапы построения ДС и анализа исследуемого объекта:

1. Определение верхнего нежелательного событий (ВНС). Для определения ВНС реальной аварии используются методы идентификации опасности, выявленной при анализе отказов, нарушений и ошибок операторов, документации по ремонту оборудования, диспетчерских журналов или другой аналогичной информации, накопленной за время многолетней эксплуатации промышленного объекта.

2. Сбор сведений о работе системы, подлежащей анализу, всей информации, которая может помочь разобраться в принципах работы данной системы: принципиальные схемы, карты технологического процесса, схемы трубопроводов и приборного оснащения, технологический регламент, инструкции и т.д.

3. Последовательное определение тех событий, которые привели к ВНС при определенных условиях, и детальное рассмотрение для каждого из этих событий факторов, его вызывающих.

Для количественной оценки риска необходимо произвести расчет вероятности каждого элемента диаграммы ЛАО. Она проводится на основе статистического анализа отказов аналогичного оборудования, показателей надежности и безопасности, после чего проводится качественный анализ. Он заключается в сопоставлении различных путей развития аварии от начальных событий к ВНС и выявлении критических (наиболее опасных) сценариев, приводящих к аварии. Качественный анализ позволяет выявить исходные события, способствующие наступлению ВНС и выявить события, наступление которых должно быть исключено для предотвращения ВНС.

Таким образом, метод ЛАО особенно эффективен в тех случаях, когда сложная проблема может быть расчленена на то или иное количество сравнительно простых задач, каждая из которых решается отдельно, после чего производится своеобразный синтез сложного решения [2]. В процессе прогнозирования чрезвычайных ситуаций и их моделирования использование данного метода позволяет выявить основные сценарии аварий, включающих несколько событий, и рассчитать вероятность их реализации, определить количественные характеристики риска, ранжировать по степени опасности звенья технологического процесса.

Работа проведена при поддержке ФПЦ «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

Литература

1. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем. – М.: Изд-во Химия, 2002. – 609 с.
2. Бурков В.Н., Грацианский Е.В., Дзюбко С.И., Щелкин А.В. Модели и механизмы управления безопасностью. – М.: Изд-во СИНТЕГ, 2001. – 160 с.

МОНИТОРИНГ АНТРОПОГЕННОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ КАК ФАКТОР РИСКА ЗДОРОВЬЮ ЧЕЛОВЕКА

В.Ю. Асянина

Научный руководитель доцент И.Б. Мовчан

**Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова
(технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия**

В настоящее время невозможно отрицать существование экологически обусловленных болезней, происхождение которых связано с негативным воздействием среды обитания, в том числе – с недостаточностью или же с избытком поступления в организм различных химических веществ. К числу загрязнителей, прежде всего, относятся некоторые тяжелые металлы, которые попадая в наш организм, остаются там навсегда. Достигая определенной концентрации в организме, они вызывают различные мутации и отравления. Кроме того, они механически засоряют организм человека – ионы тяжелых металлов оседают на стенках систем организма и загрязняют каналы печени и почек, таким образом, снижая фильтрационную способность этих органов. Соответственно, это приводит к накоплению продуктов жизнедеятельности клеток нашего организма и токсинов, т. е. самоотравлению организма, т.к. именно печень отвечает за переработку ядовитых веществ, попадающих в наш организм, и продуктов жизнедеятельности организма, а почки – за их выведение [1].

В современных условиях, когда процесс взаимодействия человека и внешней среды приобретает весьма сложный характер, научные исследования, направленные на изучение механизмов этого взаимодействия особенно актуальны. Это позволяет разработать мероприятия, направленные как на охрану объектов окружающей среды, так и на сохранение здоровья человека. Все возрастающее антропогенное загрязнение внешней среды стало одной из важнейших проблем здравоохранения, а ущерб, наносимый здоровью населения, – самым грозным последствием загрязнения.

Оценка риска здоровью человека, обусловливаемого загрязнением окружающей среды, является сейчас одной из главных проблем экологии, решение которой требует создания информационного объединенного фонда экологического и медицинского мониторинга в виде автоматизированных баз данных. Кроме того необходимо

разработать концептуальную модель исследуемой предметной области, определяющей перечень необходимых показателей и структуру информационных потоков с указанием взаимосвязей между ними.

Методологические подходы к анализу состояния здоровья населения с учетом экологического состояния окружающей среды связаны с применением общей теории систем в санитарной гигиене, эпидемиологии и медицинской географии. При этом в качестве основного системообразующего фактора признается заболеваемость населения, а все остальные условия, в том числе и показатели деятельности сети здравоохранения, рассматриваются как воздействующие на здоровье населения параметры.

В имеющейся терминологии подобный медико-экологический мониторинг можно рассматривать как составной блок комплексного геоэкологического мониторинга, основными задачами которого в условиях городской среды являются:

- 1) создание банка данных о состоянии здоровья населения и окружающей среды;
- 2) оценка экологической и медицинской ситуации и их сравнение с принятыми нормативными критериями (санитарными и гигиеническими нормативами);
- 3) определение экологических факторов риска увеличения уровня заболеваемости и выделение «контролируемых» факторов риска;
- 4) контроль за состоянием здоровья населения и качеством окружающей среды, прогноз неблагоприятных медико-экологических ситуаций;
- 5) медико-экологическое зонирование городской территории (оценка комфортности условий жизни населения) в зонах, признанных неблагоприятными [4].

Методология выявления связей в системе «среда-здоровье» обычно базируется на следующих принципах:

1) при оценке воздействия окружающей среды на здоровье населения наиболее часто в качестве основного параметра следует принимать заболеваемость детского населения. Причина в том, что детский контингент – своеобразная индикаторная группа, отражающая реакцию коренного населения на негативные воздействия факторов;

2) в большинстве случаев в связи с загрязнением окружающей среды наблюдается однотипная структура изменения показателей здоровья. Например, отклик организма на уровень атмосферного и почвенного загрязнения среды в порядке убывания образует ряд: иммунологическая реактивность – острые заболевания органов дыхания – отклонения от нормы функциональных и физиологических показателей – рост хронических заболеваний – увеличение частоты врожденных аномалий, новообразований, болезней крови, системы кровообращения, реагирующих на качество среды обитания;

3) среди геоэкологических факторов риска здоровью горожан обычно выделяют уровень атмосферного загрязнения, качество питьевой воды, почвы, характеристику архитектурно-планировочной структуры городского пространства, определяющие комфорт жизнеобеспечения и являющиеся предметом контроля соответствующих мониторинговых природоохранных и гигиенических ведомств [2].

Анализ территориальных факторов риска повышения заболеваемости, построение моделей воздействия факторов среды на здоровье населения и комплексная оценка комфортности городской среды требуют принципиально новых методов накопления и аналитической обработки первичных данных. Такие возможности значительно расширяются в связи с внедрением мониторинговых подходов к контролю за состоянием здоровья населения и общей компьютеризацией здравоохранения, специализированных природоохранных ведомств и служб экологического контроля.

Например, при анализе заболеваний с диагнозом, установленным первично в г. Тихвин Ленинградской области обращает на себя внимание ежегодный рост заболеваемости. Так, она возросла в 1,2 раза в 2008 г. по сравнению с 2007 г. и в 1,4 раза по сравнению с 2006 годом. Наибольший рост заболеваемости с впервые установленным диагнозом отмечается в возрастных группах от 18 лет до 60 лет и старше и от 0 до 14 лет.

Таблица 1

Неинфекционная заболеваемость детей в Тихвинском районе за 2006–2008 гг. (на 100 тыс.)

Дети	2006 г.	2007 г.	2008 г.
Всего	205795,6	244143,8	298219,4
Новообразования	20,5	31,7	148,4
Болезни эндокринной системы и обмена веществ	491,5	845,7	2946,5
Болезни нервной системы	972,8	1088,8	3942,8
Болезни системы кровообращения	163,8	306,6	413,4
Болезни органов дыхания	120417,8	133403,8	174170,6
Болезни органов пищеварения	7864,0	8879,5	13290,9

Мониторинговый подход к охране здоровья населения развивался параллельно с созданием систем мониторинга окружающей среды, внедрением автоматизированных геоэкоинформационных систем в практику природопользования, экологического контроля и природоохранные сферы деятельности в 70–80 гг. В этот период рядом ведущих отечественных и зарубежных научных учреждений было проведено обоснование организаци-

онных, информационных и технических аспектов реализации автоматизированных систем применительно к решению задач мониторинга окружающей среды. В ряде промышленно развитых стран Западной Европы (Швеции, Финляндии, Дании, Германии), а также США и Японии уже в начале 60-х гг. стали формироваться автоматизированные банки медицинских данных.

Около 18–20 % заболеваний населения связано с воздействием факторов окружающей среды. Все возрастающее количество конкретных региональных исследований позволяет проследить некоторые общие закономерности корреляционных связей между качеством среды обитания и заболеваемостью населения [3]. Необходимо выйти на качественно новый уровень и не только обосновать прогнозные экспертные оценки экологической ситуации на основе мониторинга, но и целенаправленно и оперативно разрабатывать стратегию принятия адекватных решений органами экологического контроля и здравоохранения.

Работа проведена при поддержке ФПЦ «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы.

Литература

1. Алексеев В.П. Очерки экологии человека. – М.: Наука, 1993. – 191 с.
2. Буштуева К.А., Случанко Н.С. Методы и критерии оценки состояния здоровья населения в связи с загрязнением окружающей среды. – М.: Медицина, 1979. – 159 с.
3. Касимов Н.С., Перельман А.И. Геохимические принципы эколого-географической систематики городов // Вестник Московского университета. Серия география. – М., 1993. – № 3. – С. 16 – 21.
4. Трофимов А.М., Панасюк М.В. Геоинформационные системы и проблемы управления окружающей средой. – Казань, 1984. – 142 с.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕРХОВОГО ТОРФА ДЛЯ ИНДИКАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ОТ СЖИГАНИЯ УГЛЕЙ

А.В. Артёмов

Научный руководитель доцент А.М. Межибор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Использование отложений верхового торфа является в настоящее время развивающимся и перспективным направлением в системе методов исследования загрязнений окружающей среды [1, 2, 4]. Верховой торф является удобным материалом при мониторинговых исследованиях хронологии изменения геохимического состава биосферы, так как поступление химических элементов в верховые торфяники происходит преимущественно за счет атмосферных осадков.

Торф способен удерживать осевшие на его поверхность частицы практически в неизменном состоянии благодаря особым свойствам сфагнового мха, слагающего торфяные болота. Кроме того, в торфяных болотах движение воды сильно замедлено и даже незначительные по мощности слои хорошо разложившегося торфа могут служить сильным водупором и избирательным сорбентом тех или иных химических элементов и их соединений. Следовательно, представляется возможным изучить частицы золы от сжигания угля, осевшие на поверхность верховых торфов.

В настоящее время тепловой энергетике принадлежит определяющая роль в производстве электроэнергии во всем мире. В России выработка электроэнергии к 2000 году составила 812 млрд. кВт·ч, в том числе ТЭЦ выработали 550 млрд. кВт·ч. Согласно «Энергетической стратегии России» [6] основой электроэнергетики на перспективу останутся тепловые электростанции, удельный вес которых в структуре отрасли сохранится на уровне 60–70%. Выработка электроэнергии на тепловых электростанциях к 2020 году возрастет в 1,4 раза, и при этом увеличится нагрузка на окружающую среду. Поэтому будущее энергетики будет существенно зависеть от обеспечения допустимого уровня воздействия тепловых электростанций на окружающую среду.

Развитие теплоэнергетики оказывает воздействие на различные компоненты природной среды: на атмосферу (потребление кислорода воздуха (O₂), выбросы газов, паров, твердых частиц), на гидросферу (потребление воды, переброска стоков, создание новых водохранилищ, сбросы загрязненных и нагретых вод, жидких отходов), на литосферу (потребление ископаемых топлив, изменение водного баланса, изменение ландшафта, выбросы на поверхности и в недра твердых, жидких и газообразных токсичных веществ). В настоящее время это воздействие приобретает глобальный характер, затрагивая все структурные компоненты нашей планеты.

Взаимодействие теплоэнергетики и окружающей среды происходит на всех стадиях иерархии топливно-энергетического комплекса: добыче, переработке, транспортировке, преобразовании и использовании тепловой энергии [3, 6]. Это взаимодействие обусловлено как способами добычи, переработки и транспортировки ресурсов, связанных с воздействием на структуру и ландшафты литосферы, потребление и загрязнение вод морей, озёр, рек, изменением баланса грунтовых вод, выделением теплоты, так и использованием тепловой энергии от источников [3, 6].

Загрязнение воздуха от сжигания углей в основном связано с пылевыми частицами, SO₂, NO_x, углеводородами и микроэлементами. Пылевые частицы, вызывающие наибольшую озабоченность – это угольная пыль, летучая зола, дым или копоть и кислые аэрозоли. Другим важнейшим загрязнителем являются оксиды серы, несмотря на применение процессов сероочистки на угольных станциях. При высокотемпературном сжигании угля

выделяются оксиды азота, в основном NO и NO_2 , которые вместе называют NO_x , их количество зависит от температуры, соотношения количества топлива и воздуха, типа горелки и содержания азота в угле. При сжигании угля выделяется в огромных количествах и углекислый газ [3].

Так как пылевые частицы, поступающие в атмосферный воздух при сжигании углей, представляют собой достаточно серьезную экологическую озабоченность и недостаточно изучены, то их исследования в верховом торфе с использованием современных методов (например, электронной микроскопии) позволит изучить их количественный и качественный состав. Кроме того, использование верховых торфяников как архивов загрязнения представляет возможным проследить хронологию поступления частиц летучей золы, как например, это было сделано с использованием донных отложений (рис.) [7].

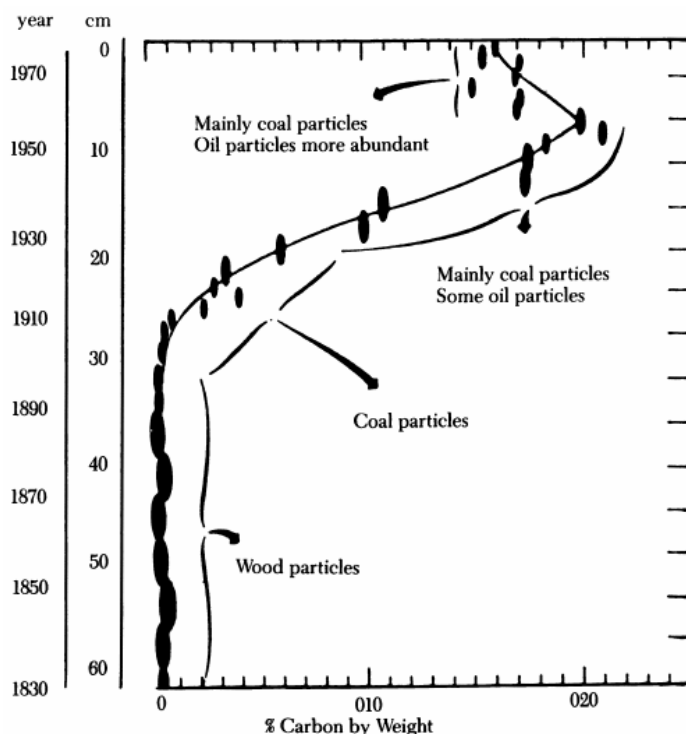


Рис. Угольные частицы (>38 мкм) в разрезе Озера Мичиган [7]

Таким образом, верховой торф является удобным материалом при исследованиях геохимического состава биосферы, так как поступление химических элементов в верховые торфяники происходит преимущественно за счет атмосферных осадков. Развитие теплоэнергетики оказывает воздействие на различные компоненты природной среды, в том числе на атмосферу. Пылевые частицы от сжигания углей, вызывающие наибольшую озабоченность — это угольная пыль, летучая зола, дым или копоть и кислые аэрозоли. Так как пылевые частицы, поступающие в атмосферный воздух, представляют собой серьезную экологическую проблему, то в дополнение к существующим методам исследований загрязнения атмосферы от теплоэнергетического производства, представляется возможным изучать частицы золы от сжигания угля (золы-уноса) в торфе с использованием электронной микроскопии.

Литература

1. Бобров В.А., Будашкина В.В., Преис Ю.И., Гавшин В.М. Оценка потоков минерального вещества на основе микрорезового состава торфа Бакчарского болота (Томская область) // Доклады IV-й Международной научно-практической конференции «Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде». — 2006. — Т. 1. — С. 141 — 148.
2. Гавшин В.М. Сухоруков Ф.В., Будашкина В.В., Мельгунов М.С., Бобров В.А. Свидетельства фракционирования химических элементов в атмосфере Западной Сибири по данным исследования верхового торфяника // Геохимия. — 2003. — № 12. — С. 1337 — 1344.
3. Гао Ц. Уголь, горючий сланец, природный битум, тяжелая нефть и торф // Энциклопедия систем жизнеобеспечения. Том 2. — М.: Изд. Дом МАГИСТР-ПРЕСС, 2005. — С. 514 — 515.
4. Межибор А.М. Экогеохимия элементов-примесей в верховых торфах Томской области: Автореферат. Дис. ... канд. геол.-минер. наук. — Томск, 2009г. — 22 с.
5. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.
6. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы-примеси в ископаемых углях. — Екатеринбург: УрО РАН, 2005. — 648 с.

7. Griffin J.J., Goldberg E.D. Sphericity as a characteristic of solids from fossil fuel burning in a Lake Michigan sediment // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1981. – № 45. – P. 763 – 769.

**ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛОЖЕНИЯ ГЮБНЕРИТОВОГО
КОНЦЕНТРАТА СПЕКАНИЕМ С СУЛЬФАТОМ НАТРИЯ**

Б.С. Аюшиева

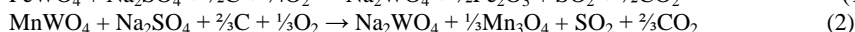
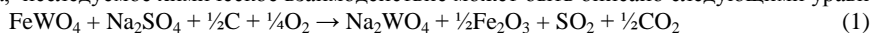
Научный руководитель доцент Е.В. Золтоев

Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

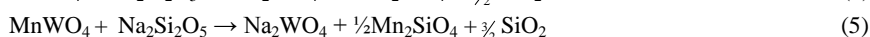
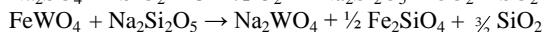
Известно, что в отечественной промышленности спекание или сплавление с карбонатом натрия или другими щелочными реагентами является основным способом разложения вольфрамитовых (гюбнеритовых) концентратов и имеет ряд преимуществ по сравнению с другими способами (автоклавно-содовое, кислотное и др. способы разложения). Однако данный способ характеризуется и существенными недостатками (дороговизна и большой расход реагентов, перевод наряду с вольфрамом в растворимую форму многих сопутствующих примесей, что требует длительной многостадийной очистки растворов вольфрамата натрия) [2]. Спекание с сульфатом натрия имеет некоторое преимущество по сравнению с вышеуказанными способами за счет меньшей реакционной способности по отношению к примесям, относительной дешевизны и распространенности сульфата натрия. Кроме того, процессы спекания (сплавления) с Na_2SO_4 мало изучены и могут представлять как научный, так и практический интерес с целью их применения для технологии переработки вольфрамитовых концентратов.

С целью установления теоретической возможности образования вольфрамата натрия – продукта спекания гюбнеритового концентрата с сульфатом натрия был проведен термодинамический анализ взаимодействия компонентов концентрата с Na_2SO_4 с использованием метода Темкина-Шварцмана в температурном интервале 773,15-1273, 15 К и по программе Тетра в диапазоне температур 298-1523 К и давлении 0,1 МПа. Использование двух методов расчета позволит более точно оценить рассматриваемую систему.

С учетом того, что для осуществления разложения концентрата необходима восстановительная среда углерода, исследуемое химическое взаимодействие может быть описано следующими уравнениями реакций [2]:



Так как в любой вольфрамовой руде одним из основных компонентов является кварц, то имело место изучить вероятность получения вольфрамата натрия через стадию образования метасиликата натрия (реакции 3-5).



Таблицы стандартных величин позволяют определить ΔG_T^0 , ΔH_T^0 и ΔS_T^0 реакций при стандартных условиях. В реальных же условиях нужно учитывать зависимости их от температуры. В литературных источниках приводится ряд методов вычисления зависимости термодинамических параметров от температуры. В нашей работе был использован метод Темкина-Шварцмана как один из самых экспрессивных и табулярных, где изменение свободной энергии Гиббса определяется по формуле [3]:

$$\Delta G_T^0 = \Delta H_{298}^0 - T\Delta S_{298}^0 - T(\Delta aM_0 + \Delta bM_1 + \Delta cM_{-2}) \quad (6)$$

Значения коэффициентов M_0 , M_1 , M_{-2} , a , b , c приведены на рис. 1–3.

В результате проведенных расчетов получены уравнения зависимостей изменения свободной энергии Гиббса (кДж/моль) от температуры для реакций (1)–(5):

$$\Delta G_T^0 = 120510 - 225,00T - T(130,00M_0 - 40,31 \cdot 10^{-3}M_1 + 42,05 \cdot 10^5M_{-2}) \quad (7)$$

$$\Delta G_T^0 = 122300 - 248,12T - T(121,01M_0 - 52,20 \cdot 10^{-3}M_1 + 46,73 \cdot 10^5M_{-2}) \quad (8)$$

$$\Delta G_T^0 = 49400 - 284,84T - T(184,54M_0 - 134,42 \cdot 10^{-3}M_1 + 18,39 \cdot 10^5M_{-2}) \quad (9)$$

$$\Delta G_T^0 = -60437 + 1,38T - T(-8,35M_0 + 52,22 \cdot 10^{-3}M_1 + 13,68 \cdot 10^5M_{-2}) \quad (10)$$

$$\Delta G_T^0 = -67801 - 4,27T - T(-22,80M_0 - 44,01 \cdot 10^{-3}M_1 + 27,70 \cdot 10^5M_{-2}) \quad (11)$$

Рассчитанные по этим уравнениям значения ΔG_T^0 при различных температурах приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчета значений энергий Гиббса для реакций (1-5) в зависимости от температуры

Температура, К	ΔG_T^0 , кДж/моль				
	1	2	3	4	5
773,15	-78,15	-105,46	-210,00	-65,27	-64,73
873,15	-128,00	-142,18	-250,88	-67,74	-61,88
973,15	-164,81	-179,80	-292,78	-70,62	-58,37
1073,15	-202,64	-221,20	-335,24	-73,93	-54,18
1173,15	-241,29	-257,22	-378,09	-77,70	-49,45
1273,15	-280,68	-296,80	-421,15	-81,92	-44,06

Анализ полученных данных показывает, что в указанном интервале температур реакции (1-5) протекают в области отрицательных значений энергии Гиббса и приводят к образованию вольфрамата натрия.

Для подтверждения полученных данных был проведен расчет равновесных концентраций компонентов реакций с использованием автоматизированной системы термодинамических расчетов «TERRA» [6]. Конечным результатом расчетов были значения равновесных молярных концентраций химических соединений (моль/кг), образование которых в данных условиях термодинамически возможно. На их основе построены графики зависимости молярных концентраций образующихся химических соединений исследуемой системы от температуры и давления. Расчеты проводились для исходных веществ, указанных в реакциях (1-5). Термодинамическое моделирование показало, что одним из стабильных продуктов взаимодействия вольфраматов железа и марганца с сульфатом натрия является вольфрамат натрия (реакции 1,2). Также расчеты доказали возможность образования вольфрамата натрия и через стадию взаимодействия кварца с сульфатом натрия (реакции 3-5). На рис. 1, 2, 3 представлены результаты расчетов для реакций (1, 3, 4).

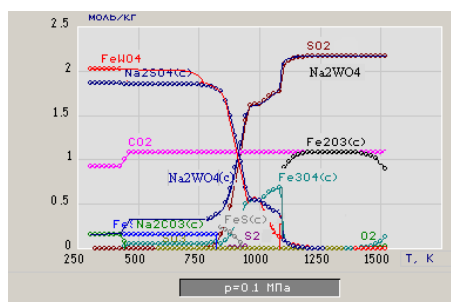


Рис 1. Расчетные значения молярных концентраций образующихся веществ в системе $\text{Na}_2\text{SO}_4\text{-FeWO}_4\text{-C-O}_2$.

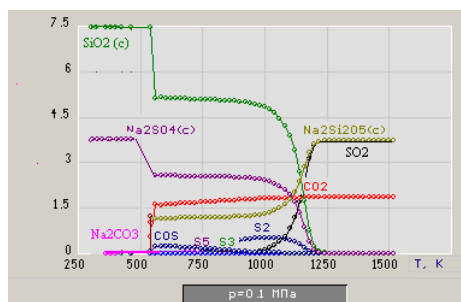


Рис 2. Расчетные значения молярных концентраций образующихся веществ в системе $\text{Na}_2\text{SO}_4\text{-SiO}_2\text{-C-O}_2$.

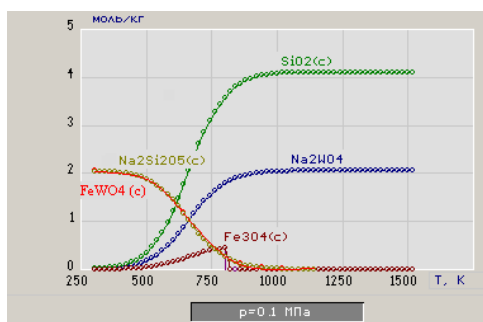


Рис 3. Расчетные значения молярных концентраций образующихся веществ в системе $\text{Na}_2\text{Si}_2\text{O}_5\text{-FeWO}_4$.

Выводы

С использованием метода Темкина-Шварцмана, программного комплекса «Тетра» изучена возможность образования вольфрамата натрия как продукта взаимодействия гюбнеритового концентрата с сульфатом натрия. Термодинамический анализ показывает, что в диапазоне температур 273,15–1273,15 К получение вольфрамата натрия возможно как в результате непосредственного взаимодействия сульфата натрия с гюбнеритом, так и через стадию образования метасиликата натрия.

Литература

1. Барон Н.М., Квят Э.И., Подгорная Е.А. и др. Краткий справочник физико-химических величин. – Л.: Химия, Ленинградское отделение, 1974. – 200 с.
2. Зеликман А.Н., Меерсон Г.А. Металлургия редких металлов. – М.: Металлургия, 1973. – 607 с.

3. Киреев В.А. Методы практических расчетов в термодинамике химических реакций. – М.: Химия, 1975. – 536 с.
4. Наумов Г.В., Рыженко Б.Н., Ходаковский И.Л. Справочник термодинамических величин. – М.: Атомиздат, 1971. – 239 с.
5. Рябин В.А., Остроумов М.А., Свит Т.Ф. Термодинамические свойства веществ. Справочник. – Л.: Химия, 1977. – 392 с.
6. Трусов Б.Г. Программный комплекс TERRA для расчёта плазмо-химических процессов // Матер. 3 Междунар. симп. по теоретической и прикладной плазмохимии. – Плес, 2002. – С. 217 – 218.

ЭЛЕМЕНТЫ НАДЗЕМНОЙ И АКТИВНОЙ ЧАСТЕЙ ЛЕКАРСТВЕННОГО РАСТЕНИЯ КНЯЖИК СИБИРСКИЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ОРГАНИЗМ ЧЕЛОВЕКА

М.А. Белякина

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Княжик Сибирский (*Atragene speciosa* Weinm.) – уникальное растение, издавна используемое в народной медицине. Горячий настой из сухих листьев и стеблей употребляется при нарушениях обмена веществ, при простуде, головной боли, как общеукрепляющее, болеутоляющее, противовоспалительное и бактерицидное средство. Кроме того, в монгольской медицине Княжик Сибирский применяют достаточно широко, в том числе, при раковых опухолях. При этом монгольские врачи утверждают, что для болезней, вылеченных с помощью княжика не наблюдается рецидивов [1]. Несмотря на это, химический состав Сибирской Лианы изучен слабо. Предварительный анализ показал присутствие в нем сапонинов, алкалоидов, протоанемонина, аскорбиновой кислоты, флавоновых и других веществ. Растение ядовито, что дает основание предположить наличие в нем сердечных гликозидов. По исследованиям М.Н.Варлакова (1933), препараты возбуждают сердечную деятельность, подобно кофеину, установлена высокая фитонцидность растения [1]. Таким образом, Княжик Сибирский представляет большой интерес для изучения.

Для исследования были взяты 4 образца Княжика Сибирского из разных районов: Красноярский край, Бирилюсский район, Республика Алтай, Кош – Агачский район, Республика Хакасия, Ширинский район, Республика Хакасия, Ширинский район. Данные образцы были подвергнуты двум видам анализа (эмиссионный спектральный – в лаборатории «Березовгеология», г.Новосибирск и инструментальный нейтронно – активационный – в лаборатории ЯГЛ каф. ГЭГХ ТПУ), которые позволили определить химический состав надземных и активных частей растений. Надземная часть включала все растение за исключением корневой части, а активная – химическую вытяжку из надземной части, используемую для приготовления лекарственных препаратов в фармации.

В надземной части мы получили широкий спектр элементов, который включает такие полезные как кальций (необходим для образования ряда клеточных структур, поддержания нормальной проницаемости наружных клеточных мембран, активации ряда ферментов.), железо (участвует в образовании гемоглобина и некоторых ферментов, основная функция – перенос кислорода в организме), бром (оказывает успокаивающее действие на нервную систему), серебро (обладает антибактериальным, вяжущим и прижигающим действием), а также многие другие: хром, фосфор, магний, калий, натрий, цинк и т.д. [4] Кроме того, в этом списке оказались уран и торий (присутствие которых обуславливается влиянием среды, в которой произрастали образцы) а так же барий.

Целью исследования являлось определить, какие элементы перешли в активную часть растения, используемую в лекарственных целях. Сравнимая среднее значение содержания элементов в надземной части растения с кларком живого вещества, мы получим коэффициент, который позволит судить о биогеохимической специфике растения.[2] В нашем случае многие полученные значения превышают 1, что говорит о видовой специализации растения, а так же о возможном отражении эколого – геохимической специфики территории их произрастания (Шилова и др., 2002). Такими элементами стали: Br, Na, La, Ce, Th, Cr, Hf, Ba, Sr, Tb, Rb, Fe, Ta, Co, Eu, Sb.(Для образца №1: La, Ce, Sm, Tb, Th, Hf, Ta, Sc, Br, Fe; для образца №2: Zn, Sb, Co, Ce, Fe; для образца №3: Sr, Ce; для образца №4: Eu, La, Co, Sr, Sc, Na, Fe, Th). Анализ коэффициента концентрации элементов в активной части позволил установить высокое содержание в образцах таких элементов, как Ca, Na, Cr, Ba, Fe, Br [3]. Коэффициент перехода элементов из надземной части в активную показал, что в наибольшем количестве в активной части накапливается натрий, бром, хром ($k > 1$).

Эти элементы во многом будут определять целебные свойства Княжика Сибирского. Натрий улучшает функции нервной и мышечной систем и способствует поддержанию водного баланса организма. Кальций – укрепляет кости, зубы, отвечает за функцию свертывания крови, а также регулирует сердечную и нервную деятельность, активизирует ферменты, высвобождающие энергию, необходимую для нормальной свертываемости крови. Совместно с калием натрий выполняет следующие функции: создание условий для возникновения мембранного потенциала и мышечных сокращений, поддержание осмотической концентрации крови, поддержание кислотно-щелочного баланса, нормализация водного баланса, обеспечение мембранного транспорта, активация многих энзимов. Хром способствует усвоению глюкозы. Является частью фермента, который ускоряет усвоение инсулина, играет важную роль в снижении уровня холестерина. Проявляет антиатеросклеротическое, ранозаживляющее и язвозаживляющее действие, улучшает метаболизм миокарда и метаболизм нервной ткани. Бром оказывает успокаивающее действие на нервную систему.[5] Но несмотря на все полезные элементы в активной части растения также находятся и такие радиоактивные элементы, как уран и торий.

Учитывая все вышесказанное, мы можем сделать вывод: Княжик Сибирский действительно может применяться в качестве ноотропного, общеукрепляющего, бактерицидного средства, которое, кроме того, принимает участие в регуляции сердечно – сосудистой и нервной систем.

Таблица

Коэффициент перехода элементов в активную часть.

Элемент	Au	Br	Na	Ce	Th	Cr	Hf	Sb
Среднее значение в образцах (мг/кг)	0,0903	80,125	319250	0,65	0,6	139,3	0,4675	11,95
Коэффициент перехода в активную часть	1,2448	1,6859	30,995	0,31553	0,76433	4,90062	0,40129	8,1017
Элемент	Ba	Sr	Cs	Tb	Rb	Fe	Ta	Co
Среднее значение в образцах (мг/кг)	247,5	35	0,1	0,02	4,25	625	0,05	1,005
Коэффициент перехода в активную часть	0,179	0,0370	0,2469	0,06504	0,02698	0,03720	0,41667	0,1494

С другой стороны производство препарата должно контролироваться, ввиду наличия в нем токсичных веществ, а также радиоактивных элементов, поступающих из окружающей среды.

Литература

1. Крылов В.Г., Козакова Н.Ф., Степанов Э.В. Зеленая аптека. – Кемерово: Кемеровское книжное издательство, 1993. – 334с.
2. Соловов А.П., Бугров В.А. и др. Справочник по геохимическим поискам полезных ископаемых. – М: Недра, 1990. – 335с.
3. Шилова И.В. Автореферат на соискание ученой степени доктора фармацевтических наук //vak.ed.gov.ru/common/img/uploaded/files/SHilovalV.pdf
4. Сайт Справочник химика/Свойства химических элементов <http://chem100.ru/>
5. Сайт Статьи Соросовского Образовательного журнала в текстовом формате/ Химические элементы в организме человека www.alhimik.ru/kunst/man's_elem.html

МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ПОЧВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОГО САЯНА (ВЕРХНЕЕ ТЕЧЕНИЕ Р.ОЯ)

Т.Н. Бородова

Научный руководитель доцент И.В. Борисова

Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Распределение микроэлементов по различным компонентам экосистем является важным показателем, характеризующим характер и направленность почвенно-геохимических процессов. Изучение микроэлементного состава почв горных территорий позволяет изучить особенности миграции элементов в почвенно-геохимических сопряжениях с учетом климато-гидрологических и литологических особенностей территории [1].

Западный Саян занимает центральное положение в Алтае-Саянской горной стране, которая является частью единой горной системы Южной Сибири [6]. Район исследования находится в центральной части Западного Саяна, в верхнем течении р. Оя. Объектом исследования послужил почвенный покров данной территории. Для изучения почвенно-геохимической структуры района использовался катенарный метод [1].

Дифференциация почвенного покрова изучена в пределах выделенных катен северо-западной и юго-восточной экспозиций. Катена северо-западной экспозиции включает в себя горно-луговой и горный таежно-лесной пояса, катена юго-восточной экспозиции – горный таежно-лесной пояс [6].

Валовый микроэлементный состав почв и почвообразующих пород определен нейтронно-активационным методом.

Изучение макроморфологических свойств позволило выявить формирование следующих типов почв в пределах катены северо-западной экспозиции: буроземов типичных (AY-BM-C) – элювиальная фация, буроземов грубогумусированных (AYao-BM-C) – трансэлювиальная фация, перегнойно-темногумусовых почв (AH-C) – супераквальная фация. Для катены юго-восточной экспозиции характерно формирование ржавоземов типичных (AY-BFM-C), соответствующих элювиальной и трансэлювиальной геохимическим фациям [4].

Буроземы типичные дифференцированы по микроэлементному составу. Для U, Br, La характерна концентрация в нижней части профиля и почвообразующей породе, что объясняется химическим составом подстилающих отложений. Максимальное количество Sm, Cr, Ba, Sr, Cs, Zn и Co отмечено в горизонте BM, что обусловлено сорбцией этих элементов оксидами и гидроксидами железа [2]. По содержанию золота данный профиль не дифференцирован (табл. 1).

В профилях буроземов грубогумусированных наблюдается дифференциация по микроэлементному составу (табл. 1). Для Sm, U, Cr, Ba, Br, Cs, Zn, Co и La характерна концентрация в нижней части профиля и почвообразующей породе, при этом максимальное количество Sr отмечено в горизонте BM, что связано с увеличени-

ем содержания здесь кальция и его соединений [5]. В горизонте АУ_{ао} наблюдается максимальное, по сравнению с другими горизонтами, количество Au (до 0,112 г/т).

В перегнойно-темногумусовых почвах Sm, U, Cr, Ba, Sr, Cs, Zn, Co и La так же, как и в буроземах грубогумусированных, концентрируются на границе с почвообразующей породой. В серогумусовом горизонте отмечено максимальное количество Br, что обусловлено его сорбцией органическим веществом [3]. Для всех горизонтов перегнойно-темногумусовых почв отмечено наличие Au с максимумом в горизонте АН до 0,177 г/т (табл. 1).

Таблица 1

Содержания микроэлементов в почвах катены северо-западной экспозиции, г/т

буроземы типичные (элювиальная фация)											
Гор.	Sm	U	Cr	Au	Ba	Sr	Br	Cs	Zn	Co	La
О	3,90	1,77	67,1	<0,002	153	56	10,0	4,18	62,1	10,5	18,42
АУ	5,50	1,90	107,9	<0,002	108	36	19,7	3,90	76,3	19,4	22,85
ВМ	9,43	2,73	122,3	<0,002	243	131	28,2	4,49	94,0	20,5	22,44
	5,66	2,63	118,3	<0,002	249	299	25,7	3,74	86,1	17,8	23,27
С	9,36	3,02	109,1	<0,002	241	238	28,6	3,62	88,2	18,7	25,41
буроземы грубогумусированные (трансэлювиальная фация)											
Гор.	Sm	U	Cr	Au	Ba	Sr	Br	Cs	Zn	Co	La
О	1,34	0,72	28,1	<0,002	78	87	11,6	2,11	46,8	3,6	6,77
АУ _{ао}	4,50	1,82	68,4	0,093	177	7	17,4	2,79	58,5	7,6	14,98
	6,57	2,01	49,5	0,112	184	79	18,5	2,80	54,5	8,5	17,90
ВМ	5,83	1,15	80,7	<0,002	213	226	22,2	3,22	62,4	11,2	17,21
С	8,03	2,44	112,7	<0,002	331	152	24,4	5,13	144,6	18,4	20,95
перегнойно-темногумусовые почвы (супераквальная фация)											
Гор.	Sm	U	Cr	Au	Ba	Sr	Br	Cs	Zn	Co	La
О	0,20	0,09	4,3	0,070	33	101	15,6	0,33	60,3	1,6	0,90
АН	0,71	0,30	13,2	0,058	45	66	20,7	0,72	22,6	2,9	2,93
	3,71	1,59	45,7	0,177	163	140	17,6	1,48	37,7	7,2	11,98
С	6,90	2,03	66,1	0,015	230	198	9,5	2,21	74,0	13,4	23,78

В целом, в буроземах грубогумусированных и перегнойно-темногумусовых почвах катены северо-западной экспозиции большинство изученных микроэлементов (Sm, U, Cr, Ba, Cs, Zn, Co, La) концентрируются преимущественно в нижних частях профилей, тогда как для буроземов типичных эти элементы аккумулируются в минеральном горизонте (ВМ), кроме U и La. В буроземах грубогумусированных и перегнойно-гумусовых почвах максимальное количество Au содержится в органических горизонтах, в буроземах типичных концентрации золота по профилю не наблюдается.

Таблица 2

Содержания микроэлементов в почвах катены юго-восточной экспозиции, г/т

ржавоземы типичные (элювиальная фация)											
Гор.	Sm	U	Cr	Au	Ba	Sr	Br	Cs	Zn	Co	La
О	0,82	0,35	20,3	<0,002	99	24	11,4	1,59	42,0	2,5	4,30
АУ	3,85	2,73	110,1	<0,002	271	<30	16,7	5,23	39,0	6,9	23,80
ВФМ	4,28	2,89	140,4	<0,002	268	78	12,9	5,71	61,0	10,4	29,16
	4,63	2,65	138,0	<0,002	343	127	14,9	7,23	50,3	9,6	31,90
С	4,59	3,37	135,6	<0,002	301	<30	13,5	7,53	64,3	7,6	32,94
ржавоземы типичные (трансэлювиальная фация)											
Гор.	Sm	U	Cr	Au	Ba	Sr	Br	Cs	Zn	Co	La
О	2,70	1,35	71,0	<0,002	232	77	13,9	3,99	80,2	7,4	17,25
АУ	3,90	2,14	114,7	<0,002	350	83	8,9	5,30	67,2	11,8	23,99
ВФМ	4,71	2,53	133,2	<0,002	359	134	15,2	6,94	80,8	17,0	27,38
	5,07	2,71	143,7	<0,002	406	<30	19,8	7,15	104,3	21,3	28,69
С	5,33	3,32	152,1	<0,002	494	<30	16,1	5,87	101,4	25,3	31,01

Ржавоземы типичные элювиальных фаций дифференцированы по микроэлементному составу. Характерна концентрация в нижней части профиля и почвообразующей породе для U, Cs, Zn и La (табл. 2). Максимальное количество Sm, Cr, Ba, Sr и Co отмечено в горизонте ВФМ, что обусловлено сорбцией этих элементов гидроксидами железа. Для Br же максимальное накопление отмечено в горизонте АУ, это объясняется его сорбцией органическим веществом [3].

Для ржавоземов типичных трансэлювиальных фаций наибольшее содержание в нижних частях профиля характерно для Sm, U, Cr, Ba, Co, La. Так же, как и в ржавоземах типичных элювиальных фаций, максимальное количество Sr, Br, Cs и Zn отмечено в горизонте ВФМ, что обусловлено сорбцией этих элементов оксидами желе-

за [5]. Для ржавоземов типичных элювиальной и транэлювиальной фаций не наблюдается дифференциация Au по профилю (табл. 2).

Распределение микроэлементов в ржавоземах типичных отличается в зависимости от приуроченности к определенной геохимической фации. В элювиальных позициях Sm, Cr, Ba, Sr и Co концентрируются в метаморфических горизонтах, в транэлювиальных напротив эти элементы (кроме Sr) аккумулируются на границе с почвообразующей пород.

В целом, почвы горно-лугового и горного таежно-лесного поясов центральной части Западного Саяна верхнего течения р. Оя дифференцированы по микроэлементному составу. При этом в перегнойно-темногумусовых почвах горно-лугового пояса и буроземах грубогумусированных горного таежно-лесного пояса зафиксирована аккумуляция золота в органических горизонтах, обусловленная высоким содержанием здесь органических веществ. В буроземах и ржавоземах типичных аккумуляции этого металла не обнаружено.

Литература

1. Глазовская М.А. Геохимия природных и техногенных ландшафтов СССР. – М.: Высшая школа, 1988. – 324с.
2. Ильин В.Б. Микроэлементы в почвах южной части Западной Сибири // Изв. АН СССР. Сер. биол.-мед. наук. – 1968. – Вып. 3. – № 15. – С. 23 – 31.
3. Кабата-Пендиас А. Микроэлементы в почвах и растениях / А. Кабата-Пендиас, Х. Пендиас. – М.: Мир, 1989. – 436 с.
4. Классификация и диагностика почв России / под ред. Г.В. Добровольского. – Смоленск: Ойкумена, 2004. – 342 с.
5. Перельман А.И. Геохимия ландшафтов / А.И. Перельман, Н.С. Касимов. – М.: Астрей-2000, 1999. – 768 с.
6. Смирнов М.П. Почвы Западного Саяна. – М.: Наука, 1970. – С. 9 – 64.

ВЛИЯНИЕ АКТИВАТОРОВ ТВЕРДЕНИЯ НА ПОРИСТОСТЬ АНГИДРИТОВЫХ ИЗДЕЛИЙ

А.А. Букина

Научный руководитель профессор Ю.М. Федорчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

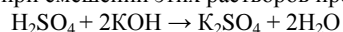
Широко известна проблема загрязнения реки Томь предприятиями города и области. Одним из них можно назвать Сибирский химический комбинат, где среди вспомогательных производств – фтороводородное. В его процессе используется сернокислотное разложение плавикового шпата с образованием твердого отхода – фторангидрита в количестве до 12 тыс. тонн в год. Фторангидрит представляет собой безводный сульфат кальция (CaSO_4) – 87-97 %_{масс.}, серную кислоту H_2SO_4 , – 2-10 %_{масс.}, фтористые соединения – 1-3 %_{масс.}. Этот отход на СХК целевого применения не находит и его сбрасывают в реку Томь, хотя есть возможность его утилизации в строительной промышленности.

Существует множество способов переработки фторангидрита. В Томском политехническом университете были проведены лабораторные исследования с целью использования фторангидрита в качестве пластификатора цементных строительных растворов и бетонов. Обычно, в качестве пластификатора используют или поверхностноактивные вещества, типа сульфанола, которые в конечном итоге повышая пластичность растворов снижают прочность полученных строительных изделий, или гашеную известь, которая вследствие высокой ее стоимости повышает цену конечной продукции. Применение фторангидрита могло бы удешевить строительную продукцию в несколько раз, причем, было установлено, что добавка фторангидрита в цементный строительный раствор в количестве 110 кг/м^3 увеличивает прочность полученных изделий в 1,4 раза по сравнению с известковым цементным строительным раствором [1].

До сегодняшнего дня подобные исследования ни в нашей стране, ни за рубежом не проводились.

В настоящее время внедрена технология унифицирования фторангидрита, которая включает в себя процессы измельчения и нейтрализации. Полученный продукт может быть использован в качестве пластификатора, а также в производстве шпаклевок. В качестве нейтрализатора применялся карбидный ил, состоящий из гашеной извести $\text{Ca}(\text{OH})_2$ – 50 %_{масс.}, остатков кокса и др. минеральных включений – 15 %_{масс.}, воды – 35%_{масс.}. Карбидный ил – отход ацетиленового производства (Завод “Ацетилен”), образуется в количестве до 6 тонн в сутки, складывается на территории завода, загрязняя почву и грунтовые воды.

Также унифицированный ангидрит использовался в строительных растворах в качестве вяжущего (замена цемента) в присутствии активатора твердения – соли K_2SO_4 , полученной из отработанных аккумуляторных электродов. Электролиты кислотных аккумуляторов содержат некоторое количество серной кислоты (H_2SO_4), а щелочные – гидроксида калия (KOH), при смешении этих растворов происходит взаимодействие по реакции:



Общая методика проведения экспериментов:

Для приготовления вяжущего из фторангидрита брали точную навеску массой 100 г и переносили в специально подготовленную емкость, добавляли небольшое количество дистиллированной воды и тщательно перемешивали в течение нескольких минут. Затем определяли среду раствора с помощью лакмусовой бумаги. Среда была нейтральной.

Затем, добавляли активатор твердения NaF – 0,85 % или Na_2SO_4 – 1,5 %. Полученные смеси затворяли водой, перемешивали с помощью лабораторного растворосмесителя в течение 5 минут и полученной шихтой

заполняли формы кубиков с размерами 40x40x40 мм, которые оставляли для твердения на 1 сутки. После чего формы разбирали и оставляли полученные образцы для последующего твердения до возраста 7 суток. Определяли пористость у образцов в возрасте 7 суток.

Таблица

Результаты определения пористости материалов

Состав	Масса кубика до замачивания в ацетон, г	Масса кубика после 2 ч. выдержки в ацетоне, г	Увеличение массы кубика, г	Увеличение массы кубика, %
ФА Na ₂ SO ₄ – 1,5 %	118,3	128,0	9,7	8,2
ФА NaF – 0,85 %	114,0	124,6	10,6	9,3

Величина пористости в значительной мере влияет на прочность материала. Строительный материал тем слабее сопротивляется механическим нагрузкам, тепловым, усадочным и другим усилиям, чем больше пор в его объеме.

По результатам опытов, видим, что меньшая пористость материала кубика с добавлением активатора твердение Na₂SO₄ – 1,5 %.

Литература

1. Федорчук Ю.М., Цыганкова Т.С., Волков А.А. Техногенный ангидрит – новый строительный материал // Экологический вестник России. – № 10. – 2009. – С. 12 – 14.

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ Д.В. Василенко

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Методология оценки риска для здоровья населения от химического загрязнения компонентов окружающей среды (питьевая и поверхностная вода, почва, атмосферный воздух) разработана и широко применяется [1,4]. Из всех компонентов окружающей среды прямое воздействие на организм человека оказывает атмосферный воздух. В настоящее время в РФ уже проведен цикл работ по оценке риска для здоровья населения в связи с загрязнением атмосферного воздуха по городам России [1], отдельные работы имеются по Томску [3].

В настоящем исследовании оценка риска для здоровья выполнена на основании данных о загрязнении почв. Исследование проводилось на территории г. Томска, областного центра с населением 495 тыс. человек, с дискомфортными для жизни человека природными условиями (резко континентальный климат). Химический и вещественный состав почв территории г. Томска отражают специфику региона, находящегося в непосредственной близости от предприятий ядерно-топливного цикла, и характер производственной деятельности, связанный с функционированием объектов теплоэнергетического, нефтехимического комплексов [4].

Оценка и анализ пространственного распределения экологических рисков выполнен на основе данных о составе почв в каждой точке опробования [2]. Подобный метод, примененный в настоящей работе, имеет ряд преимуществ.

Во-первых, он значительно расширяет круг химических соединений, вовлекаемых в практику оценки риска. При использовании данных со стационарных постов наблюдений круг рассматриваемых загрязнителей ограничен стандартным набором ключевых загрязнителей. Современные методики анализа почв позволяют определять до 20 тяжелых металлов в снеговых и почвенных пробах.

Почва как депонирующая среда накапливает загрязняющие вещества и приводит к вторичному загрязнению воздуха, например, при пылении. Загрязняющие вещества из почвы при пылении поступают ингаляционным путем в организм человека, и, что особенно опасно, в организм детей при непосредственном их контакте с почвой на детских площадках, и т.д.

Аналитическая информация и построенные в результате ее обработки тематические компьютерные карты используются в качестве основы для установления связей, зависимостей между отдельными показателями воздействия на городскую среду, ее изменениями и последствиями для здоровья горожан.

В качестве прикладных программных средств была выбрана программа: «Risk Assistant». Она нашла свое применение при оценке риска хронического воздействия загрязняющих веществ. Она позволяет оценить риски для здоровья, связанные с присутствием химических соединений в окружающей среде в конкретных условиях.

Разнопрофильное промышленное производство на городской территории является причиной широкого спектра загрязняющих веществ в природных средах. В Томске и непосредственной от него близости расположен ряд крупных промышленных объектов, которые являются основными загрязнителями почв тяжелыми металлами. Сравнивая различные районы города по уровню индивидуального канцерогенного риска, можно заметить, что он на порядок выше для Кировского и Ленинского районов (он колеблется в пределах $2 \cdot 10^{-5}$ - $5 \cdot 10^{-5}$). Наиболее опасными микрорайонами в Ленинском районе являются микрорайон Пески и пер. Баранчуковский, в Кировском – ул. Красноармейская и Учебная, в Октябрьском – район спичфабрики и Томска – 2. Среди всех канце-

рогенов, создающих дополнительный индивидуальный риск, можно выделить хром и бериллий, индивидуальный риск по которым составляет $5 \cdot 10^{-6}$ – $4 \cdot 10^{-5}$ и $5 \cdot 10^{-8}$ – $5 \cdot 10^{-6}$, соответственно. Таким образом, в некоторых районах общий риск практически равен риску от воздействия этих веществ. Это говорит о том, что эти элементы вносят основной вклад в прогнозируемую вероятность заболевания. Что касается коэффициентов опасности (показатель неканцерогенного риска), то по их значению выделяются несколько микрорайонов в Кировском, Октябрьском и Советском районах. Так, в районе Спичфабрики (Октябрьский р-н) он достигает 2,275, а на Каштаке (Ленинский р-н) и ул. Мокрушина (Кировский р-н) составляет соответственно 1,923 и 1,628. Районы с высоким уровнем риска онкологических заболеваний и высоким коэффициентом опасности не всегда совпадают.

Использование современных геоинформационных технологий позволяет намного проще и быстрее систематизировать большое количество исходных материалов, решать многие задачи связанные с выявлением и анализом зон экологического риска в пределах урбанизированных территорий.

Литература

1. 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. – 264с.
2. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. / Руководство Р. 2.1.10.1920-04. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава РФ, 2004. – 273 с.
3. Ivanova E.V., Bykova V.V., Osipova N.A. Assessment of human health risk caused by chemical pollutants of the atmosphere / Atmos. Oceanic Opt, 2006. – V. 19. – №. 11. P.867–869.
4. U.S. Environmental Protection Agency. 1998. Guidelines for ecological assessment. EPA/630/R-95/002F. Washington, DC.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦЕОЛИТА САХАПТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ИОНОВ КАЛЬЦИЯ ИЗ ПРИРОДНОЙ ВОДЫ

А.С. Вейсгейм

Научный руководитель профессор О.Б. Назаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одна из главных экологических проблем, с которой человечество сталкивается каждый день – это проблема качественной питьевой воды.

Научные исследования показали, что питьевая вода с жесткостью 4,6-5,9 ммоль/л (в пределах гигиенического норматива) наряду с другими факторами риска может провоцировать развитие уролитиаза. Также известно, что артезианская вода более минерализована в сравнении с поверхностной водой открытых водоемов в одной и той же местности в связи с особенностями образования этих водоисточников. Проблема уролитиаза приобрела особую актуальность для жителей Томска по ряду причин. До 1973 г. в качестве источника водоснабжения Томска использовалась река Томь с жесткостью воды 2,2 ммоль/л. Несоответствие качества речной воды гигиеническим требованиям по ряду показателей послужило основанием в 80-е годы для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения города из подземных водоисточников. В связи с этим жесткость воды коммунального водоснабжения постоянно увеличивалась и достигла 4,6 ммоль/л в 1990 г., что превысило жесткость речной воды в 2,3 раза. Это можно проследит в представленной таблице.

Таблица

Жесткость воды р. Томь и водопроводной воды (ммоль/л) за 1987-1994 гг.

Вода	Годы							
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
р. Томь	2,2	2,0	2,7	2,2	2,0	2,5	2,0	1,9
Водопровод	2,8	5,0	5,4	4,6	5,2	5,8	5,8	5,6

Исследование химического скважинных состава скважинных вод области позволяет условно разделить их на два типа. Первый тип – это вода, в которой примеси находятся в гидрокарбонатной форме. Такой тип воды характерен для г. Томска и Томской района.

Основными компонентами, лимитирующими практическое использование этих вод, являются железо, марганец, кремний и соли жесткости [5].

Отличительной особенностью воды второго типа является повышенное содержание органических веществ и наличие примесей железа в виде устойчивых соединений. К воде такого типа относятся скважинные воды северных районов Томской области. Основными элементами, содержание которых превышает нормативные значения для питьевой воды, являются железо, марганец, кремний [1]. Таким образом, проблема жесткой воды остается актуальной для г. Томска и Томской области.

Различают три способа умягчения воды: физический, химический и физико-химический, основанный на использовании ионообменных смол. Известно, что природные цеолиты, являясь широко распространенным и

дешевым минеральным сырьем, нашли широкое применение во многих отраслях народного хозяйства, в том числе и в практике очистки сточных вод [2, 3,4]. Одно из основных свойств цеолитов – это ионный обмен.

Целью данной работы была проверка возможности использования природного цеолита Сахаптинского месторождения Красноярского края для удаления ионов кальция из природных вод.

Каждое цеолитовое месторождение характеризуется своими, присущими только ему, минералогическим составом и физико-химическими свойствами. Поэтому перед применением цеолитового сырья требуется подробное исследование его физико-химических свойств и сорбционных характеристик.

Сахаптинский цеолит подвергался ряду методов анализа, в частности рентгенофазовому анализу (РФА), термическому анализу и другим. Анализы были выполнены в НАЦ ТПУ и УНПЦ «Вода» Института природных ресурсов.

С помощью рентгенофазового анализа определялся минералогический состав образца породы, взятой с Сахаптинского месторождения. По данным РФА можно сделать вывод, что исследуемый образец содержит в своем составе 45-50 % клиноптилолита, гейландит, а также примесные породы – кварц, монтмориллонит, полевой шпат и кристобалит. Известно, что клиноптилолит обладает избирательностью к ионам больших размеров.

В ходе термического анализа регистрируется изменение массы образца в зависимости от температуры или времени. Данные термического анализа позволяют судить о термостабильности и составе исследуемого образца, в частности, о содержании воды, на различных стадиях процесса нагрева.

Термический анализ проводился на ТГА/ДСК/ДТА анализаторе SDT Q600 при скорости нагрева на воздухе до 1000 °С около 10 °С/мин. С помощью термического анализа определено (рис. 1), что данный цеолит содержит в своем составе связанную и сорбированную воду. О наличии связанной воды свидетельствует эндотермический эффект с максимумом при температуре 59 °С.

Потеря воды при нагревании образца природного цеолита до 800 °С составила 9,22 %, при дальнейшем нагревании цеолит теряет свою устойчивость. Результаты термического анализа и литературные данные позволяют предположить, что для улучшения ионообменных свойств сахаптинского цеолита можно проводить термическое модифицирование в температурном диапазоне 250-350 °С.

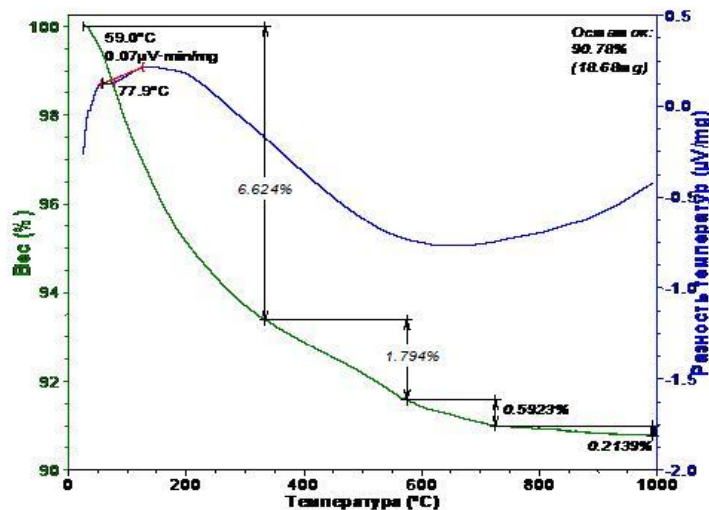


Рис. 1 Термограмма природного цеолита Сахаптинского месторождения

Рис. 1. Термограмма природного цеолита Сахаптинского месторождения

Эксперименты по очистке проводили с использованием скважинной воды Кожевниковского района Томской области, которая характеризуется как гидрокарбонатная кальциевая, слабощелочная, умеренно-жесткая с минерализацией 444 мг/л.

Корпус фильтра был загружен цеолитом фракции 1–2 мм объемом 70 мл, предварительно переведенным в Na-форму обработкой раствором хлористого натрия. Для анализа осуществляли последовательно отбор каждые 100 мл отфильтрованной воды при скорости пропускания 7,5 мл/мин. Концентрация ионов кальция определялась титриметрическим методом. Результаты представлены на рисунке 2.

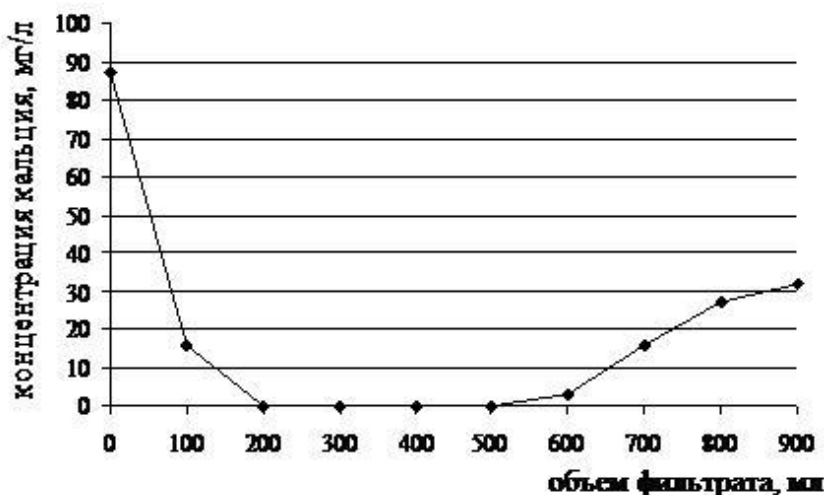


Рис. 2. Зависимость концентрации кальция в фильтрате от объема отфильтрованной воды

Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности очистки природной воды при пропускании ее через фильтр с цеолитовой загрузкой. Эффективность удаления ионов кальция составила 100 % после пропускания через фильтр 200-500 мл воды. Для разработки предложений по практическому использованию необходимо проводить эксперименты с большим объемом цеолита, а также рассчитать емкость данного цеолита.

Литература

1. Волкотруб Л.П. Питьевая вода Томска. Гигиенический аспект. – Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – 195 с.
2. Минералогическая энциклопедия: пер. с англ. / Под ред. К. Фрея. – Л.: Недра, 1985. – 512 с.
3. Природные сорбенты в процессах очистки воды. – Киев, 1981. – 208 с.
4. Челищев Н.Ф. Ионообменные свойства природных высококремнистых цеолитов. – М.: Наука, 1988. – 128 с.
5. Шиян Л.Н. Свойства и химия воды. Водоподготовка: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 71 с.

НАНОТОКСИКОЛОГИЯ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.В. Вотин

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Большая часть современных сфер промышленного производства за последние годы модернизирует и переоснащает свою среду, оборудование, материалы, делая упор на новое направление – направление наноматериалов и наночастиц. За последние десять лет внимание в научном мире приковано к исследованию наночастиц и развитию нанотехнологий, наука всячески внедряет и совершенствует то, что стояло годами на службе промышленного комплекса. При этом происходит упрощение многоступенчатых процессов и за счёт новейших материалов снижается нагрузка от каждой ступени производства. Использование нанотехнологий и наноматериалов бесспорно является одним из самых перспективных направлений науки в промышленности техники в XXI веке – веке нанотехнологий. Но вместе с этим, изучение вопросов экологии и потенциальных рисков воздействия на здоровье человека наночастиц представляется важной, первостепенной задачей.

Токсичные эффекты наночастицы (менее <100 нм в диаметре) проявляют даже в том случае, когда более крупные частицы данного соединения не являются токсичными. Токсичность могут проявлять как искусственно полученные наночастицы, так и наночастицы естественного происхождения из вулканических выбросов, атмосферы и т. д. Из-за квантовых эффектов, вызванных малыми размерами и большой площадью (относительно размеров) поверхности, наноматериалы обладают уникальными свойствами. У некоторых наночастиц проявляются необычные патогенные свойства. Причина в их малом размере, вследствие этого у наночастиц большое соотношение поверхности к объёму, что в некоторых случаях может привести к токсическим эффектам (например, для лёгочной ткани). Кроме того, некоторые наночастицы проявляют способность к перемещению с первоначального места расположения в удалённые участки, такие как кровь или мозг, что также может быть опасно для здоровья человека.

Несмотря на активное применение наноматериалов в производствах, ни один вид наноматериалов не был изучен в полном объёме на безопасность ни в одной из стран мира. Множественные исследования и цепочки лабораторных опытов, ведущих мировых биологов и токсикологов сходятся в одном, что база для окончательного вердикта мала и требует более углублённого изучения, в примеры приводятся данные о уже известных токсичных свойствах различных наночастиц:

- полупроводниковые нанокристаллы, содержащие CdSe/ZnS, являются ультратонкими наночастицами, способными проникать при ингаляционном пути поступления через обонятельный тракт в головной мозг и центральную нервную систему.

- большинство животных, получивших наночастицы меди, проявляют симптомы поражения желудочно-кишечного тракта – снижение аппетита, диарею, рвоту. У животных, получивших наночастицы меди, наблюдали вялость, дрожь, судороги.

- наночастицы TiO₂, могут стимулировать выработку свободных радикалов и обладают сильным окислительным эффектом. По данным ряда исследователей, ингаляционное поступление приводит к повышению числа клеток крови отвечающих за воспаление в бронхоальвеолярных смывах и распределению наночастиц в лёгких. Последние научные труды учёных из Международного агентства по исследованию рака (IARC) показали, что наночастицы TiO₂ могут обладать канцерогенным действием для человека. При ингаляционной экспозиции ультратонкими частицами TiO₂ в течение 1 года наблюдали снижение продолжительности жизни за счет накопления наночастиц TiO₂ в организме и серьёзное уменьшение массы тела.

- наночастицы оксида цинка (71 нм) в лабораторных исследованиях на культурах клеток рака лёгких человека продемонстрировали снижение жизнеспособности клеток и наличие дозозависимого эффекта, а при проведении электрофореза одиночных клеток в геле была установлена способность наночастиц оксида цинка вызывать повреждение ДНК.

- исследования цитотоксичности наночастиц диоксида кремния в лабораторных исследованиях на культуре клеток бронхоальвеолярной карциномы человека показали наличие дозозависимого цитотоксического эффекта и оксидативного стресса.

- изучения наночастиц алюминия (10 нм) установили способность изучаемых наночастиц подавлять синтез м-РНК, вызывать пролиферацию эндотелиальных клеток, выступать в качестве индуктора проатерогенного воспаления и молекулярного модулятора на уровне РНК к ДНК и приводить к болезни Альцгеймера.

- в процессе образования фуллеренов из графита образуются также структуры, составленные, как и в случае графита, из шестичленных колец углерода. Среди них выделяются наночастицы и нанотрубки. Нанотрубки обладающие высокой биоустойчивостью вызывают воспаление и фиброзные изменения в лёгочной ткани.

Наночастицы, обладая более высокой токсичностью по сравнению с обычными микрочастицами, способны проникать в неизменном виде через клеточные барьеры, а также через барьер из клеток головного мозга в центральную нервную систему, циркулировать и накапливаться в органах и тканях, вызывая более выраженные патоморфологические поражения внутренних органов, а также имеют длительный период полувыведения. Yamamoto et al. (2004) в своих исследованиях указывают на то, что токсичность наночастиц определяется не только их размером, но и формой. Наночастицы дендритной и веретенообразной формы обладают более высокой цитотоксичностью нежели частицы сферической формы. Основными органами-мишенями для наночастиц являются легкие, печень, почки, головной мозг, желудочно-кишечный тракт. Прослеживается зависимость органов-мишеней от пути поступления. При воздействии наночастиц на организм человека возможно развитие оксидативного стресса, ингаляционной/трансдермальной ассимиляции, астмы, хронических обструктивных болезней легких, злокачественных новообразований, нейродегенеративных заболеваний, нарушений со стороны сердечно-сосудистой системы и сердечной деятельности, нарушение генома клетки (репликации ДНК).

Не уделяя должного внимания вышеизложенным факторам воздействия наноматериалов и наночастиц на биологические системы, наночастицы могут привести к катастрофическим последствиям в скором будущем. Глобальное внедрение в промышленность нанотехнологий несёт в себе высокую степень риска, в виду слабой изученности токсичного воздействия на окружающую среду и человека. Производственная сфера, связывающая себя с использованием наночастиц должна учитывать возможные последствия этой связи и давать себе отчёт о потенциальной опасности. Наука, в своё же время, не должна останавливаться только на поиске путей экономического интегрирования наночастиц в промышленность, она обязана параллельно с внедряемыми свежими решениями изучать создаваемые этими инновациями риски, оценивать степень потенциального вреда здоровью служащих и населения, рассматривать потенциальные воздействия на биосферу в частных случаях и в целом.

Перед учёными века нанотехнологий встаёт новая цепь вопросов, объединяемая в рамках нового направления – нонабиондикация: классификация наночастиц по степени воздействия на различные органы человека и все живые организмы биосферы; определение предельно допустимых концентраций наночастиц для организма человека; выявление рисков внедрения наноматериалов и нанотехнологий в промышленность; разработка средств и методик защиты от потенциальных вредных воздействий наночастиц для работников предприятий и населения.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБЕЗВРЕЖЕННЫХ МЕТОДОМ БИОДЕГРАДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ ГРУНТОВ И НЕФТЕШЛАМОВ ДЛЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ НА ПОЛИГОНАХ ЗАХОРОНЕНИЯ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

А.В. Голещихин

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Одной из актуальных проблем в области охраны окружающей среды для нефтедобывающих регионов является утилизация нефтесодержащих отходов.

Так, в процессе производственной деятельности добывающих нефть и газ предприятий образуются такие нефтесодержащие отходы, как шлам очистки трубопроводов, резервуаров (нефтешламы) и нефтезагрязненные грунты.

В процессе деятельности предприятий сервиса, сопутствующего добыче нефти образуются аналогичные виды отходов, плюс грунты, загрязненные нефтепродуктами (бензины, дизельное топливо, масла), шламы от мойки автотранспорта, другие отходы сходного состава, относящиеся к третьему и четвертому классам опасности.

Нефтешламы представляют собой отложения твердых частиц (мехпримесей и солей), асфальто-парафинов и тяжелых фракций нефти на стенках трубопроводов и резервуаров. Грунт представляет собой песчано-гравийную смесь со значительной примесью суглинка, загрязненную нефтью и нефтепродуктами в различной степени и образуется:

- у нефтегазодобывающих предприятий на площадках скважин и в коридорах трубопроводов в результате технологических утечек, инцидентов и аварий.
- у сервисных предприятий при ремонтах скважин (аналогичен грунту нефтегазодобывающих предприятий), при зачистке и ремонте нефтегазопромыслового оборудования, обслуживании и мойке автотранспорта.

Таблица 1

Состав нефтешламов и нефтезагрязненного грунта

Состав, %	Вода	Нефтепродукты	Взвешенные вещества
Нефтешлам	7,55	65,68	26,6
Нефтезагрязненный грунт	17,67	27,43	54,9

Нефтешламы и грунт, загрязненный нефтью и нефтепродуктами вывозятся с мест образования на специальные объекты хранения и обезвреживания - шламонакопители нефтешламов.

Обезвреживание нефтесодержащих отходов на шламонакопителях производится в 2 стадии: разделение твердой и жидкой фаз с последующей откачкой нефтесодержащей жидкости и обезвреживание нефтешламов и грунтов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами, методом биодеградаци [4, 6].

Грунты и нефтешламы после прохождения всех этапов обезвреживания представляют собой грунт, обогащенный минеральными и органическими веществами, культурой микробов-деструкторов нефти, с остаточным содержанием нефтепродуктов не более 4 %, которое не превышает значений, указанных во «Временных требованиях по приемке рекультивированных земель (допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Томской области)» [1].

В технологическом процессе эксплуатации шламонакопителей (ШН) на полях биодеградаци в больших количествах скапливается переработанный нефтезагрязненный грунт, в связи с чем, возникает проблема его утилизации. Целью данного регламента является изыскать возможность применения обезвреженных нефтешламов и грунтов при промежуточной изоляции ТБО на полигонах.

Применение обезвреженных методом биодеградаци грунтов, загрязненных нефтью и нефтепродуктами и нефтешламов для промежуточной изоляции ТБО.

Применение грунтов загрязненных нефтью и нефтепродуктами и нефтешламов, прошедших обработку на полях биодеградаци, предлагается на этапе промежуточной изоляции ТБО на полигонах захоронения.

В соответствии с решениями проектов на строительство полигонов захоронения ТБО [2, 3], процесс захоронения состоит из следующих этапов:

- подготовка траншей для складирования ТБО;
- складирование и уплотнение ТБО слоем не более 0,3 м (количество слоев зависит от проектной глубины траншеи);
- промежуточная изоляция ТБО слоем уплотненного грунта 0,2 м (количество слоев зависит от проектной глубины траншеи);
- окончательная изоляция ТБО слоем уплотненного грунта 0,5 м по верхнему слою уплотненных ТБО.

В результате обезвреживания грунтов загрязненных нефтью и нефтепродуктами и нефтешламов на шламонакопителях, содержание нефтепродуктов достигает региональных нормативов [1, 4-6].

Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в грунтах после проведения работ по обезвреживанию составляет не более 40 грамм/кг или ≤ 40 об.%. Токсичность, определяемая по *Dafnia magna* или *Scenedesmus quadricauda* составляет IV-V класс опасности [1, 4, 6].

Обезвреженные нефтесодержащие отходы на выходе с полей биодegradации представляют собой насыщенный минеральными и органическими веществами, а также нефтеокисляющей микрофлорой грунт. Его применение для промежуточной изоляции ТБО не приводит к отклонениям от установленной технологии захоронения ТБО.

Технологические решения и организация работ по промежуточной изоляции ТБО с использованием обезвреженных грунтов.

Применение обезвреженного на полях биодegradации нефтезагрязненного грунта и нефтешламов при проведении работ по промежуточной изоляции ТБО на полигонах захоронения ТБО предлагается для создания слоя изоляции производимой по следующей схеме [2, 3]:

Поперечное сечение траншеи принято следующее (рис. 1).

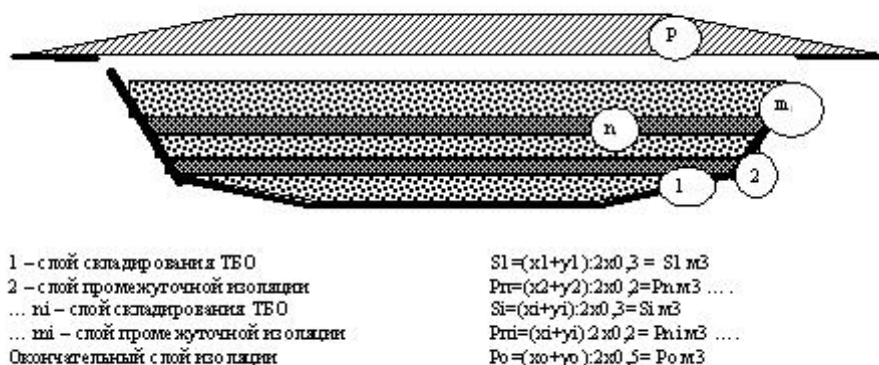


Рис. 1. Поперечное сечение траншеи

где x – ширина основание слоя; $y = x + 1,4$ – ширина верхней границы слоя, принимаемый, с учетом проектных решений уклона стенки траншеи – 1:3,5.

Предлагается на этапе промежуточной изоляции ТБО, который предусматривается проектами на строительство полигонов, применять обезвреженный на шламонакопителях грунт.

Погрузка и доставка обезвреженного грунта на полигон ТБО:

- выгрузка и распределение бульдозером слоя обезвреженного грунта в траншею поверх слоя уплотненных ТБО;
- уплотнение обезвреженного грунта бульдозерами.

После заполнения траншеи последним слоем ТБО (ni), производится окончательная изоляция ТБО слоем грунта 0,5м вынутым и складированном на полигоне при подготовке траншеи.

Расчет необходимого количества обезвреженного грунта для промежуточной изоляции ТБО.

Потребность грунта для промежуточной изоляции определяется проектами на строительство полигонов захоронения ТБО [2, 3] и зависит от длины, глубины и количества траншей захоронения.

Используя установленные проектами уклоны стенок траншеи равные 1:3,5. производится расчет потребности грунта на 1 м длины траншеи, к которому применяется расчетный объем 0,7 м³ увеличения количества грунта применяемый на каждый последующий слой промежуточной изоляции (табл. 2).

Таблица 2

Расчет необходимого количества обезвреженного грунта для промежуточной изоляции ТБО при начальной ширине траншеи ¼ м

№ слоя промежуточной изоляции	Ширина нижней части слоя промежуточной изоляции	Ширина верхней части слоя промежуточной изоляции	Потребность грунта (м ³) на устройство слоя длиной 1 м	Прирост объема грунта на каждый последующий слой (м ³)
1	5,1/6,1	6,5/7,5	1,16/1,36	0,7/0,7
2	8,6/9,6	10/11	1,86/2,06	0,7/0,7
3	12,1/13,1	13,5/14,5	2,56/2,76	0,7/0,7
4	15,6/16,6	17/18	3,26/3,46	0,7/0,7

Нанесение и уплотнение слоя обезвреженного грунта на слой ТБО в траншеях захоронения

Подготовленный на полях биодegradации грунт распределяется на поверхности слоя ТБО слоем толщиной 0,2 м. Распределение слоя обезвреженного грунта осуществляется при помощи бульдозера. Уплотнение производится бульдозером за 4 прохода с учетом коэффициента уплотнения 1,15.

На территории Томской области обезвреживание нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов ведется на шламонакопителях ООО «Стрежевская «Сервис-Экология». А технология использования обезвреженных методом биодegradации загрязненных нефтью и нефтепродуктами грунтов и нефтешламов для промежуточной изоляции твердых бытовых отходов используется на полигонах ТБО ООО «Стрежевская «Сервис-Экология».

Сотрудники ТГАСУ совместно с сотрудниками ООО «Стрежевская «Сервис-Экология» разрабатывают варианты модернизации указанной технологии, а также варианты применения данной технологии в других регионах страны.

Литература

1. «Нормативы допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации (ДОСНП) в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Томской области», ОГУ «Облкомприрода», 2006. Заключение ГЭЭ №0264э от 22.06.06.
2. Рабочий проект «Полигон твердых бытовых отходов Игольско-Талового месторождения». (Заключение ГЭЭ от 21.07.2000 № 437 э).
3. Регламент опытно-промышленного испытания технологии обезвреживания нефтешламов и нефтезагрязненного грунта на шламонакопителе Вахского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК.
4. Регламент по приемке, размещению и обезвреживанию нефтешламов, грунтов, загрязненных нефтепродуктами, на шламонакопителе Советского месторождения. Заключение ГЭЭ № 0460э от 16.08.2006.
5. Технология «Рекультивации загрязненных нефтью и нефтепродуктами почвы, воды при помощи выделенных из аборигенной микрофлоры культуры микробов-деструкторов». – Томск, 2007.
6. Шламонакопитель нефтешламов на Лугинецком месторождении, рабочий проект, ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2000.

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ, ЗАНЯТЫХ ПОД ШЛАМОВЫЕ АМБАРЫ

А.В. Голещихин

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Выбор технологического решения по ликвидации шламового амбара определяется его состоянием на момент рекультивации (наличие нефти, водной фазы, содержание токсикантов в шламе, консистенция шлама, наличие донных отложений нефти и т.д.), что предъявляет особые требования к полноте и качеству обследования амбаров. Обследование амбаров с отбором образцов на комплексный химический анализ, маркшейдерской съемкой проводится осенью предшествующего рекультивации года, весной, при необходимости, обследование повторяется для учета произошедших изменений и корректировки плана проведения работ.

Обследование амбаров.

Обследование амбаров проводится до начала работ по рекультивации, полученная в результате обследования информация служит основой для выбора оптимального технологического решения. Обследование амбаров включает:

- определение геометрических размеров амбара, степени заполнения его шламом, толщины слоя нефти, водной фазы, их объема;
- технического состояния обвалования амбара, определение объема грунта в обваловании;
- оценку количества порубочных остатков, строительного мусора и других отходов вблизи куста;
- оценку консистенции **шлама** в амбаре, толщины слоя полужидкого шлама;
- отбор образцов для определения содержания нефтепродуктов в шламе, pH водной фазы в амбаре, содержания ионов Cl и SO_4 ;
 - при содержании в шламе нефтепродуктов свыше 1 % производится отбор проб водной фазы для микробиологического анализа на наличие, количество и активность нефтеокисляющих микроорганизмов;
 - определяется степень загрязнения нефтью бортов амбара и обвалования, наличие и примерное содержание затонувшей нефти в донных отложениях амбара.

Пробы отбираются после сбора свободной нефти по ГОСТ 17.4.3.01-83 в присутствии представителя. Отбор проб производится в пяти точках амбара на глубину до 1 м (при наличии донных отложений и с дна амбара), из них формируется средний образец для анализа.

Комплексный химический анализ образцов проводится в аккредитованной лаборатории. Если по данным анализа содержимое амбара малотоксично (4 класс экологической опасности), то, после ознакомления инспектора по охране окружающей среды с протоколом КХА и проведения необходимой подготовки, производится засыпка амбара.

Если содержимое амбаров окажется более токсичным, то необходимо запланировать проведение работ по биодegradации остаточных нефтепродуктов, дезактивации других токсичных компонентов нефтешлама для снижения его общей токсичности до 4 класса опасности.

Технический этап рекультивации.

Сбор нефти. При наличии в амбаре нефти для ее откачки могут быть использованы любые имеющиеся в наличии нефтесборщики; для более тщательного сбора, особенно при очень тонком слое нефти, целесообразно использовать нефтесборщики – накопители, устанавливаемые на поверхности воды на понтонах.

Собранная нефть откачивается в емкости, установленные у амбара, или в автоцистерны и вывозится в пункт приемки нефти или откачивается в ближайший нефтесборный коллектор.

В «старых» амбарах тяжелые фракции нефти опускаются на дно и в результате адгезии смешиваются с грунтом, образуя прочное эластичное тело, являющееся источником образования высокотоксичных продуктов окисления нефти. Для очистки дна амбара от затонувшей нефти производится рыхление донных отложений.

Для очистки поверхности обвалования и внутренних стенок амбара от свежей нефти ее смывают с загрязненных поверхностей струями воды из брандспойта. При слабой подвижности нефти и невозможности ее отмывки допускается срезание загрязненного слоя обвалования.

Осаждение твердой фазы из жидкой. Если на момент начала работ по ликвидации амбара не произошло самопроизвольного осаждения глинистых частиц на дно амбара и шлам имеет жидкую консистенцию, в амбар вносятся коагулянты. Процесс осаждения и уплотнения твердой фазы протекает 10 дней, при этом алюминий и железо переходят в форму нетоксичных и нерастворимых в воде гидроокисей.

Откачка водной фазы. Вода из амбара откачивается в автоцистерны или непосредственно в ближайший нефтесборный коллектор.

Засыпка амбаров грунтом. Производится после предоставления инспектору по охране окружающей среды протокола комплексного химического анализа проб удостоверяющего, что содержимое амбара по токсичности не превышает 4 класса опасности.

Армирование шлама. При полужидкой консистенции шлама в амбаре для предотвращения его выдавливания при засыпке производится армирование поверхности порубочными остатками.

Засыпка амбара. После армирования шлама производится засыпка амбара привозным или имеющимся на месте производством работ грунтом.

По окончании засыпки амбара его поверхность может иметь превышение над окружающим рельефом местности не более, чем на 0,5 м.

Биологический этап рекультивации.

Микробиологическая очистка амбара от остаточной нефти. При токсичности нефтешлама в амбаре выше 4 класса опасности, при наличии нефтяного загрязнения обвалования, бортов, присутствии на поверхности жидкой фазы нефтяных пленок после сбора нефти, производится микробиологическая очистка содержимого амбара, а при необходимости – его обвалования и бортов. Микробиологическая очистка амбара включает нейтрализацию водной фазы, внесение минеральных удобрений, микроорганизмов, аэрацию водной фазы, периодические обследования содержимого амбара.

Микробиологическая детоксикация нефтепродуктов возможна при их концентрации в шламе не выше 20%, при более высоком содержании нефти необходима доочистка физико-химическими способами с доведением концентрации до 20%. При оптимальных условиях (температура, влажность, аэрация, pH, минеральное питание) высокоактивные штаммы микроорганизмов-деструкторов могут понизить содержание нефти в шламе с 10-15% до 1% за сезон. Если за один сезон этот уровень не достигнут, то микробиологическая очистка амбара продолжается на следующий год.

Нейтрализация водной фазы. Производится при значениях pH водной фазы менее 5,6 и более 7,8 по результатам КХА проб. При pH менее 5,6 в амбар вносится путем равномерного разбрасывания карбонатный материал (строительный мел, известняковая или доломитовая мука) в объеме, достаточном для доведения pH до 6,5. При pH более 7,8 в амбар вносятся гипс или техническая, соляная кислота в количестве, достаточном для доведения pH до 7,8.

Внесение в амбар минеральных удобрений. Производится для активизации углеводородоксилирующей деятельности вносимой позже микрофлоры.

В амбар вносятся минеральные азотные, фосфорные и калийные удобрения для обеспечения содержания водорастворимых форм азота 42 кг/1000м³, калия 33 кг/1000м³, фосфора 15 кг/1000м³.

При загрязнении нефтью обвалования и бортов амбара они периодически поливаются водой, содержащей внесенные удобрения (забор воды производится из амбара) для поддержания влажности грунта на уровне 45-80%. При небольшой глубине проникновения нефти в грунт допускается снятие слоя загрязненного грунта и сбрасывание его в амбар.

Дополнительное внесение в амбар минеральных удобрений производится по результатам анализа на протяжении всего периода биодеструкции остаточной нефти.

Внесение в амбар углеводородоксилирующей микрофлоры. Производится в случае отсутствия в амбаре активных нефтеоксилирующих микроорганизмов (определяется по результатам микробиологического анализа), при отсутствии результатов микробиологического анализа, на кустах скважин, вышедших из бурения менее 1 года назад, в амбарах с pH водной фазы (до нейтрализации содержимого) менее 5,6 и более 7,8.

Для ускорения микробиологического разложения нефти в амбаре производится аэрация водной фазы. Процесс идет непрерывно на протяжении всего периода биодеградации загрязнителя.

Вовлечение в микробиологическое обезвреживание донных отложений нефти достигается их рыхлением, перемешиванием.

Фиторекультивация площадки засыпанного амбара.

Фиторекультивация площадки засыпанного амбара производится для закрепления ее поверхности и ускорения детоксикации остаточных нефтепродуктов в буровом шламе.

Поверхность площадки засыпанного амбара может покрываться слоем торфа, зарастание площадки аборигенной растительностью происходит в течение 1-2 летних сезонов.

Для ускоренного закрепления поверхности площадка покрывается торфо-песчаной смесью и засеивается смесью семян различных по биологическим особенностям, адаптированных к местным условиям трав или производится посадка саженцев древесно-кустарниковых пород.

Сдача рекультивированных амбаров.

Сдача рекультивированного амбара производится комиссии по приемке-сдаче рекультивированных земель. При этом комиссии предъявляются:

- площадка рекультивированного амбара, покрытая устойчивым травяным покровом с площадью продуктивного покрытия не менее 70 %;
- протокол отбора проб шлама из амбара до начала его засыпки.

На территории Томской области рекультивация земель, занятых под шламовые амбары проводится по предложенной схеме.

Сотрудники ТГАСУ совместно с сотрудниками ведущих предприятий Томской области, занимающихся рекультивацией шламовых амбаров, проводят комплексные испытания новых технологий рекультивации, которые в дальнейшем будут внедрены в массовое производство.

АНАЛИЗ РАДИАЛЬНОЙ И ЛАТЕРАЛЬНОЙ МИГРАЦИЙ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В ПОЧВАХ ГОРНОГО МАССИВА ЕРГАКИ (ЗАПАДНЫЙ САЯН)

Е.А. Григорьева

Научный руководитель профессор Г.Ю. Ямских

**Красноярский государственный педагогический университет им. В.П. Астафьева,
г. Красноярск, Россия**

Внутренняя неоднородность ландшафтов зависит от пространственного сочетания катен, различающихся по морфологическому строению, характеру миграционных процессов и геохимическим параметрам [1].

Объектом исследования явился почвенный покров горного массива Ергаки, расположенный в центральной части Западного Саяна, на юге Сибири.

Цель исследования заключается в оценке почвенно-геохимической структуры территории с использованием коэффициентов радиальной и латеральной миграций. Изучена дифференциация почв в пределах катен северной ($h = 1313-1898$ м) и южной экспозиций ($h = 1313-1510$ м).

Анализ радиальной структуры для ржавоземов типичных, формирующихся на поверхности элювиальной фации катены южной экспозиции, позволил установить контрастность в распределении микроэлементов. Максимальные коэффициенты радиальной миграции для As, Ba, Cs Bг и Co (1,447, 0,982, 0,897, 1,453 и 0,776 соответственно) установлены в горизонтах BFM, а для Sm, Sb и U (1,163, 0,818 и 0,850 соответственно) – в серогумусовом горизонте, что обусловлено сорбцией органическим веществом, при этом для урана характерно выщелачивание из коры выветривания в вышележащие горизонты [2].

Расчет коэффициентов радиальной миграции для микроэлементов в серых почвах, формирующихся на поверхности трансэлювиальной фации, установил их слабоконтрастное распределение. Максимальные коэффициенты для Ba и Bг (1,818 и 1,818 соответственно) выявлены в гумусово-элювиальном горизонте, Sm и Cs характеризуются элювиально-иллювиальным типом распределения. Коэффициенты радиальной миграции для Sr и As по всему профилю составляют 1,00. Для U характерен аккумулятивный тип распределения.

По радиальной структуре профили аллювиальных серогумусовых глеевых почв (супераквальная фация) слабо контрастны в распределении микроэлементов. Максимальное количество Bг, Ba, Cs и Sb (14,80, 1,05, 1,17 и 10,50 соответственно) установлено в горизонте AY, это обусловлено сорбцией органическим веществом. Sm, Co и U (0,55, 0,98 и 1,25 соответственно) аккумулируются в горизонте G. Коэффициент радиальной миграции для мышьяка по всему профилю составляет 1,00.

Анализ латеральной миграции микроэлементов в катене южной экспозиции, показал, что наиболее контрастным распределением между почвенно-геохимическими сопряжениями характеризуются Sm, Ba, U, Cs и Co, аккумулирующиеся в подчиненной фации – супераквальной, концентрация As, Bг уменьшается от элювиальной фации к супераквальной. Концентрация Sb установлена в направлении от элювиальной фации к трансэлювиальной (табл. 1).

Расчет коэффициентов радиальной миграции для микроэлементов в ржавоземах типичных, формирующихся на поверхности элювиальной фации катены северной экспозиции, установил слабоконтрастное распределение микроэлементов. Максимальный коэффициент для Co, Sm, U и Ba (0,504, 0,645, 0,853 и 1,429 соответственно) выявлен в горизонте AY, что обусловлено сорбцией органическими веществами, для Bг, Cs и Sb (1,298, 0,765 и 0,58 соответственно) – в горизонте BFM.

Радиальная структура горно-луговых почв, развивающихся на поверхности трансэлювиальной фации, не контрастна в распределении микроэлементов. Максимальный коэффициент радиальной миграции для Sm, U, As, Bг, Ba, Cs, Co и Sb установлен в горизонте BC (1,00, 0,905, 1,00, 1,298, 0,765, 1,588 и 0,658 соответственно).

Таблица 1

Коэффициенты латеральной миграции микроэлементов в почвенно-геохимических сопряжениях катены южной экспозиции горного массива Ергаки

элемент	фация		
	элювиальная	трансэлювиальная	супераквальная
Sm	1,000	0,735	1,362
U	1,000	0,820	1,656
As	1,000	0,136	0,136
Br	1,000	0,720	0,352
Ba	1,000	1,308	2,314
Sr	1,000	1,000	5,383
Cs	1,000	0,832	0,855
Co	1,000	0,914	1,526
Sb	1,000	1,036	0,842

Слабая контрастность по распределению микроэлементов в радиальном направлении установлена также и для ржавоземов типичных (трансэлювиальная фация). Максимальные значения коэффициентов радиальной миграции для Sm, Br, Co (0,925, 1,476, 0,833 соответственно) отмечены в серогумусовом горизонте, что обусловлено сорбцией органическим веществом [2], максимальная концентрация остальных рассмотренных микроэлементов установлена в горизонте ВFM.

Расчет коэффициентов радиальной миграции для микроэлементов в буроземах типичных, формирующихся на поверхности трансэлювиально-аккумулятивной фации, установил их слабоконтрастное распределение. Максимальная концентрация Br, U, Ba и Sb (1,239, 1,436, 1,169 и 7,500 соответственно) наблюдается в горизонте BM, остальные изучаемые микроэлементы аккумулируются преимущественно в почвообразующей породе.

Анализ латеральной миграции микроэлементов между геохимическими сопряжениями катены северной экспозиции, показал менее контрастное распределение микроэлементов, по сравнению с катеной южной экспозиции. Наиболее контрастным распределением между почвенно-геохимическими сопряжениями характеризуются Sm, U, Ba, Co и Sb, которые накапливаются в подчиненных фациях: трансэлювиальных и трансэлювиально-аккумулятивных. Содержание Br в почвах подчиненных фаций меньше, чем в автономных (табл. 2).

Таблица 2

Коэффициенты латеральной миграции микроэлементов в почвенно-геохимических сопряжениях катены северной экспозиции горного массива Ергаки

элемент	фация			
	элювиальная	трансэлювиальная	трансэлювиальная	трансэлювиально-аккумулятивная
Sm	1,000	0,319	0,833	1,130
U	1,000	0,457	1,210	1,500
As	1,000	1,000	1,000	1,000
Br	1,000	0,811	0,522	0,553
Ba	1,000	0,484	1,238	0,872
Cs	1,000	0,605	0,712	1,513
Co	1,000	0,270	0,331	1,563
Sb	1,000	0,797	1,132	0,576

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы: по радиальной структуре наиболее контрастны серые почвы, в отличие от ржавоземов типичных и элювиальных серогумусовых глеевых почв катены южной экспозиции, что обусловлено развитием серых почв на поверхности трансэлювиальной фации, для которой характерно влияние стока поверхностных вод и склоновых процессов. По радиальной структуре ржавоземы и буроземы типичные, горно-луговые почвы катены северной экспозиции, относящиеся к разным геохимическим фациям, слабоконтрастны в распределении микроэлементов, по сравнению с почвами катены южной экспозиции, что объясняется экспозицией и крутизной склона, а также высотной поясностью.

Коэффициент латеральной миграции между геохимическими сопряжениями катены северной экспозиции, выявил менее контрастное распределение изучаемых микроэлементов (Sm, U, As, Br, Ba, Cs, Co, Sr и Sb) по сравнению с катеной южной экспозиции, а также позволил определить интенсивность миграционных потоков микроэлементов между элювиальными, трансэлювиальными, трансэлювиально-аккумулятивными и супераквальными фациями.

Литература

1. Авессаломова И.А. Катенарная геохимическая дифференциация субсредиземноморских ландшафтов северо-западного Кавказа // Вестник МГУ. Серия География. – 2009. – № 2. – С. 19 – 26.
2. Перельман А.И. Геохимия ландшафта / А.И. Перельман, Н.С. Касимов. – М.: Астрель-2000, 1999. – 768 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА КРОВИ КАК ПОКАЗАТЕЛЯ КАЧЕСТВА СРЕДЫ ОБИТАНИЯ ЧЕЛОВЕКА

Т.Ч. Дамдинова, Т.Н. Игнатова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние условий жизни на здоровье людей было еще замечено в глубокой древности. Но лишь в XX столетии человечество в полной мере осознало, что многие болезни непосредственно связаны с загрязнением атмосферы, плохим водоснабжением, недоброкачественными продуктами и другими критериями качества жизни. По данным ВОЗ, здоровье населения на 50% зависит от образа жизни, на 20% – от качества окружающей среды, еще на 20% – от наследственных особенностей организма и на 10% – от развития здравоохранения. Относительно небольшая пятая часть здоровья человека напрямую связана с различными действующими предприятиями, заводами, горными выработками и другими объектами хозяйственно-экономического значения. В России промышленные предприятия и бытовые котельные выбрасывают в атмосферу 19 млн. тонн, а автотранспорт – еще 11 млн. тонн загрязняющих веществ. На каждого жителя России приходится около 275 кг вредных веществ [10]. Промышленные выбросы, попавшие в атмосферу, с дождями и пылью возвращаются на поверхность Земли, постепенно накапливаясь в почве. Опасные для здоровья вещества – мышьяк, свинец, ртуть, кадмий, цинк, хром, никель, медь, кобальт – могут поступать с грунтовыми водами в местные источники питьевого водоснабжения, а также в продукты питания. Так, согласно биогеохимической теории Вернадского элементы поступают в организм человека. Таким образом, элементный «портрет» человека зависит от локального биогеохимического круговорота элементов.

Учитывая сложившуюся на сегодняшний день тяжелую экологическую обстановку мы можем с уверенностью заявить о необходимости изучения накопления химических элементов в организме человека. Для этой цели нами выбран такой биосубстрат как кровь, поскольку содержание макро- и микроэлементов в крови коррелирует с их уровнем в организме, а значит, может быть критерием оценки неблагоприятного воздействия факторов окружающей среды на организм человека. Известно, что наиболее подвергнуты этому негативному воздействию дети.

Нами был изучен элементный состав 245 проб крови детей, проживающих на территории Томской области. Фактором выбора такой среды как кровь являлась относительная стабильность ее состава, являющаяся следствием действия гомеостатических механизмов и, в известной степени, условиями существования человека [5].

Отбор проб крови осуществлялся медицинскими работниками в шприц 5 мл из вены. Пробоподготовка включала 2 этапа: 1. высушивание в муфельной печи при температуре 50–60°C; 2. Развеска проб по 100 мг, для проведения аналитических исследований. Количественное определение элементов было выполнено методом инструментального нейтронно-активационного анализа 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 результате исследований представлена количественная оценка содержания 29 элементов в крови жителей Томской области было определено 29 элементов, включая редкоземельные и радиоактивные элементы.

Полученные данные позволили выделить биогеохимические провинции для Томского, Зырянского и Бакчарского районов – именно для них характерно наибольшее количество проб (рис.1). Однако для более точной картины представления распределения элементов необходимо дополнительное опробование всех районов Томской области.

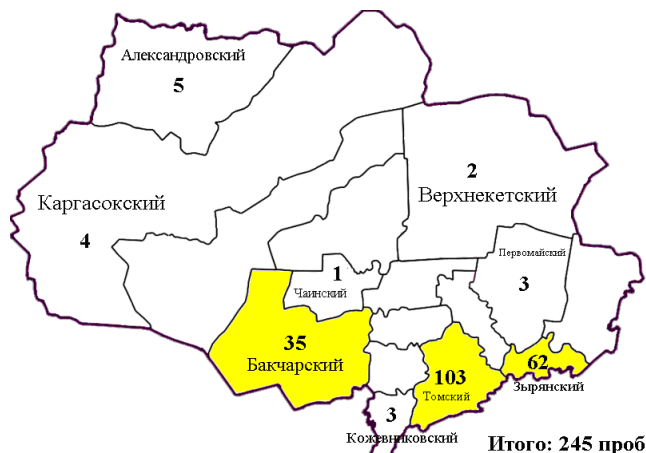


Рис.1. Распределение выборки проб Томской области

Для отмеченных районов были рассчитаны средние содержания элементов в крови (табл. 1).

Таблица 1

Средние содержания элементов

район	Na	Ca	Sc	Cr	Fe	Co	Zn	As	Se	Br	Rb	Sr	Ag	Sb	Cs
Бакчарский	8926 ±298	<1000	0,006± 0,0008	1,12 ±0,11	2949 ±47	0,013 ±0,003	57,3 ±9,4	<1	0,62 ±0,027	20,5 ±0,9	9,5 ±0,4	<15	<0,1	0,1± 0,0008	<0,02
Зырянский	8706 ±194	535 ±20	0,0037± 0,0005	0,16 ±0,02	2892 ±55	0,060 ±0,005	24,9 ±2,0	<0,2	0,51 ±0,025	12,4 ±0,5	12,7 ±0,4	<10	0,25± 0,035	0,056 ±0,009	<0,05
Томский	7546 ±384	431 ±40	0,0082± 0,0009	1,15 ±0,28	2942 ±68	0,050 ±0,005	26,6 ±1,2	-	0,83 ±0,06	30,6 ±4,1	10,6 ±0,3	10,2 ±0,7	0,11 ±0,01	0,037± 0,0046	0,05± 0,0043
район	Ba	La	Hf	Ta	Au	Hg	Ce	Sm	Eu	Tb	Yb	Lu	Th	U	
Бакчарский	<10	0,03 ±0,0047	0,02± 0,0026	<0,02	0,007± 0,0014	0,22 ±0,024	0,22 ±0,024	0,22 ±0,024	<0,01	<0,01	<0,1	0,003± 0,00006	0,01 ±0,0014	0,10 ±0,003	
Зырянский	<5	0,21 ±0,04	0,02± 0,0024	<0,02	0,019± 0,003	0,12 ±0,01	0,17 ±0,024	0,05± 0,0017	<0,005	<0,01	<0,05	0,01± 0,0002	0,012± 0,0025	0,24 ±0,04	
Томский	5,9 ±0,3	0,09 ±0,016	0,013± 0,0009	0,05 ±0,01	0,005± 0,0009	0,19 ±0,01	0,17 ±0,044	0,02± 0,0022	0,008± 0,0004	0,01± 0,0008	0,05± 0,0028	0,0037 ±0,0001	0,013± 0,0013	0,05± 0,0037	

Как видно, для Бакчарского района характерны повышенные концентрации таких элементов как Ca, Zn, Sr, Sb, Ba, Sm, Eu; для Зырянского – Ag, La, Au, U и пониженные концентрации Cr, для Томского отмечаются высокие содержания Ta. Так, например, результатом высоких содержаний урана в Зырянском районе относительно других, по данным исследований кафедры геоэкологии и геохимии, могут быть бурые угли, так как в данном районе фиксируются повышенные содержания урана в накипи и питьевой воде [7]. Также стоит обратить внимание на высокий процент стандартной ошибки, достигающей в отдельных случаях 20-25%.

Однако сравнивая районы между собой, мы не можем говорить об избытке или дефиците того или иного элемента: чтобы определить это, нам необходим некий эталон, сравнивая с которым наши данные, возможно определить накапливается элемент или рассеивается. Для этого мы использовали сведения справочника «Человек. Медико-биологические данные». Рассчитанные нами коэффициенты концентрации содержания элементов в крови жителей районов Томской области относительно условно здорового человека приведены в таблице 2.

Таблица 2

Биогеохимические ряды коэффициентов накопления элементов в крови жителей Томской области относительно условно здорового человека («Человек. Медико-биологические данные»)

Бакчарский район	$Sr_{2419} Au_{990} Ba_{278} Cr_{254} Hg_{181} Sb_{119} Ca_{91} Zn_{48} Cs_{40} Fe_{34} Rb_{33} (Na, Br)_{25} Se_{16} As_{11} Co_4 Ag_3$
Зырянский район	$Au_{2634} Sr_{1613} Ba_{139} Cs_{100} Hg_{98} Sb_{65} Ca_{49} Rb_{44} Cr_{37} Fe_{34} Na_{24} Zn_{21} Co_{20} Br_{15} Se_{13} Ag_7 As_2$
Томский район	$Sr_{1646} Au_{661} Cr_{261} Ba_{163} Hg_{161} Cs_{110} Sb_{43} Ca_{39} Br_{37} Rb_{36} Fe_{34} (Zn, Se)_{22} Na_{21} Co_{17} Ag_3$

Из таблицы видно, что для всех элементов характерно интенсивное накопление. Высокие коэффициенты свидетельствуют о существенном природно-техногенном влиянии. Так, например, для всех районов характерны коэффициенты содержания золота более 600, для Зырянского района отмечается его максимальное содержание. Известно, что последний преимущественно является сельскохозяйственным районом, и на его территории выявлены только месторождения песчаника и глины; таким образом, возможное влияние оказывает Красноярский край, в пределах которого находится крупное месторождение золота – Олимпиадинское.

Также для всех районов обозначены высокие коэффициенты (более 1000) для Sr. Чаще всего он присутствует как примесь в различных кальциевых минералах и в организме всегда присутствует как неизменный спутник кальция, частично замещая его собой. Возможным источником его поступления могут быть глинистые месторождения территорий изучаемых нами районов, одним из основных химических компонентов которых является СаО.

Равным образом стоит отметить высокие содержания Ba, Hg, присущие для всех трех районов. Возможной причиной появления таких содержаний Ba может являться одно из основных месторождений барита РФ в Кемеровской области, в промышленности он используется не так широко. Основными источниками эмиссии ртути являются тепловые электростанции, работающие на угле, хлорно-щелочное производство, производство цемента, производство меди и цинка, сжигание твердых бытовых отходов, аффинажное производство [4]. Из них на территории Томской области реализуются ТЭЦ и сжигание на полигоне ТБО, помимо этого в Кемеровской области развито производство цемента, в Новосибирской действует аффинажный завод. На основе представленных данных возможно выделение специфики локального характера для каждого района, фиксирование природно-техногенной биогеохимической провинции, характеризующей как комплекс промышленных предприятий,

типичных именно для определенного района (предприятия ядерно-топливного цикла, нефтеперерабатывающие, горно-добычные, машиностроительные и др.), так и природные составляющие.

Именно поэтому исследования в этой области актуальны и перспективны, к тому же имеют практическое значение для прогнозирования, диагностики и профилактики многих эндемических заболеваний.

С помощью кластер-анализа, задачей которого является разбиение множества химических элементов на группы, в которые объединяются элементы с наивысшими значениями меры сходства, были выделены наиболее значимые ассоциации элементов для Томского района, как наиболее техногенно напряженного.

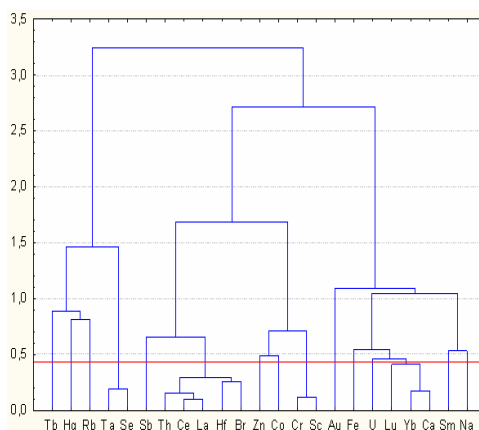


Рис.2 Дендограмма корреляционной матрицы геохимического спектра элементов в крови жителей Томского района ($N=130$; $1-r_{кр}=0,43$)

Определенные ассоциации элементов относятся к группе редких относительно номенклатурной классификации и соответственно имеют сходные свойства, помимо этого все они в той или иной степени применяются в металлургии, электротехнической, машиностроительной промышленности; уран, активно используемый в районе г. Томска, часто сопровождают РЗЭ.

Ниже представлены все наиболее значимые (более 0,8) коэффициенты парной корреляции Пирсона для Томского района.

Таблица 3
Корреляционные ассоциации содержаний элементов в крови жителей Томского района

Ta-Se	0,81
Yb-Ca	0,82
Th-Ce	0,85
Th-La	0,86
Ce-Br	0,88
Cr-Sc	0,88
Ce-La	0,90

Видно, что наиболее сильные связи выявлены для редких элементов. Возможно, это связано с комплексным влиянием циркон-ильменитовых россыпей на территории Томской области.

В целом, исследования требуют дальнейшего развития и углубления. Главной задачей на данный момент является выявление/согласование фона, с помощью которого будет возможен действительный научно-обоснованный эколого-геохимический мониторинг не только для Томской области, но и других субъектов территории РФ.

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. Безуглова О.С. Биогеохимия – Ростов-на-Дону: Феникс, 2000. — 320 с.
2. Белицина В. Г., Сибирцева Е.А. Экологические проблемы Томской области: информационный дайджест. Вып.4 / Муниципальная информационная библиотечная система г. Томска, Муниципальная библиотека "Северная"; - Томск: [б. и.], 2008. – 32 с.
3. Жолнин А.В. Конспект лекций по общей химии. Челябинская государственная медицинская академия. Челябинск, 2001 г. Издание второе, переработанное и дополненное.
4. Источники выброса ртути в России. Обзор ситуации в шести городах страны; подготовлен центром «Эко-Согласие» по заказу Sigrid Rausing Trust и Европейской комиссии через Европейское экологическое бюро, Брюссель.
5. Кист А.А. Феноменология биогеохимии и бионеорганоческой химии. –Ташкент: Изд-во ФАН, 1987. – 235 с.

7. Кукушкин Ю.Н. Химические элементы в организме человека// Соросовский образовательный журнал, 1998, №5.
8. Рихванов, Л. П. Общие и региональные проблемы радиозологии / Л. П. Рихванов. – Томск : Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.
9. Рихванов Л.П. и др. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения. – Томск: Изд-во Курсив, 2006. – 216 с.
10. Человек. Медико-биологические данные. Доклад рабочей группы комитета II МКРЗ по условному человеку. – М.: Медицина, 1977. – 445 с.
11. Энциклопедия для детей. Том 19. Экология / Ред. Коллегия: М. Аксенова, В. Володин, Г. Вильчек, Е. Ананьева и др. – М.: Аванта, 2005. – 448 с.
12. Энциклопедия по безопасности и гигиене труда: пер. с англ.: В 4 т / гл. ред. А.П. Починок. – М.: Министерство труда и социального развития Российской Федерации, 2001. – 1279 с.
13. <http://www.microelements.ru/>

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ ОТДЕЛА ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.Ф. Данилова

Научный руководитель профессор В.П. Круглов

Тверской государственный технический университет, г. Тверь, Россия

В условиях научно-технического прогресса и интенсификации промышленного производства, проблемы охраны окружающей среды стали одной из важнейших общегосударственных задач, решение которых неразрывно связано с охраной здоровья людей. В связи с этим разработаны и внедрены научные основы регламентирования неблагоприятных факторов окружающей среды, установлены нормативы для многих химических веществ в воздухе рабочей зоны, воде водоемов, атмосферном воздухе населенных мест, почве, пищевых продуктах; установлены допустимые уровни воздействия ряда физических факторов – шума, вибрации, электромагнитного излучения, обособлены методы и критерии контроля качества окружающей среды по некоторым микробиологическим показателям. Продолжаются исследования по изучению окруженного и комплексного воздействия вредных веществ, разработка расчетных и экспрессных методов их нормирования, для возможности получения своевременной и наиболее точной информации о состоянии окружающей среды, на предприятиях создаются отделы по ее охране.

Создаются отделы охраны окружающей среды на предприятиях с целью организации природоохранной деятельности. На них возлагается ответственность за осуществления мероприятий по охране окружающей среды, регламентированных соответствующими нормативными актами. Основное направление работы отдела охраны окружающей среды - руководство принципами управления охраной окружающей среды. Важной частью природоохранной деятельности предприятий и организаций является уменьшение отрицательного воздействия производственных процессов на окружающую среду. Следовательно, основной задачей отдела охраны окружающей среды является организация работ по снижению отрицательного воздействия предприятий на окружающую среду региона. Охрана окружающей среды охватывает целый комплекс технических, технологических, организационных и экономических мероприятий, осуществляемых с одной целью – снижения воздействия производственных процессов на окружающую среду.

Специфика нефтяной промышленности состоит в территориальной разбросанности промышленных объектов, токсичности и экологической опасности применяемых материалов и химических реагентов, отходов производства для окружающей среды, потреблении большого количества пресной воды. Это усиливает опасность загрязнения окружающей среды на территории нефтедобывающего района. Поэтому охрана окружающей среды выдвигается в число основных производственных задач предприятия.

Мероприятия, осуществляемые нефтяными предприятиями, несмотря на большие затраты по их внедрению, являются эффективными с точки зрения интересов экономики региона. При расчетах экономической эффективности мероприятий по охране окружающей среды необходимо учитывать, что предотвращение загрязнения окружающей среды более эффективно, чем ликвидация его последствий. Для управления природоохранной деятельностью предприятий отдел охраны окружающей среды в аппарате управления функционирует согласно существующему «Типовому положению об отделе охраны окружающей, среды и недр производственного предприятия». На отдел возлагается ответственность за разработку и осуществление мероприятий, направленных на уменьшение вредного воздействия производственной деятельности предприятия на окружающую среду, за технически правильное и перспективное развитие предприятий и организаций в вопросах охраны окружающей среды.

В соответствии с основными задачами по охране и рациональному использованию природных ресурсов на отдел охраны окружающей среды предприятия возлагаются следующие функции:

1. Разработка и представление в установленном порядке проектов комплексных программ, перспективных и годовых планов по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов по производственному предприятию и контроль за выполнением этих планов и программ.

2. Разработка и согласование с природоохранными органами, а также с Государственным санитарным надзором, Государственной инспекцией рыбоохраны, Государственной инспекцией по регулированию использования и охране вод и Государственной инспекцией по контролю за работой газоочистных и пылеулавливающих установок в установленном порядке сводных комплексных программ, перспективных и го-

довых планов внедрения достижений науки и техники по охране природы и рациональному использованию природных ресурсов производственного предприятия и контроль за осуществлением этих программ и планов.

3. Определение соответствия техники и технологии, применяемой в производственном предприятии, современному уровню развития науки и техники в части требований охраны природы и рационального использования ресурсов.

4. Участие в создании и внедрении новых технологических процессов, технических средств и организации оснащения источников загрязнения очистными сооружениями, обеспечивающими снижение выбросов вредных веществ в биосферу до нормативов предельно допустимых выбросов.

5. Рассмотрение проектной документации и выдача заключений в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов, включая:

- проекты новых технологических процессов, технических средств, препаратов;
- проекты реконструкции технологических процессов, технических средств;
- внедрение пусковых комплексов и т.д.

6. Организация проведения конференций, совещаний, семинаров и выставок по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов.

7. Контроль за деятельностью предприятия в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов.

8. Участие в планировании и контроль за рациональным использованием материальных, финансовых и человеческих ресурсов на охрану окружающей среды и недр производственного предприятия.

9. Соблюдение требований Федерального закона «Об охране окружающей среды».

С целью обеспечения эффективного контроля за состоянием природной среды на территории предприятий нефтепромышленности и оперативного проведения мероприятий по предотвращению загрязнения окружающей среды, активно действуют службы охраны окружающей среды.

В общем виде природоохранные требования к объектам нефтяной промышленности сформулированы в ст. 46 Федерального закона «Об охране окружающей среды» (в редакции Федерального закона от 18.12.2006 г. № 232-ФЗ) «Требования в области охраны окружающей среды при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки».

Эта статья содержит следующие правовые нормы:

1. Размещение, проектирование, строительство, реконструкция, ввод в эксплуатацию и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны осуществляться в соответствии с требованиями, установленными законодательством в области охраны окружающей среды.

2. При размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов.

3. Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки и хранения нефти и газа, расположенных в акваториях водных объектов, на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне Российской Федерации, допускаются при наличии положительных заключений государственной экологической экспертизы, государственной экспертизы проектной документации и иных установленных законодательством государственных экспертиз после восстановления загрязненных земель.

Правильная политика по охране окружающей среды может способствовать оптимизации управления ресурсами, созданию общественного доверия и развитию рыночных возможностей. Многие новые технологии не только снижают загрязнения, но и экономят расход сырых материалов и энергии до такой степени, что снижение издержек сможет более, чем возместить исходные, более высокие, инвестиционные затраты и таким образом снизить себестоимость продукции.

Охрана окружающей среды – это направление, по которому движутся цивилизованные страны. Роль эко – ориентированного бизнеса растет с каждым годом, охрана окружающей среды становится неотъемлемым элементом деятельности предприятия. С этим связан рост числа компаний, занимающихся экологическим проектированием.

**РЕЗУЛЬТАТЫ НОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ НА ОБЪЕКТАХ КЛЮЧЕВОГО УЧАСТКА №1 ИГОЛЬСКО-
ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

М.Г. Деева

Научный руководитель старший преподаватель Т.В. Усманова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно статье 19 Федерального закона Российской Федерации «Об охране окружающей среды» нормирование в области охраны окружающей среды осуществляется в целях государственного регулирования воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду, гарантирующего сохранение благоприятной окружающей среды и обеспечение экологической безопасности [1].

Для определения степени реального воздействия на атмосферный воздух производственных объектов ключевого участка №1 на территории Игольско-Талового нефтяного месторождения, выбранного сотрудниками ОАО «ТомскНИПИнефть», нами был составлен проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на данной территории. Были проведены расчеты массы выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферы на основании сведений о параметрах оборудования, его производительности, расходу топлива и материалов.

В результате проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферного воздуха было выявлено поступление 25 наименований загрязняющих веществ I-IV классов опасности, таких как: азот (IV) оксид (азота диоксид), углерод оксид, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензол, диметилбензол (ксилол), метилбензол (толуол), бенз(а)пирен (3,4-бензпирен), сероводород, бензин, дизтопливо, азот (II) оксид (азота оксид), углерод (сажа), фториды газообразные, метан, метанол (метилловый спирт), масло минеральное нефтяное, пыль неорганическая: 70-20% SiO₂, железа оксид, марганец и его соединения, аммиак, серы диоксид - ангидрид сернистый, углерода диоксид, этилбензол, формальдегид [2].

Были рассчитаны нормативы предельно допустимых выбросов вышеперечисленных загрязняющих веществ в атмосферный воздух и выявлены количества сверхлимитных выбросов по некоторым веществам, превышающим предельно допустимые выбросы, представленные ниже в таблице.

Таблица

Перечень загрязняющих веществ, выбросы которых превышают предельно допустимые

Код	Наименование вещества	Выброс веществ на 2009 г.		ПДВ		СЛВ	
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0301	Азота диоксид	0,0006	0,0023	0,0006	0,0023	0,09977	3,13352
0328	Углерод (сажа)	1,615	50,879	0,12306	3,87698	1,49194	47,00202
0337	Углерод оксид	14,24270435	432,4608671	166,156804	40,7733671	12,4307	391,6875
0410	Метан	6,039711233	174,1300785	1,25811123	21,1949785	4,8536	152,9351
0703	Бенз(а)пирен	4,4E-10	13,57E-09	3,5948E-11	11,0867E-10	4,2642E-10	12,46133E-09

Также при составлении проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферный воздух был проведен расчет и анализ уровня загрязнения атмосферы с учетом выбросов от всех технологических аппаратов и сооружений (факельные установки, печи подогрева, сепараторы, насосные блоки и др.). Анализ полей концентраций проведен по загрязняющим веществам в точках максимальных приземных концентраций и на границе санитарно-защитной зоны (300 м) каждого технологического объекта. Автоматизированные расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены программой УПРЗА «Эколог» версии 3.1 с учетом требований, изложенных в методике ОНД-86 [3].

Наиболее яркими примерами рассеяния полей концентраций выбрасываемых загрязняющих веществ являются поля концентраций масла минерального нефтяного и диоксида азота.

Расчет приземных концентраций минерального нефтяного масла проведен для 2 источников выбросов. Максимальная концентрация 2,79 долей предельно допустимой концентрации создается на территории неорганизованного источника выбросов № 6046 (площадка блочной кустовой насосной станции №34) при опасной скорости ветра 0,75 м/с (рис. 1). На границе санитарно-защитной зоны этого источника выбросов максимальная концентрация загрязняющего вещества составляет 0,47 долей предельно допустимой концентрации.

Расчет приземных концентраций диоксида азота проведен для 12 источников выбросов. Максимальная концентрация 1,99 долей предельно допустимой концентрации создается организованными источниками выбросов № 0006, 0017, 0018, 0019 (трубы печей ПТБ-10) на расстоянии 190 м при опасной скорости ветра 6,93 м/с (рис. 2). На границе санитарно-защитной зоны этих источников выбросов максимальная концентрация загрязняющего вещества составляет 1,81 долей предельно допустимой концентрации.

В результате проделанной нами работы были выявлены концентрации загрязняющих веществ, превышающие нормативы предельно допустимых выбросов. В связи с этим рекомендуется дальнейший периодический контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух и нормирование их предельно допустимых

концентраций. Это позволит выявить динамику поступления загрязняющих веществ в атмосферу и контролировать сверхлимитные выбросы.

В соответствии с Целевой Программой ОАО «НК «Роснефть» по повышению уровня использования попутного нефтяного газа [4], строительство системы газосбора на территории месторождения позволит использовать сжигаемый на факельных установках газ в качестве топлива на газовой ТЭС Игольско-Талового нефтяного месторождения. Такое мероприятие позволит значительно сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

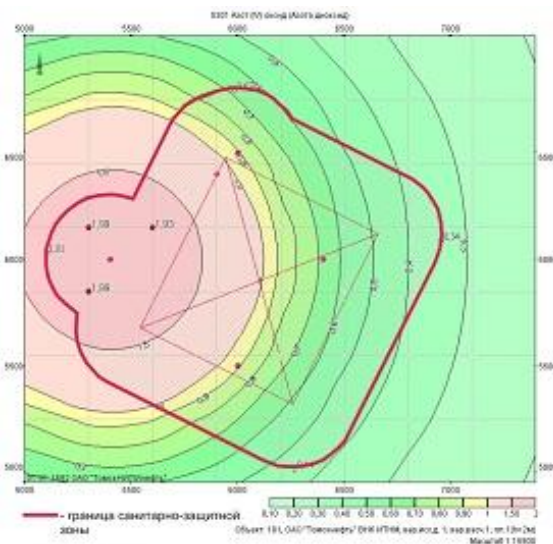
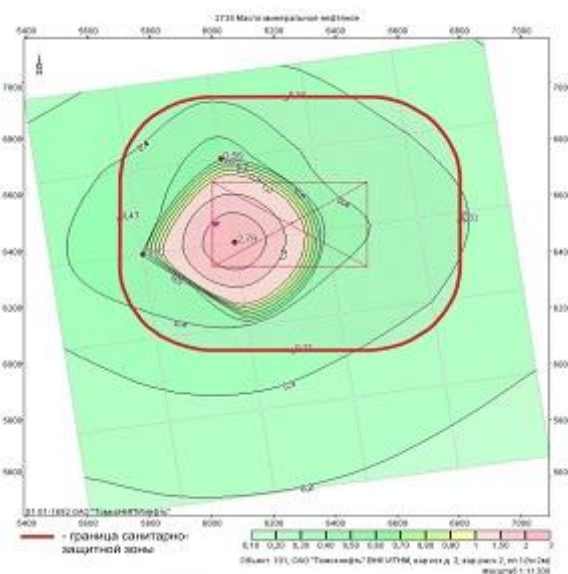


Рис.1 Поля концентраций масла минерального нефтяного Рис.2 Поля концентраций диоксида азота

Литература

1. Об охране окружающей среды: федеральный закон. – М., 2002. – 48 с.
2. Отчет о научно-исследовательской работе. Оценка фоновых значений состояния окружающей среды на месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК и разработка программы экологического мониторинга (для НГДУ «Васюганнефть»). Инженерно-экологические изыскания на территории Игольско-Талового нефтяного месторождения. Разработчик: ОАО «ТомскНИПинефть». – Томск, 2001. – 386 с.
3. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1997. – 185 с.
4. Политика компании П4-05 в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды: утв. приказом ОАО «НК «Роснефть» от 13.03.2007 № 83. – М., 2007. – 12 с.

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ ДЕТЕЙ И ВЗРОСЛОГО НАСЕЛЕНИЯ ОТ ХИМИЧЕСКОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ СРЕД

Е.А. Дыкина

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Химическое загрязнение территории является одним из наиболее выраженных видов техногенного воздействия на окружающую природную среду. Для крупных индустриальных центров с развитым многопрофильным производством, к которым относится Томск, актуальным и информативным представляется оценка степени опасности химического загрязнения и выработки соответствующих критериев такой оценки.

Огромное влияние на геохимические параметры загрязнения территорий современной урбанизированной среды промышленных центров оказывают вредные химические вещества атмосферного воздуха.

Уровень допустимых техногенных воздействий и, как следствие, химического загрязнения может быть спрогнозирован по состоянию здоровья населения. Следует отметить, что в развитие порогового подхода, недостаточность которого признается в научной литературе, широкое применение находит методология оценки риска для здоровья человека от химического загрязнения окружающей среды. Она впервые сформулирована как целостное учение в США [1] и официально используется в РФ с 2004 г. [2]. Критерием экологического риска согласно этой концепции выступает индивидуальный канцерогенный риск (дополнительное число онкологических заболеваний в рассматриваемой группе населения под влиянием химического загрязнения) и коэффициент

опасности (показатель неканцерогенных эффектов). При расчете среднесуточных доз учитывается ингаляционное поступление загрязняющих веществ в организм человека.

Расчет риска обычно проводят с использованием большого объема информации о концентрациях загрязняющих веществ в воздухе, определенных экспериментально или с учетом модели рассеивания примесей в атмосферном воздухе. В настоящей работе методология оценки риска применена для оценки риска здоровью от химического загрязнения в результате работы автотранспорта. Доля выбросов автотранспорта в Томске превышает 77 процентов от общего объема выбросов загрязняющих веществ. Для расчетов использованы экспериментальные результаты по измерению концентраций загрязняющих веществ на наиболее оживленных перекрестках города (показаны на карте) за 2008-2009 г.г. Данные получены Томской специализированной инспекцией государственного экологического контроля и анализа и опубликованы на сайте департамента окружающей среды и природопользования администрации Томской области (www.green.tsu.ru). Регулярно измерялись концентрации веществ: оксид углерода (II), оксид азота (I), бензол, фенол, формальдегид, оксиды свинца и меди, взвешенные вещества, хлороводород. Согласно методологии оценки риска на первой стадии был выбран круг веществ, по которым необходимо проводить оценку риска. Основным критерий отбора - частотность и кратность превышения ПДК. Далее были рассчитаны средние за год значения концентраций веществ, отобранных для оценки риска, на каждом перекрестке. Расчет риска канцерогенного воздействия проводился по формуле:

$$CR = 1 - \exp(-SF \times LADD), \text{ где}$$

CR – индивидуальный канцерогенный риск;

LADD - среднесуточная доза в течение жизни, мг/(кгхдень);

SF – фактор канцерогенного потенциала(мг/(кгхдень))⁻¹,

(используется база данных по канцерогенным свойствам веществ <http://www.epa.gov/iris/subst/>).

Для расчетов использовали программный комплекс «Risk Assistant»

В настоящей работе приведены и обсуждены данные расчета риска канцерогенных и неканцерогенных эффектов от воздействия формальдегида. Формальдегид содержится в выхлопных газах автомобильных двигателей. По имеющимся приближительным оценкам в воздушный бассейн городов России ежегодно поступает от 2,5 - 3 до 5 - 6 тыс. т формальдегида. В большинстве случаев его концентрации находятся в пределах 3-12 мкг/м³ (ПДК среднесуточное 3 мкг/м³). В воздухе ряда городов отмечаются повышенные до 100 - 280 мкг/м³ концентрации (Волгоград, Кемерово, Красноярск, Норильск, Омск, Тольятти, Усолье-Сибирское и др.) [3].

Полученные нами величины канцерогенных индивидуальных рисков, по результатам мониторинга на перекрестках, в связи с загрязнением атмосферного воздуха формальдегидом лежат в интервале 5*10⁻⁷-6*10⁻⁵, среднее значение составляет 2,7 *10⁻⁶ и не превышают приемлемый канцерогенный индивидуальный риск. Индивидуальный риск в течение всей жизни в пределах более 1*10⁻⁶, но менее 1*10⁻⁴ соответствует зоне условно приемлемого (допустимого) риска; именно на этом уровне установлено большинство зарубежных и рекомендуемых международными организациями гигиенических нормативов для населения в целом.

Представляет интерес проследить пространственное распределение уровня риска. Точки проботбора, или расположения перекрестков были нанесены на карту города. Хотя они распределены по территории города неравномерно, массив точек был достаточен для построения изолиний уровней риска. Поэтому все картосхемы уровней индивидуального риска были построены в информационном пакете Surfer методом Кригинга как наиболее адекватно отражающем характер распределения данных. Результаты построения отражены на карте.



Рис. Ранжирование территории города по уровню индивидуального канцерогенного риска от воздействия формальдегида (по данным наблюдений на перекрестках города)

Литература

1. U.S.Environmental Protection Agency. 1998. Guidelines for ecological assessment. EPA/630/R-95/002F. Washington, DC.
2. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Руководство Р. 2.1.10.1920-04. М.: Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава РФ, 2004. – 273 с.
3. Assessment of human health risk caused by chemical pollutants of the atmosphere / Ivanova E.V., Vykova V.V., Osipova N.A. Atmos. Oceanic Opt, 2006. – V. 19, №. 11. P.867 – 869.

**ДОННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАК МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ОБЪЕКТ
ЛИТОЛОГИИ И ГЕОЭКОЛОГИИ****М.И. Закиров**

Научный руководитель доцент Р.Х. Сунгатуллин

Казанский (Приволжский) Федеральный университет, г. Казань, Россия

Территория Республики Татарстан (РТ) – один из самых промышленно-урбанизированных и наиболее изученных в геологическом отношении субъектов Российской Федерации. В последние годы на 1/3 части территории РТ (более 22 000 км²) проведено геохимическое опробование донных отложений масштаба 1 : 200 000. В каждом пункте отбирались две рядовые пробы. Одна проба отбиралась для решения экологической задачи из донного наилка водотока и представляла собой преимущественно илистую фракцию (менее 0,1 мм). Вторая проба (глубина отбора 0,2–0,4 м) решала поисковую задачу и формировалась из аллювиальных и пролювиальных отложений водотока, при этом материал пробы был представлен песчаной (песчано-глинистой) фракцией с размером зерен менее 1,0 мм. В пробах изучалось поведение 47 химических элементов: Ag, Al, As, Au, B, Ba, Be, Ca, Cd, Ce, Co, Cr, Cu, Fe, Ga, Ge, Hg, K, La, Li, Mg, Mn, Mo, Na, Nb, Nd, Ni, P, Pb, Pt, Rb, Sb, Sc, Se, Si, Sm, Sn, Sr, Th, Ti, U, V, W, Y, Yb, Zn, Zr. Комплекс аналитических методов включал: приближенно-количественный атомно-эмиссионный спектральный; атомно-эмиссионный в индукционно-связанной плазме; атомно-абсорбционный; рентгено-спектральный флуоресцентный; спектрофотометрический. Автор занимался компьютерной обработкой результатов анализов геохимических проб с использованием специальных программных продуктов (Statistika, Surfer, Excel и др.).

Статистические параметры распределения микроэлементов по фракциям и коэффициенты их концентрации в потоках рассеяния выявили элементы, накапливающиеся в илистой или песчаной фракциях. Первая фракция концентрирует большую часть изученных элементов и подтверждает депонирующие (экологические) свойства илистых осадков на промышленно-урбанизированных территориях. Во второй (песчаной) фракции повышены содержания кобальта, хрома, олова, стронция и ртути. Ранее при изучении поведения ртути в первичных ореолах и потоках рассеяния в нефтедобывающих районах на северо-востоке РТ установлена близкая пространственная приуроченность ртутных аномалий и месторождений нефти [1]. По результатам проведенной геохимической съемки объектами исследования перспектив нефтеносности может стать центральная часть Северо-Татарского свода. Здесь в донных отложениях выявлены аномалии ртути, сурьмы, свинца, цинка, ванадия, никеля, галлия. Например, аномалии сурьмы отчетливо фиксируют известные нефтяные месторождения на востоке Северо-Татарского свода. Именно поэтому обнаружение подобных аномалий при проведении геохимических поисков может иметь важное значение для прогноза залежей углеводородов на территории РТ, особенно в малоизученной ее западной части. Аномалии меди, фосфора, марганца, стронция и других элементов, связанные с определенными стратиграфическими уровнями в геологическом разрезе, подтверждают перспективность их изучения при опережающих геохимических исследованиях перед проведением поисковых работ на твердые полезные ископаемые.

Статистическая обработка массива геохимических данных позволила получить предварительные выводы для решения экологической задачи. Подобная обработка с применением кластерного анализа привела к выделению «природных», «техногенных» и «природно-техногенных» элементов. Природные особенности изученной территории характеризуются в основном такими элементами, как V, Sc, Ti, Zr, Y, Yb, Ba, Be. К элементам преимущественно техногенного происхождения относятся Mn, P, As, Sn, Nb, а к элементам смешанного генезиса - Zn, Pb, Cu, Ni, B, Li, Ga, Co. Таким образом, за счет антропогенной деятельности в потоках рассеяния возникает искусственный парагенез микроэлементов, который можно выделить в виде своеобразного кластера техно-геохимической (нехарактерной для природных систем) ассоциации элементов. Проведенный анализ геохимических моделей с объектами техносферы с применением факторного анализа выявил приуроченность элементов к определенным типам природных и техногенных ландшафтов. Сопоставление распределения элементов по областям развития техногенной инфраструктуры показывает, что концентрация отдельных элементов зависит как от гранулометрического состава донных осадков, так и от типа техногенных объектов. Это подтверждает, что поведение «техногенных» элементов в окружающей среде является наиболее сложным видом миграции химических элементов и их изучение должно являться приоритетным направлением эколого-геохимических исследований в промышленно-урбанизированных регионах.

Таким образом, на примере территории Республики Татарстан показана перспективность получения геохимической информации при изучении донных осадков поверхностных водотоков для решения разнообразных геологических и геоэкологических задач. Выявлены аномалии Hg, Sb, Cu, P, Mn, Sr и других элементов, которые являются геохимическими поисковыми признаками обнаружения месторождений углеводородов и твер-

дых полезных ископаемых. Методами математической статистики выделены «природные», «техногенные» и «природно-техногенные» ассоциации элементов, которые позволяют создавать интегральные модели геологического пространства качественно нового уровня, учитывающие сложные взаимосвязи между природными и техногенными процессами в приграничных объектах разных геосфер.

Литература

1. Сунгатуллин Р. Х. Комплексный анализ геологической среды (на примере Нижнекамской площади). – Казань: Изд-во «Мастер-Лайн», 2001. – 140 с.

ГЕОХИМИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ЧУКОТСКОМ МОРЕ И ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНАХ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

М.В. Иванов

Научный руководитель профессор А.С. Астахов
*Тихоокеанский океанологический институт имени в.и. Ильичева ДВО РАН,
г. Владивосток, Россия*

Геохимия современного осадконакопления в Северном Ледовитом океане и в его окраинных морях имеет много специфических черт обусловленных преимущественно терригенным его характером. Оно осуществляется в условиях поступления с суши терригенного материала сформированного в холодном климате при минимальном участии процессов химического выветривания. Это позволяет считать, что вариации химического состава донных осадков будут определяться, прежде всего, их минеральным составом. Наибольшие различия в химическом составе формирующихся осадков в этом случае могут быть связаны с разделением терригенного вещества по гранулометрическому составу, когда образуются песчано-алевритовые осадки сложенные преимущественно обломочными компонентами терригенного материала обогащенные кремнием и пелитовые осадки сложенные преимущественно глинистыми минералами, обогащенными железом, алюминием, магнием [1, 2].

В распределении железа и, особенно, марганца, сказывается существование каких-то специфических условий на отдельных участках морского дна (рис.). Обычное для морских отложений обогащение железом тонкозернистых осадков по сравнению с песчаными также проявляется, но оно имеет подчиненное значение. В распределении кальция и, частично, магния проявлено обогащение осадков Чукотского плато и хр. Норсвинд биогенными карбонатами.

Большинство микроэлементов (Co, Cr, Cu, Ni, Pb, V, Zn, Zr, Hg) накапливаются, преимущественно, в тонкозернистых осадках. Это характерно и для других районов, так как такие отложения содержат возможные компоненты концентраторы – тонкодисперсные глинистые минералы, органическое вещество, гидроксиды железа и марганца, тонкодисперсные сульфиды железа. Для каждого из микроэлементов можно отметить закономерности распределения, определяемые и какими-то иными особенностями вещественного состава осадков. Вариации содержания свинца в осадках почти идентичны таковым для железа (рисунок), осадки с аномальным содержанием марганца в северо-западной части изученной площади обогащены также Zn, Ni, V, Hg, распределение стронция во многом повторяет распределение кальция; хром, подобно алюминию, обогащает осадки Канадской котловины.

Приведенные результаты изучения химического состава осадков Чукотского моря и их математической обработки с использованием методов многокомпонентной статистики позволяют однозначно заключить, что основным осадкообразующим процессом в этом районе является терригенное осадконакопление. На отдельных участках оно осложнено биогенным кремнистым или карбонатным осадконакоплением, а также хемогенным накоплением марганца и железа. В наиболее компактном виде это может быть представлено на факторной диаграмме в пространстве первых двух факторов, объединяющей результаты Q-факторного и Q-кластерного анализов. На ней точки, соответствующие пробам осадков кластеров 1-3 и 5 образуют фигуру почти точно очерчивающую теоретическую параболу, соответствующую 100 % суммы факторных нагрузок 1 и 2 факторов. Отрицательная по значениям 2 фактора ветвь этой параболы образована точками, соответствующими пробам песчано-алевритовых осадков отнесенных к кластерам 3 и 2. Положительная ветвь образована глинистыми осадками кластера 5. Вершину образуют пробы смешанных песчано-алеврито-глинистых осадков или глинистых осадков, обогащенных биогенным кремнеземом и отнесенных к кластеру 1. Учитывая состав осадков, входящих в эти кластеры (рисунок), можно отметить, что параболу образована пробами сформированных почти исключительно терригенным (алюмосиликатным) веществом, в различной степени дифференцированным по гранулометрическому составу [2].

Помимо указанных кластеров терригенных и кремнисто-терригенных осадков выделяются еще два кластера и отдельные «аномальные» пробы с существенной примесью осадочного материала иного генезиса. Осадки кластера 6 содержат карбонатные остатки бентосных фораминифер, что проявляется в обогащении их кальцием и магнием и в повышенных значениях третьего Q-фактора. Пробы кластера 4 представлены терригенными илами с высоким содержанием железа, что сказывается в аномально низких значениях четвертого и повышенных положительных значениях третьего Q-факторов. Они встречены в долинах каньонов Геральд и Барроу, где, на поверхности дна встречены железомарганцевые конкреции и, вероятно, существуют специфические гидрохимические условия благоприятные для осаждения железа из морских вод [2].

В «аномальных пробах» P11 и R13 континентального склона отмечены максимальные содержания марганца и железа. Кроме того, в этих донных осадках установлены максимальные содержания ртути, повышенные содержания цинка, никеля, ванадия. Проба S06-20 с шельфа южной части Чукотского моря отличается высоким содержанием кальция и стронция, что обычно свидетельствует об обогащении аутигенными минералами.

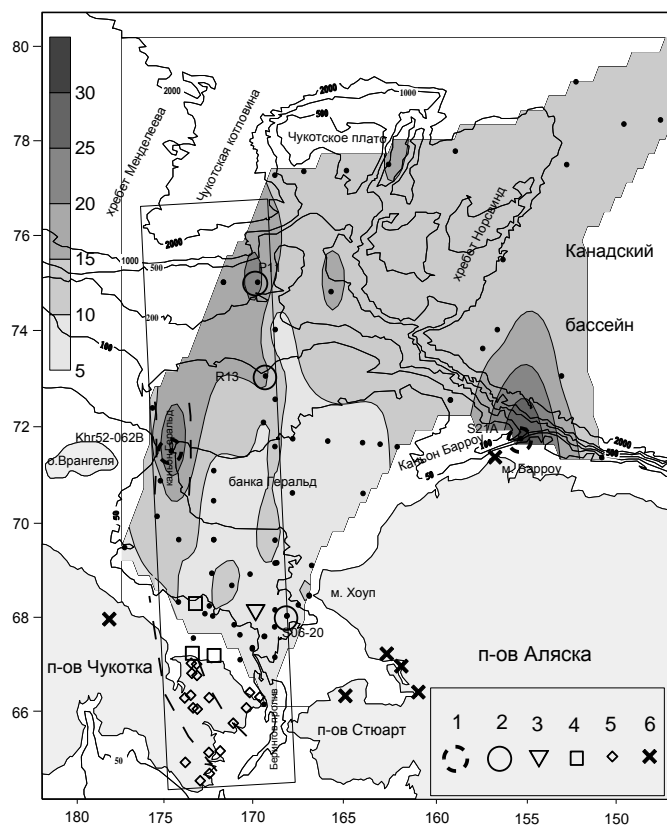


Рис. Значения литохимического модуля $(Fe+Mn)/Ti$ для поверхностных донных осадков Чукотского моря и примыкающей части Северного Ледовитого океана, станции отбора проб донных осадков и некоторые элементы геодинамической обстановки.

Двойная штриховая линия – неотектоническая структура «Чукотский грабен». Прямоугольником выделена зона, где по литохимическим и геологическим данным предполагается наиболее высокая геодинамическая активность.

1-2 – местоположение станций отбора проб и их номера: 1 – кластер 4; 2 – «аномальные» пробы; 3 – район с аномально высоким содержанием метана в осадках; 4 – гидротермальные источники Восточной Чукотки

Указанные особенности химического состава и аутигенной минерализации аномальных проб и проб кластера 4 подобны тем, которые сформированы в условиях высокой геодинамической активности при поставке эндогенных флюидов в поверхностные воды и донные осадки [1, 2]. Южная часть этого района исследования (рисунок) соответствует так называемой системе грабенов, выделенные Э.В. Шпиловым. Их влияние может быть отражено и в прямом притоке вещества к донным осадкам и водам, и в изменении физических и химических условий морских вод, в результате которых аномальные условия осадконакопления, также проявляются.

Таким образом, в западной части Чукотского моря в довольно широкой полосе между Чукотской котловиной на севере и Беринговым проливом и Восточной Чукоткой на юге в химическом составе донных осадков проявлены признаки поступления эндогенных флюидов. В районах с малой мощностью осадочного чехла и его отсутствия они выражены как:

- повышенные содержания железа, некоторых микроэлементов и железомарганцевые конкреции в районе предполагаемой низкотемпературной гидротермальной деятельности в каньоне Геральд;
- повышенные содержания марганца и микроэлементов (Mn-Hg-Co-Ni-Cu) на внешнем шельфе и материковом склоне, примыкающем к Чукотской котловине;
- аномально высокое содержание цинка в районе каньона Геральд.

Автор благодарит своего научного руководителя д.г.-м.н. А.С. Астахова за помощь в выполнении экспедиционных работ и подготовке тезисов. Автор признателен К. Крейн, О.В. Дудареву, А. Гао, Б.И. Сиренко, В.И. Джуринскому предоставившими дополнительные пробы осадков для изучения.

Литература

1. Астахов А.С. Литохимия осадков материковой окраины востока Азии. – Владивосток: Дальнаука, 2001. – 240 с.
2. Астахов А.С., Ван Рудзян, Гао А., Иванов М.В. Литохимические признаки современной геологической активности Чукотского моря // Доклады Академии Наук. – 2008. – Т. 422. – № 5. – С. 683 – 687.

**РИСКИ ЗАБОЛЕВАЕМОСТИ КАК СЛЕДСТВИЕ РАЗЛИЧНОГО УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ
АТМОСФЕРЫ**

Э.В. Иванова¹

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова²

¹*Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия*

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

Международная общественность, озабоченная состоянием среды обитания, прилагает усилия по улучшению создавшейся экологической ситуации. Разработана и принята большинством государств концепция устойчивого развития, которая реализуется в их долгосрочных планах. Она предусматривает предотвращение дальнейшего разрушения природной среды путем установления приоритетности экологических и социальных требований перед экономическими.

В политике устойчивого развития Томска приоритетным является обеспечение благоприятной среды для жизни и здоровья населения, снижение (предотвращение) негативного воздействия промышленного комплекса, транспортной инфраструктуры на окружающую среду.

В этой связи были разработаны критерии устойчивого развития. Они пока включают: 1) уровень загрязненности воздуха; 2) качество питьевой воды; 3) степень утилизации отходов; 4) заболеваемость органов дыхания; 5) заболеваемость органов пищеварения; 6) инфекционные и паразитарные заболевания.

Обострившаяся глобальная экологическая ситуация имеет свои региональные проявления, конкретная характеристика которых зависит от локальных природных и антропогенных условий. На протяжении последних лет в г. Томске интенсивно исследуется влияние техногенных факторов на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Различия в высотных отметках и формах рельефа в разных районах города и окрестностях, наличие или отсутствие лесной растительности, ориентация долины Томи непосредственно влияют на микроклимат соответствующих участков города, в первую очередь на их температурный и ветровой режим, которые в значительной степени определяют условия рассеяния загрязнителей в атмосфере, интенсивность и масштаб воздействия на строительные материалы зданий, сооружений, биоту и здоровье людей.

Для структуры города Томска характерно пятнистое расположение промышленных зон внутри селитебных без необходимых санитарно-защитных зон. 90% предприятий расположены на крайней ограниченной территории площадью не более 600 кв.км. преимущественно в двух городах – Томске и Северске, что усугубляет экологическую ситуацию.

В течение последних пять лет в Томске значения индекса загрязнения атмосферы (ИЗА) изменялись от высокого в 2005 году (ИЗА=10) до очень высокого в 2007 году (ИЗА=15,5), в 2009 году ИЗА снизился и составил 8,8. Соответственно суммарный показатель загрязнения атмосферного воздуха характеризуется неустойчивостью, сменой умеренной и сильной степени загрязнения.

Среднегодовые концентрации формальдегида стабильно превышают гигиенический норматив в 3 раза. Максимальные из разовых концентраций (3,4 ПДК) наблюдались на примагистральных территориях, в зонах влияния выбросов автотранспорта в Ленинском и Кировском районах города.

Среднемесячные концентрации формальдегида имеют повышенные значения весной, а летом достигают своего максимума при сухой и жаркой погоде. В зимний период концентрации снижаются, достигая минимума в самые холодные месяцы года. Наиболее часто превышения допустимых норм по формальдегиду были зафиксированы в Кировском районе города.

Загрязненность воздуха диоксидом серы, взвешенными веществами, фенолом за последние годы стабилизировалась и имеет тенденцию к снижению. Среднегодовые концентрации фенола и диоксида серы снизились в 1,5 раза. В целом по городу и по постам среднегодовые и наибольшие максимальные разовые концентрации диоксида серы значительно ниже ПДК. Уровень загрязнения фенолом в целом по городу низкий. Наибольшая максимальная разовая концентрация была зафиксирована в 2009 году в Советском районе (пост №5) и составила 2,6 ПДК. Среднегодовая концентрация взвешенных веществ в целом по городу составила 0,6 ПДК. Наиболее загрязненными данной примесью районами являются Ленинский (пост №2) и Советский (пост №5), где среднегодовые концентрации составили 0,5 ПДК и 1,5 ПДК соответственно. Следует отметить, что наблюдения за содержанием аммиака в атмосферном воздухе Томска проводятся на двух постах: в Кировском районе (пост №13) и в Октябрьском районе (пост №14). Согласно наблюдениям, среднегодовая концентрация аммиака по городу составляет 0,2 ПДК. Превышения допустимых норм по хлористому водороду постоянно фиксируются в Кировском и Советском районах города. Наибольшая концентрация была зафиксирована в мае 2009 года в Советском районе (пост №5) – 10,3 ПДК. Среднегодовая концентрация хлорида водорода в целом по городу составляет 0,9 ПДК.

Целью настоящей работы является оценка риска для здоровья людей вследствие поступления загрязняющих веществ в атмосферный воздух города Томска. Исследования проводились на базе нормативного доку-

мента "Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду. Руководство. Р. 2.1.10.1920-04" (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 05.03.2004) с применением компьютерной программы «RISK ASSISTANT».

Основные задачи исследования заключались в оценке состояния атмосферного воздуха в г. Томске, в выборе приоритетных загрязняющих веществ и расчете показателей канцерогенного риска и коэффициента опасности в результате загрязнения атмосферы.

При выполнении работы анализировались данные наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха в г. Томске, которые регулярно проводит Томский центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды на стационарных постах наблюдения (ПНЗ). В настоящее время наблюдения ведутся на 6 ПНЗ, расположенных по следующим адресам: №2, пл. Ленина, 18; №5, ул. Герцена, 68а; №11, пер. Баранчуковский; №12, пос. Светлый; №13, ул. Вершинина, 17в; №14, ул. Лазо, 5/1

Для оценки риска в качестве исходных данных использовались:

- среднегодовые концентрации за период с 1993 по 2008 годы по 13 ингредиентам: пыли, сернистого ангидрида, оксида углерода, диоксида азота, оксида азота, сероводорода, фенола, сажи, хлористого водорода, аммиака, формальдегида, метилового спирта и бенз(а)пирена;

- данные о среднегодовых концентрациях загрязняющих веществ в санитарно-защитных зонах следующих предприятий: завод «Томский инструмент», асфальтобетонный завод, завод древесно-стружечных плит, завод измерительной аппаратуры, Томский электромеханический завод, завод резиновой обуви, шпалопропиточный завод, ОАО Фармстандарт-Томскхимфарм, завод «Эмальпровод», «Сибкабель», «Ролтом», «Том-мас», «Мясокомбинат», манометровый завод, ГРЭС-2, «Сибэлектромотор», «Томские мельницы», «Электроцентрлит», завод керамических материалов и изделий, ЖБК-100, «Томскмебель», электроламповый завод.

Для расчета коэффициента опасности использовались среднегодовые концентрации за период с 1993 по 2004 годы по следующим ингредиентам: сернистый ангидрид, окислы углерода, окислы азота, кислота серная, ксилол, фенол, формальдегид, сероуглерод, сажа, керосин, бензин, углеводороды, кислота уксусная, спирт этиловый, пыль металлическая, взвешенные вещества, акролеин, аммиак, хлористый водород. В общей сложности расчеты проводились по результатам 150 измерений.

Согласно проведенному исследованию, в среднем по городу индивидуальный канцерогенный риск, обусловленный загрязнением атмосферного воздуха формальдегидом, составляет $2 \cdot 10^{-5}$ и ежегодно привносит в общую заболеваемость по городу дополнительно 1 случай злокачественных новообразований. Индивидуальный риск в течение всей жизни более 1×10^{-6} , но менее 1×10^{-4} соответствует зоне условно приемлемого (допустимого) риска; именно на этом уровне установлено большинство зарубежных и рекомендуемых международными организациями гигиенических нормативов для населения в целом.

По всем веществам, кроме хлористого водорода и аммиака, полученные значения коэффициентов опасности следует рассматривать как пренебрежимые. Для хлористого водорода он меняется от 0,25 до 0,86 в Советском районе и от 0,49 до 1,34 в Кировском. Считается, что если рассчитанный уровень неканцерогенного риска (коэффициент опасности) вещества не превышает единицу, то вероятность развития у человека критических эффектов при ежедневном поступлении вещества в течение жизни незначительная и такое воздействие характеризуется как допустимое. В случае превышения коэффициентом опасности единицы, вероятность возникновения вредных эффектов у человека возрастает пропорционально величине коэффициента опасности. Другими словами, по максимальным значениям коэффициента опасности Советский район имеет низкий уровень риска, а Кировский – средний.

Коэффициент опасности в результате загрязнения атмосферного воздуха аммиаком меняется от 0,04 до 0,48 в Кировском районе и от 0,02 до 0,51 в Октябрьском районе. Таким образом, рассчитанный коэффициент опасности вещества не превышает единицу, т.е. вероятность развития у человека критических эффектов низкая и такое воздействие характеризуется как допустимое. Между тем, оба этих вещества относятся к группе веществ, влияющих на органы дыхания, превышение их концентрации по сравнению с ПДК фиксируется в 30-35 % исследованных проб на протяжении 15 лет, и ореолы повышенных концентраций отмечены.

Результаты гигиенической оценки фоновых уровней, многолетнего анализа динамики загрязненности атмосферы и оценки риска для здоровья населения позволили выявить приоритетные вещества для оценки риска здоровья населения г. Томска и районы повышенных значений показателей риска, хотя и в пределах допустимого.

Литература

1. Экологический мониторинг. Состояние окружающей среды Томской области в 2007 году / Авторы: Гл. ред. А.М. Адам; Департамент природн. ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода» Администрация Том. обл., Томск: Графика, 2007. – 25 с.
2. Алымов, В.Т. Техногенный риск анализ и оценка. / В.Т. Алымов, Н.П. Тарасова. М.: ИКЦ «Академкнига». 2004. – 118 с.
3. Шафкиркин, А.В. Развитие концепции приемлемого риска. А.В. Шафкиркин // Инженерная физика 2001. – №4 С. 32 – 37.
4. Осипова, Н.А. Техногенные системы и экологический риск. / Н.А. Осипова. Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 110 с.
5. Бодиенкова, Г.М. Иммунореактивность населения и качество окружающей среды Прибайкалья. / Г.М. Бодиенкова. Иркутск: Изд-во ГТУ, 2006. – 221 с.
6. Ольховатенко, В.Е. Геоэкологические исследования урбанизированных территорий при решении градостроительных проблем. В.Е. Ольховатенко (соавторы Рутман М.Г., Лазарев В.М.) // Труды Международной конфе-

ренции по геотехнике, посвященной 300-летию Санкт-Петербурга, Реконструкция исторических городов и геотехническое строительство. Санкт-Петербург, Изд-во АСВ, 2003, С. – 427-433.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ РТУТЬЮ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНОВ (НА ПРИМЕРЕ БАШКИРСКОГО ЗАУРАЛЬЯ)

Р.К. Ильясов

Научный руководитель профессор Л.Н. Белан
Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Приоритетным направлением эколого-геохимических исследований в золотодобывающих горнорудных районах Урала является оценка ртутного загрязнения.

Ртуть в повышенных концентрациях присутствует в рудах медноколчеданных месторождений Южного Урала и образует ореолы рассеяния около их залежей. Содержания Hg в рудах варьируют в диапазоне: от 1 до 250 г/т и зависит от минерального состава руд. Содержание ртути в рудах Учалинского месторождения достигает величины 0,0066 %, Новоучалинского – 0,0088, Узельгинского месторождения – 0,056 %. В сплошных рудах Сибайского месторождения среднее содержание ртути 11,2 г/т. Характерно высокое накопление Hg (до 80 г/т) в зоне окисления колчеданных месторождений, где она находится в металлическом виде. Е.Ф. Емлиным (1991) выведен условный «уральский» кларк для околорудных ореолов колчеданных месторождений, где содержание ртути достигает 0,03 мг/кг [2].

Высокие содержания ртути в рудах обуславливают ее значительные концентрации в продуктах переработки руд. В цинковом концентрате обогатительных фабрик Южного Урала, содержания ртути столь высоки, что рассматривалась возможность ее рентабельного получения в процессе металлургического передела в качестве сопутствующего цинку полезного компонента. В медном концентрате Учалинской ОФ ртуть присутствует в количестве 28-41 г/т, цинковом – 76-123 г/т, пиритном – 5-15 г/т, хвостах флотационного обогащения – 1-9 г/т. Концентрат Учалинской ОФ содержит 0,0053 % ртути, Сибайской ОФ – 0,0093 %.

Часть ртути попадает в хвосты и складывается в хвостохранилищах ГОКов, которые являются потенциальными источниками ртутного загрязнения. В материале хвостов Тубинской золотоизвлекательной фабрики, расположенной в пределах жилой зоны поселка Тубинск, наряду с высокими концентрациями других тяжелых металлов, содержания ртути также весьма высоки (порядка 0,003 %) [2].

Таблица 1

Ртуть в рудах и породах Учалинского медноколчеданного месторождения (по Пирожок П.И., 1995 г.)

Наименование пород и руд	Среднее содержание ртути, г/т
Комплекс диабазовых пород и продукты их выветривания	0,0016
Туфы различного состава	0,0015
Породы кремнекислого состава и альбитофиры	0,0018
Ячеистый лимонит	0,0026
Гидрогематитовый лимонит	0,0061
Лимонит и гидрогематит по колчедану	0,0066
Кварцевая сыпучка и окварцованный альбитофир	0,0042
Баритовая сыпучка	0,0016
Сульфидная сыпучка	0,0025
Колчедан плотный	0,0008

Республика Башкортостан – старейший район России по добыче россыпного золота. За более чем 175-летнюю историю золотодобычи на территории Башкирского Зауралья выявлено свыше 250 россыпей, давших более 50 т металла. При их отработке были построены бегунные, амальгамационные и перкаляционные фабрики, на которых золото извлекалось путем амальгамации или цианирования. Потери ртути за счет использования примитивных технологий амальгамации и отпарки золота, сброс хвостов переработки в водотоки и озера неизбежно приводили к поступлению ртути в окружающую среду [1].

Для извлечения мелких фракций золота амальгамированием традиционно использовалась металлическая ртуть. Высокие концентрации ртути, достигающие 1-3 г/т, установлены Кутлиахметовым А.И., 2002, в отвалах эфелей бегунных фабрик Учалинского района и вблизи них. В связи с размывом эфельных отвалов формируются интенсивные и протяженные потоки рассеяния ртути в донных отложениях рек. Автором установлена причинно-пространственная связь техногенных аномалий ртути в почвах и донных отложениях с техногенными источниками ртутного загрязнения. Она выражается в высоких концентрациях ртути в почвах, развитых на отвалах золотых россыпей (с. Вознесенка, Старобалбуково-Поляковский участок) и эфелей (п. Буйда, Ильинка), и резком их уменьшении за пределами отвалов, подтверждающимся изменением содержания паров ртути в почвенном воздухе [3].

Максимальная концентрация ртути – 180-220 мкг/кг установлена в травах, произрастающих на эфельных отвалах п. Буйда. Содержания Hg в них в 5-10 раз превышают санитарно-гигиенические нормы (СГН) для сельскохозяйственных растений. Отмечено повышенное содержание ртути в волосах жителей загрязненных участков – более 50 мкг/кг (максимальное 200 мкг/кг) [3].

Выпас скота на пастбищах, расположенных вблизи разрабатываемого Муртыктинского золоторудного месторождения приводит к повышенным содержанием ртути в молоке коров – до 7,8 мкг/кг (п. Сафарово), что в 1,6 раза превышает СГН [5].

Загрязнение окружающей среды техногенной ртутью в процессе золотодобычи может возникать не только в результате амальгамации. Семеновская золотоизвлекательная фабрика (СЗИФ) в течение 53 лет перерабатывала по технологии илового цианирования золотосодержащие руды зоны окисления ряда медноколчеданных месторождений Южного Урала.

Таблица 2

Результаты химического анализа биогеохимических проб, отобранных в пос. Буйда, дер. Ильинка [3]

№ пробы	Состав пробы	Привязка пробы	Содержание Hg	
			мг/кг	Сi/ПДК
1-С	свекла	п. Буйда, ул. Ахуновская, 7	0,03	1,5
1-К	картофель	п. Буйда, ул. Ахуновская, 7	0,02	1,0
1-КС	капуста	п. Буйда, ул. Ахуновская, 7	0,04	2,0
2-М	морковь	п. Буйда, ул. Ахуновская, 9	0,01	0,5
2-К	картофель	п. Буйда, ул. Ахуновская, 9	0,02	1,0
3-К	картофель	п. Буйда, ул. Ахуновская, 9	0,01	0,5
4-С	свекла	п. Буйда, ул. Ахуновская, 11	0,03	1,0
4-М	морковь	п. Буйда, ул. Ахуновская, 11	0,01	0,5
4-К	картофель	п. Буйда, ул. Ахуновская, 11	0,01	0,5
5-К	картофель	дер. Ильинка, сев. часть	0,01	0,5

Концентрации ртути в воздухе рабочей зоны и атмосфере промышленной площадки превышают ПДК (от 6 до 12 раз). Содержание ртути в питьевой воде колеблется от 2 до 20 ПДК, в атмосферном воздухе – от 1,3 до 14,6 ПДК, в почве на территории промышленной площадки СЗИФ – 520 мг/кг (ПДК 2,1 мг/кг). Несмотря на то, что в почвенном покрове поселка концентрации ртути находятся, в пределах допустимых величин (0,05 мг/кг в подвижной форме и 0,69 мг/кг – в валовой), выявлены признаки повышенного поступления металла по пищевым цепям: содержание ртути в овощных и зерновых культурах, выращенных в поселке, значительно превышает таковое в контрольных пробах, хотя находится в пределах соответствующих ПДК. В отдельных пробах картофеля и свеклы обнаружена ртуть в концентрации от 1,3 до 2,1 ПДК. Ртуть обнаружена во всех без исключения пробах коровьего молока в концентрациях от 5,3 до 8,8 ПДК при содержании свинца и кадмия на уровне 0,5 ПДК. Аэрогенная суточная доза для взрослого жителя поселка составляет в среднем 0,021 мг, а для работающих на фабрике – 0,253 мг [6]. В процессе обогащения руды широко используются различные кислоты, что, по-видимому, обуславливает восстановление соединений ртути до металлической ртути, которая на последних этапах обогащения беспрепятственно попадает в воздух рабочей зоны и промышленной площадки.

Таким образом, ведущее положение в общем балансе поступления ртути в окружающую среду Башкирского Зауралья занимает техногенная ртуть. Основными источниками попадания ртути в окружающую среду служат отвалы и эфеля старых золотоизвлекательных фабрик и перерабатываемые руды колчеданных месторождений. Максимальное загрязнение природных сред ртутью происходит при потерях металлической ртути в процессе амальгамирования. Подтверждением определяющего значения амальгамации при золотодобыче прошлых лет как первоисточника загрязнения, может служить отсутствие ртутного загрязнения на промплощадке БЭК, где в настоящее время переработка ртутьсодержащих золотых руд ведется методом кучного выщелачивания.

Вследствие локального проявления ртутных аномалий экологическую обстановку территории в отношении ртутного загрязнения можно оценивать как удовлетворительную. В ряде случаев отмечаются превышения концентрации ртути над местным геохимическим фоном и санитарно-гигиеническими нормами. Природные аномалии ртути имеют, как правило, низкий уровень концентрации металла, значительно уступающий техногенным источникам, и не приводят к экологически опасным последствиям.

Литература

1. Белан Л.Н. Геоэкология горнорудных районов Башкортостана. – Уфа: БашГУ, 2003. – 178 с.
2. Бойков Г.В., Фаткуллин И.Р., Меньшиков В.Г. Техногенное воздействие горнорудного комплекса республики Башкортостан на окружающую среду // Геоэкологические исследования и охрана недр, науч. техн. информ. сб. ООО Геоинформцентр. – М., 2004. – Вып.1. – С. 41 – 48.
3. Кутляхметов А.Н. Ртутное загрязнение ландшафтов горнорудными предприятиями Башкирского Зауралья: Автореферат канд. дисс. – Екатеринбург. – 2002. – 25 с.
4. Ландшафтная экологическая съемка территории г. Учалы / Производственный отчет Учалинского филиала ОАО «Башкиргеология» (исп. Крылатов В.А., Белан Л.Н.). – Учалы. – 1997. – 321 с.
5. Содержание тяжелых металлов в пищевых продуктах и биопробах жителей северо-восточных районов Республики Башкортостан / Промежуточный отчет Уф.НИИ медицины труда и человека (исп. Карамова Л.К.). – Уфа. – 1997.

6. Симонова Н.И. и др. Контроль ртутного загрязнения среды обитания и показателей здоровья промышленных рабочих и населения в поселке Семеновский Баймакского района Республики Башкортостан / Методические рекомендации. – Уфа. – 1999. – 21 с.

**ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ПОЧВ СТРЕЖЕВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Т.В. Завалишина¹, А.И. Непотребный¹

Научный руководитель профессор Е.Г. Языков²

¹*Открытое акционерное общество «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», г. Томск, Россия*

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

На территории Томской области осуществляется разработка месторождений углеводородного сырья. Нефтегазодобывающий комплекс расположен на территории трех районов – Александровский, Каргасокский и Парабельский. На территории Томской области разведано запасов: 1,5 млрд. т нефти, 757 млрд. т газа. В 2009г. на территории Александровского района добыча нефти составила 1774,67 тыс. т, свободного газа – 34,26 млн. м³, конденсата – 3,05 тыс.т.; на территории Каргасокского района добыча нефти составила 6935,33 тыс. т, свободного газа – 2892,465 млн. м³, конденсата – 245,44 тыс.т.; на территории Парабельского района добыча нефти составила 1447,14 тыс. т, свободного газа – 1325,58 млн. м³, конденсата – 186,9 тыс.т. Нефтяная промышленность является одной из ведущих на территории этих районов [4].

При эксплуатации нефтегазовых месторождений, негативному воздействию подвержены природные среды: почвенный покров, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух. Все большее значение приобретает обеспечение экологической безопасности природной среды и контроль за состоянием территорий, действующих в работе нефтегазодобывающего комплекса. Необходимым элементом обеспечения экологической безопасности является качественный и своевременный контроль за состоянием почв, подземных и поверхностных вод, атмосферного воздуха, снежного покрова. Основной формой оценки состояния окружающей среды на нефтегазодобывающих месторождениях является локальный экологический мониторинг, проводимый организацией, осуществляющей разработку месторождения.

В рамках данного исследования были рассмотрены и проанализированы результаты мониторинга почв Стрежевской группы месторождений углеводородного сырья, расположенных в Александровском районе Томской области. В соответствии с почвенно-географическим районированием – это средняя таежная подзона Западной Сибири [2]. Рассматриваемая статистика была сформирована по 11 контрольным точкам за период с 2008-2010гг. по нефтепродуктам, кислоторастворимым формам железа и марганца.

Объектом исследования послужили почвы/грунты в районе объектов добычи и подготовки нефти. Пробоотбор осуществляется 1 раз в год в период наибольшей активности биохимических процессов и почвенной микрофауны. Образцы отбираются методом конверта в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84 [1]. Для контроля загрязнения почв на каждом участке отбирается 3 пробы с глубины 0-5, 5-20 и 20-40 см. С глубины 0-5 см отбирается верхняя органо-минеральная часть почвенного покрова (дерновые/гумусовые горизонты), с глубины 5-20 см – элювиально-иллювиальные горизонты, с глубины 20-40 см – плотные, слитые метаморфические иллювиальные горизонты, выполняющие роль водоупора, частично аккумулирующего в себе и переводящего вертикальную миграцию загрязнителей в горизонтальную. Пробоотбор осуществляется при проведении локального мониторинга месторождений углеводородного сырья.

Лабораторно-аналитические исследования загрязненности почв нефтепродуктами проводились методом инфракрасной спектроскопии (ПНД Ф 16.1:2.2.22-98), кислоторастворимыми формами железа и марганца методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной аргонной плазмой (ПНД Ф 16.1:2.3:3.11-98). Анализы выполнены в лаборатории мониторинга природной среды ОАО «ТомскНИПИнефть», аккредитованной в системе аккредитации аналитических лабораторий Госстандарта России (аттестат аккредитации № РОСС RU 0001.510987).

В таблице и на рисунках 1 - 3 представлены средние значения результатов анализа почв по глубине пробоотбора по 11 контрольным точкам за период с 2008г. по 2010г.

Таблица

Среднее содержание нефтепродуктов, кислоторастворимых форм марганца и железа в почвах

Глубина, см	Нефтепродукты, г/кг			Кислоторастворимые формы марганца, мг/кг			Кислоторастворимые формы железа, мг/кг		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010	2008	2009	2010
0-5	0,756	0,721	3,046	367,32	437,38	1521,88	17648,5	11187	14058,9
5-20	0,658	0,333	1,275	267,77	298,9	563,29	20778	9970	12467
20-40	0,642	0,149	0,539	304,37	282,43	383,63	21869	10644	12807

Результаты исследований показали, что в содержании и профильном распределении нефтепродуктов и кислоторастворимых форм марганца прослеживается их аккумуляция в слое 0-5см и наблюдается тенденция снижения в нижележащих слоях, что хорошо видно по рис.1 и рис.2. С учетом того, что видимых следов загряз-

нения почв не обнаружено, такое распределение рассматриваемых веществ свидетельствует об их естественном биогенном накоплении, обусловленном спецификой процесса почвообразования.

Иная ситуация наблюдается в накоплении и распределении кислоторастворимых форм железа. Имеющиеся результаты отражают значительное варьирование величины кислоторастворимых форм железа, но просматривается увеличение его концентрации с глубиной.

Таким образом, почвенный покров вблизи объектов добычи и подготовки нефти обследованной территории не имеет признаков загрязнения нефтепродуктами, количественное содержание, кислоторастворимых форм железа и марганца отражает естественный процесс почвообразования [3]. Вариация в распределении железа и марганца возможно обусловлено погрешностью метода определения и требует более длительных наблюдений. Оценка состояния почвенного покрова очень важна на территории нефтедобывающего комплекса для принятия своевременных природоохранных мероприятий, что напрямую связано с интенсификацией добычи нефти и газа и увеличением антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Литература

1. ГОСТ 17.4.02-84. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
2. Почвенно-географическое районирование СССР. М.: Изд-во АН СССР, 1962. С. 73–75.
3. Сысо А.И. Закономерности распределения химических элементов в почвообразующих породах и почвах Западной Сибири: Автореф. дис. ... докт. биол. наук. – Новосибирск, 2004. – 32 с.
4. Экологический мониторинг: состояния окружающей среды Томской области в 2009 г. / Авторы: гл. ред. А.М. Адам, ред. кол.: В.А. Коняшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природных ресурсов охраны окружающей среды Томской области, ОГУ Облкомприрода. – Томск: издательство «Олимп», 2010. – 164 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИДЕЙ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА В ГЕОЭКОЛОГИИ

О.А. Карева

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Системный анализ факторов урбанизированных зон начался с исследований выдающегося ученого Джона Форрестера. Город – сложная система, в которой зависимости между элементами не могут быть описаны линейными функциями. Процессы, протекающие в сложных системах слабо детерминированы, чаще стохастичны. Сложные системы характеризуются наличием огромного количества цепей обратной связи (положительных и отрицательных) между взаимобусловленными влияющими друг на друга элементами систем [7].

В рамках ЕГСМ одно из центральных мест занимает подсистема мониторинга атмосферного воздуха. По мере накопления экспериментальных результатов предпринимались неоднократные попытки систематизации в области атмогеохимии и динамики атмосферы (И.И. Израэль, К.Я. Кондратьев и др.), но большинство исследователей решали задачи с позиций формальных «систематизирующих» признаков и не выходили за пределы эмпирических обобщений. Эмпирическая систематизация представляется неизбежным этапом процесса развития данного научного направления. Однако очень важно изучить состав загрязняющих веществ (ЗВ) и провести пространственно-временной анализа особенностей атмосферного воздуха.

Обострившаяся экологическая ситуация в г. Томске имеет свои региональные проявления, характеристика которых зависит от внутренних природных и внешних антропогенных и техногенных факторов. На протяжении последних лет в г. Томске интенсивно исследуется влияние экологических факторов геологической среды и техногенных факторов на состояние экосистем и здоровье населения. Ниже приведены результаты изучения атмосферы города как природно-техногенной системы (ПТС) на основе использования системного анализа, который включает геодинамические, геоморфологические, радиогеохимические, архитектурно-планировочные, метеорологические, экологомедицинские и другие факторы и компоненты ПТС.

В основу методологии изучения положен следующий постулат: каждое состояние атмосферы города какой-либо системы определяется практически всей историей существования этой системы, всем множеством

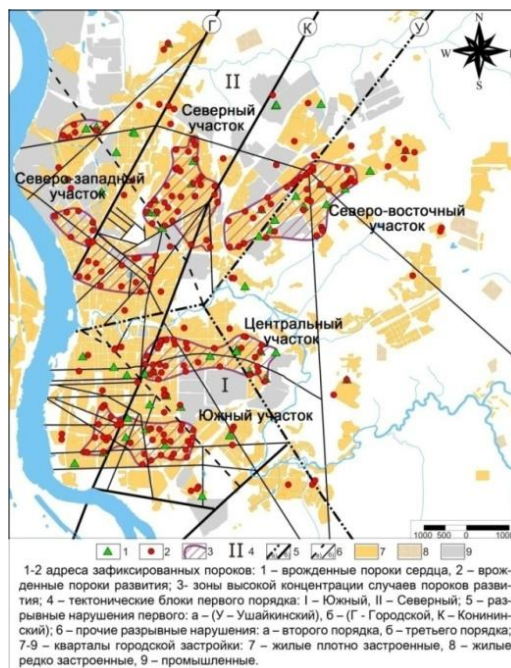


Рис. 1. Карта мелкоблочного строения и врожденных детских патологий

взаимных связей факторов, влияющих на состояние этой системы. Изменение состояний происходит не непосредственно под влиянием одного или нескольких процессов, не сразу, а с некоторой отсрочкой и только в том случае, когда целый ряд воздействий на протяжении значительного интервала времени как бы накапливается в системе и создают необходимые и достаточные условия для изменения состояния элементов системы.

Результаты геодинамических исследований позволили составить карту мелкоблокового геологического строения территории города (рис. 1). На ней выделены три тектонических разлома первого порядка (Городской, Кониинский, Ушайкинский) и значительно больше разломов второго и третьего порядка, которые оказывают доминирующее влияние на экологические функции территории города.

К основным факторам относятся геоморфологические особенности и связанные с ними архитектурно-планировочные решения старинного сибирского города. Территория города Томска по своему природному ландшафту относится к холмисто-болотистому. Как отметил П.С. Паллас, побывавший со своей академической экспедицией в Томске в 1771 г.

Рельеф города Томска неоднороден. На возвышенных холмистых частях (Верхняя Елань, Юрточная гора, Воскресенская гора, Каштак) при прочих равных условиях (структура города, этажность, количество предприятий), как правило, имеют несколько более чистый атмосферный воздух.

Между холмами – в болотисто-низменных участках (Нижняя Елань, Уржатка, Кирпичи) происходит накопление концентраций ЗВ за счет инверсионных процессов в атмосфере. Например, на детской площадке по пр. Кирова, 37 (Нижняя Елань) в 2007 году концентрация по формальдегиду превышена в 10 раз, в 2006 и в 2005 году на том же месте в 7 раз. По ул. Никитина, 26 в 2007 году – в 7 раз.

На территории г. Томска находится 19216 зданий с различным уровнем этажности от 1 до 14. Из них 92% составляют строения до 3 этажей, 5,6 % – здания от 4 до 6 этажей и всего лишь 2,4 % здания выше 6 этажей. Здания до трех этажей распространены по всему городу, а свыше трех в основном в северо-восточной и южной его частях.

Анализ результатов геомониторинга атмосферного воздуха на территории города за последние 5 лет позволяет сделать вывод, о том, что все проспекты и улицы, занятые автотранспортом загрязнены наиболее интенсивно. Концентрации основных (CO , CO_2 , NO_x , H_2S) и специфических (фенол, формальдегид, бенз(а)пирен) поллютантов здесь превышают ПДКс.с. в три и более раз. Однако обнаружены особенности, связанные с пространственной ориентировкой магистралей. Так, автотрассы широтного направления (Нахимова, Елизаровых, Фрунзе, Иркутский тракт и др.) отличаются тем, что воздух здесь содержит заметно больше примесей, в первую очередь, специфических продуктов сгорания бензина.

Загрязнение атмосферы вдоль Иркутского тракта (северо-восток города), с нашей точки зрения, можно объяснить следующим образом. Накопление поллютантов происходит за счет интенсивного движения автотранспорта и расположения большого количества предприятий, которые располагаются группами, образуя небольшие промышленные районы (завод по производству асфальтобетона, Сибтрансмаш, автоколонна № 1977 и др.), такая же картина наблюдается на юге города (улица Елизаровых, Нахимова).

На всей территории города высотные здания окаймляют наиболее загруженные магистрали и промышленные площадки, что создает серьезные барьеры ветрам преобладающего в городе северо-восточного направления и формирует особый микроклимат.

Радиогеохимический фактор связан с эманациями радона, в первую очередь, вдоль геоактивных зон (см рис. 1). Этот тяжелый газ через трещины и поры грунта, асфальтовых покрытий, строительных материалов поступает в приповерхностный слой атмосферы, где он рассеивается, главным образом, по механизму турбулентной диффузии и накапливается в зданиях [4].

С целью выявления функциональной зависимости между различными факторами одной природно-техногенной геосистемы, проведены статистические исследования. На рис. 2 представлены зависимость числа врожденных пороков сердца и пороков детей от удаленности мест их проживания от осей геоактивных зон на южном, центральном, северо-восточном, северном и северо-западном участках. Были использованы результаты 5 тыс. детей.

Наиболее четкие зависимости детских заболеваний ограничиваются расстоянием 250-300 метров от осей геоактивных зон. Эти зависимости описываются простыми линейными уравнениями. Функциональная зависимость числа детей с врожденным пороком сердца определяется выражением:

$$y = 394 - 8x,$$

где x – расстояние от осей геоактивных зон, м.

Функциональная зависимость числа детей с врожденными пороками развития описывается выражением:

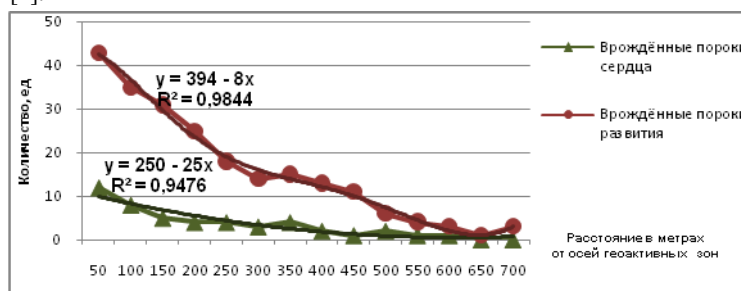


Рис. 2. Зависимость числа детей с врожденными пороками от удаленности мест их проживания от осей геоактивных зон (R – коэффициент корреляции)

$$y = 250 - 25x,$$

Все пять участков имеют много общего, однако отличается не только пространственным расположением, но и целым рядом геоэкологических факторов, влияющих на качество атмосферного воздуха. Например, южный участок, включая Лагерный Сад, находится на самом высоком месте, хорошо проветривается, рядом с ним нет серьезных стационарных источников загрязнения. Вероятно, большое число детей с патологией в меньшей степени связано с техногенными, а в большей – с природными (эманация радона по геоактивным зонам, находящегося здесь Конининского разлома и его оперяющих трещин).

В тоже время, Центральный участок, который включает пр. Фрунзе и ряд смежных магистралей, по абсолютным отметкам он примерно на 40 метров ниже южного участка, и подвергается воздействию основных промышленных предприятий города (ГРЭС-2, Сибэлектромотор, Манотомь и др.). Общая заболеваемость врожденных пороков развития и врожденных пороков сердца здесь совсем незначительно меньше, чем на первом участке. Очевидно, здесь большой вклад в заболевания вносят как природные эманации радона, так и техногенные источники загрязнения воздуха.

На трех участках с высокими показателями заболеваемости, расположенных севернее, заметной корреляции с анализируемыми архитектурно-планировочными факторами и метеопараметрами не обнаруживается. Высокая заболеваемость может быть обусловлена воздействием геоактивных зон Ушайкинского, Конининского и Городского разломов с их оперяющими трещинами.

Полученные результаты четко вписываются в теорию системного анализа открытых синергетических систем и конкретизируют взаимосвязь взаимообусловленных факторов, участвующих в создании эмерджентного эффекта при их воздействии на психофизические свойства и здоровье людей. Полученные результаты весьма актуальны. Они могут быть использованы для комплексной оценки экологической емкости территории города, ее зонирования, кадастровой оценки участков, выборе стратегических критериев градостроительства и инженерной защиты здоровья населения.

Литература

1. Геопатогенные зоны – миф или реальность? / Е.К. Мельников, Ю.И. Мусийчук, А.И. Потифоров, В.А. Рудник [и др.]; под общ. ред. В.А. Рудник. – Изд-во: АО Недра, 1993.
2. Градостроительный кодекс Российской Федерации. – М.: Омега-Л, 2005. – 96 с.
3. Сапожников Ю.А. Радиоактивность окружающей среды. Теория и практика. / Ю.А. Сапожников, Р.А. Алиев, С.Н. Калмыков. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2006 – 286 с.
4. СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для градостроительства. Основные положения. – М.: Изд-во ГУП ЦПП, 1997.
5. Форрестер Дж. Динамика развития города. – М.: Прогресс, 1974. – 287 с.

ФЕНОМЕН ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ: ДУХОВНО-ГУМАНИТАРНО-ПРАГМАТИЧНЫЙ ВЗГЛЯД

Е. Комлева

Институт философии и политологии, г. Дортмунд, Германия

В ходе более чем десятилетних исследований на базе десяти российских и зарубежных университетов и институтов сформирована научно-прагматическая позиция, почувствованы задачи и получены некоторые результаты.

Феномен ядерной энергии в прошлом, настоящем и будущем был, есть и будет чрезвычайно важным для людей. Ядерная энергия крепкими узами связана с человечеством. И человечество ощутило себя единым и хрупким сущим впервые перед ядерной опасностью. Техногенные ядерное благо или ядерная опасность для человечества – большей частью все же от человека и социума. И то, и другое – «плоть от плоти» разума, души и рук человеческих.

Это формирует обратную связь – влияние человека, такого как есть и каким будет в антропосоциальном смысле, на возможные последствия ядерных явлений. Суперглобальному значению, негативным вызовам и позитивным возможностям ядерной энергии должны соответствовать адекватные по усилиям, комплексности и полноте, активности и постоянству подходы и действия при осмыслении, сдерживании или адаптации к реальным условиям человечества этих свойств феномена. А также серьезные вопросы о готовности людей к принятому разумом и сердцем сосуществованию с ядерной энергией сейчас и в будущем.

Ядерный феномен по праву стал предметом внимательнейшего изучения философии, политологии, экономики и экологии. Попал в поле зрения других наук, религии, духовного творчества и общечеловеческой культуры. И это пристальное внимание имеет перспективу существовать века. Двух немецких философов в контексте генеральной методологии можно считать ключевыми фигурами при обращении к теме. Это К. Ясперс и Э. Кассирер. Первый задал мотивацию и путь к поиску антропосоциально-ядерных ракурсов, а также определению масштаба научной проблемы. Второй «подсказывает» социокультурный характер и инструментарий познания на этом пути.

Существует тенденция, в контексте духовно-гуманитарного понимания глобальных проблем, к восприятию феномена амбивалентной ядерной энергии во всей доступной на сегодня его полноте. Целесообразно усиление интегральной в содержательных смыслах общего познавательного опыта, поли- и междисциплинарной относительно наук о человеке и обществе и внеаучных знаний о человеке, системной и деятельностно-ориентированной совместной рефлексии человеческой цивилизации и ядерной энергии. Рефлексии в двуедином

контексте как их сосуществования и взаимодействия в виде относительно внешних друг для друга объектов, так и того обстоятельства, что ядерное есть неотъемлемая часть феномена человечества.

Можно обозначить основные связи ядерной энергии с другими важными в судьбе человечества явлениями - бытийные контуры антропосоциальной компоненты ядерного феномена.

На основе «логических цепочек», в контексте известной общечеловеческой идеи всеединства и единения в многообразии, различные грани, которой интерпретированы многими философами, естествоиспытателями, писателями и политиками, предложен образ-схема связанного множества антропосоциоядерных комбинаций, современных «окрестностей» ядерной энергии. Пространства ассоциативных связей, явных, случайных и смысловых совпадений или как бы совпадений, взаимоотношений, соотношений, сопряжений ее и других глобальных явлений. Как правило, в социальных аспектах взаимодействие в каждой «цепочке» – двойко направленное. Образ «континуума» проявлений ядерной энергии и антропосоциальных, совокупного феномена «окрестностей» и ядерной энергии, способствует обобщению и объединению узкоспециализированных "ведомственных" подходов к рефлексии, переходу количества в качество, скачку мысли к пониманию необходимости широкого и глубокого антропосоциоядерного «смотрения» и комплексно интегрированных действий.

Некоторые примеры логических «цепочек», характеризующих прямые или опосредованные связи, зависимости, взаимодействия, соотношения, сопряжения между ядерной энергией (ЯЭ) и другими важными для человека и человечества явлениями:

- ЯЭ – материя, энергия, пространство, время – вселенная – мировоззрение в целом;
- ЯЭ – Солнце – естественные процессы в гео- и биосферах – жизнь на Земле;
- ЯЭ – эсхатологический потенциал – концепция Бога и человека;
- ЯЭ – эсхатологический потенциал – реальное "качество" человека и общества;
- ЯЭ – энергетическая стратегия – глобальная социальная стратегия;
- ЯЭ – ядерное оружие – человечество как хрупкий единый организм;
- ЯЭ – ядерное оружие – тоталитаризм;
- ЯЭ – научные доминанты и тайны XX и XXI веков – биология;
- ЯЭ – общество риска – теория общества;
- ЯЭ – ядерная физика и радиохимия – естественные науки;
- ЯЭ – уран – геология и горное дело;
- ЯЭ – совместное исследование (ЦЕРН, Дубна) – интеграция человечества;
- ЯЭ – Солнце и звезды – стратегические энергетические задачи;
- ЯЭ – наука и техника – прогресс и общепланетарный кризис;
- ЯЭ – демография – экономические, политические и военные кризисы;
- ЯЭ – смена энергоносителей – экономические, политические и военные кризисы;
- ЯЭ – энергетика – структура и уровень сельского хозяйства и промышленности;
- ЯЭ – ядерное оружие – оружие массового поражения в целом и терроризм;
- ЯЭ – ядерное оружие – так называемое "геофизическое" оружие;
- ЯЭ – история мировых войн – модель стабильного сосуществования;
- ЯЭ – ядерная дискриминация – социально-экономическое неравенство;
- ЯЭ – Иран – право нации на владение ЯЭ;
- ЯЭ – Северная Корея – стратегическое жизнеобеспечение как эквивалент ЯЭ;
- ЯЭ – ООН, МАГАТЭ – институты глобального управления;
- ЯЭ – управление устойчивым развитием – гражданское общество;
- ЯЭ – глобальные возможности и риски – этика и философия техники;
- ЯЭ – изменение климата – энергетическая философия и политика;
- ЯЭ – Чернобыль – глобальный экологический кризис;
- ЯЭ – радиоактивные отходы – отходы жизнедеятельности в целом;
- ЯЭ – амбивалентность – информационные, био- и другие технологии – человек;
- ЯЭ – маргинальные полигоны – аборигены, биоразнообразие;
- ЯЭ – длительные выгоды и опасности – футурология;
- ЯЭ – управление ядерной сферой – структура и качество информации;
- ЯЭ – энергия, экология, социальная сфера, устойчивость – Agenda 21;
- ЯЭ – ядерные сообщества (NEA, FNCA) – международные экономические союзы;
- ЯЭ – ядерная деятельность – нефть и газ – экономические и политические приоритеты;
- ЯЭ – гелиевая энергетика – исследование Луны;
- ЯЭ – базовая мотивация познания и применения – философия и аксиология;
- ЯЭ – неоднозначность микромира – методология естественных и социальных наук;
- ЯЭ – терминология – категориальный аппарат философии;
- ЯЭ – апологеты и оппоненты – образование и просвещение;
- ЯЭ – ядерная ментальность – общественное сознание в целом;
- ЯЭ – ядерная этика – культурные и религиозные традиции;
- ЯЭ – морально-нравственные нормы и секретность – открытость ядерной информации;
- ЯЭ – ядерные образы – художественное творчество;
- ЯЭ – нечувственное восприятие "квантов" реальности – мистическое мировоззрение;
- ЯЭ – социальная мистика ядерных и других явлений – иррациональная рефлексия;
- ЯЭ – энергетический фактор – история технологического развития человечества;

ЯЭ – история ядерной науки и техносферы – памятники истории и культуры;

ЯЭ – ядерная история – история духовно-гуманитарной рефлексии ядерного социума. Данный список таких «целочек» крупных мировоззренческих и приоритетных интеллектуально-прагматических проблем, тем, задач, действий и тому подобных граней социума, конечно же, лишь как частная выборка ограниченно отражает фактическое антропосоциоядерное пространство и открыт для продолжения. Здесь это, прежде всего, иллюстрация идеи о необходимости комплексного подхода к изучению феномена ядерной энергии, в увязке с широким спектром научных тем, практических задач и рефлексивных, с помощью разнообразных символов и образов, возможностей человечества.

Намечены подходы к усилению Human Dimension, гуманистических и гуманитарных начал и мотиваций в антропосоциальной компоненте феномена ядерной энергии, позиций своеобразного антропного социоядерного или антропосоциоядерного принципа. Плодотворно обращение к аналогу широко известного классического *антропного принципа*, значимого и непротиворечивого одновременно для важнейших социокультурных парадигм – естественнонаучной, философской и религиозной. Социоядерный антропный принцип усиливает перспективы синтеза единой светско-религиозной социоментальной (дополнительно к технологической) и совокупной прагматической платформы относительно ядерного феномена.

Полезно, несомненно, очертить также понятийное пространство применительно к антропным и социальным аспектам ядерной энергии, предложить рабочие версии главных понятий.

ФЕНОМЕН ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ. Облик феномена ядерной энергии многообразен. Материально и принципиально он формируется как природными (известными и неизвестными человеку), так и антропогенными сущностями. В простом перечислении «первого приближения» – это звезды, космические излучения, часть тепла недр и естественная радиоактивность Земли, природные ядерные реакторы. А также ядерное оружие, ядерное сдерживание и нераспространение, гражданская ядерная энергетика, атомные военные и гражданские, подводные и надводные суда, наземные и подземные ядерные объекты различного назначения. Кроме того, это источники энергии длительного пользования для освоения космоса, научные приборы и средства технологического контроля и воздействия в медицине, сельском хозяйстве и промышленности, радиоактивные отходы со сроком хранения в сотни тысяч лет. Известные (и неизвестные как отдельная часть) природные и антропогенные ядерные сущности представляют, хотя и в разной степени, сферу интеллектуальных и практических интересов и действий людей, связаны «эфиром» людского внимания.

АНТРОПОСОЦИАЛЬНАЯ КОМПОНЕНТА ФЕНОМЕНА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ. Это все положительные и негативные, естественного и искусственного происхождения проявления и эффекты ядерной энергии в жизни людей, которыми ядерная энергия посредством различных систем символов, так или иначе, уже идентифицируется социумом в своем ментальном пространстве. Все наши задачи и проблемы, надежды и заботы, удачные или неудачные мысли и практические действия, с которыми она напрямую или косвенно связана. Все явления человечества, которые зависят от ядерной энергии. Все явления человечества, от которых зависит «бытие» ядерной энергии в контакте с человечеством. Все явления человечества, которые развиваются во взаимосвязи с феноменом ядерной энергии. Связи, зависимости и взаимодействия, в космологическом смысле бывшие большей частью, по крайней мере – по отношению к периоду существования живой материи, практически всегда, но особенно отныне, с возникновением ядерной техносферы, вечные и важные составные части среды существования людей. И наша естественнонаучная и техническая, философская и религиозная, духовно-гуманитарная на основе других и разных видов социального знания рефлексия их, а также наше изменение их. Другими словами, антропосоциальная компонента ядерного феномена – это, соответственно материально-духовной дихотомии человека, комплексное материально-духовное бытие человека в условиях ядерной вселенной и ядерного социума.

СОЦИОЯДЕРНЫЙ АНТРОПНЫЙ ПРИНЦИП - это требование таких рефлексии и действий, чтобы в будущем антропосоциальная компонента феномена ядерной энергии формировалась в совокупном светско-религиозном «поле» лучшего духовно-гуманитарного и рукотворного наследия человечества, была адекватной ему и позитивно участвовала в генерировании новых пластов материальной и духовной культуры, чтобы «ядерный человек» был гуманным и позитивно «культурогенным». Другими словами, это требование оптимизации «параметров антропосоциоядерной вселенной» с позиций блага человека, посредством гуманизации и гуманитаризации интеллектуальной и практической деятельности в ядерной сфере.

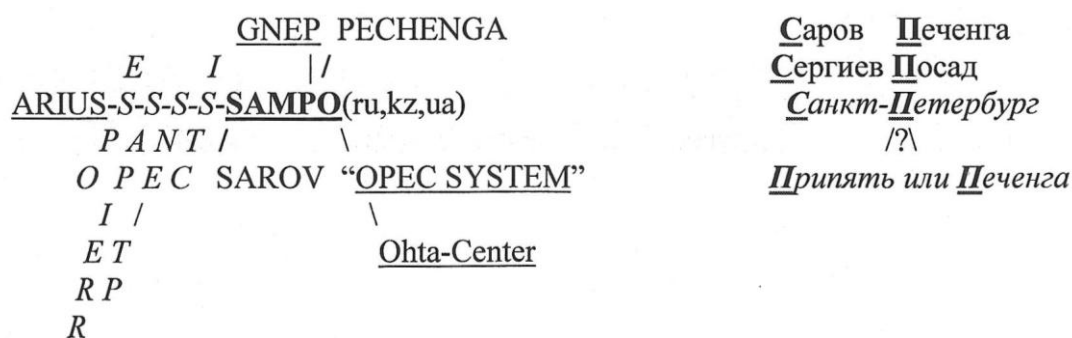
Подробно показаны примеры некоторых фрагментов рассматриваемой компоненты, их светские и религиозные, философские, экономические и историко-политологические аспекты. А также информационные, коммуникационные, ментальные и экологические модусы современного ядерного социума. И методологические пути, инструментарий их совместного осмысления, известные из истории и очертанные для будущего. В ракурсе антропосоциоядерных вызовов и надежд, негатива и позитива обозначен рефлексивный потенциал мировоззренческих систем (философия, религия), наук о человеке и обществе, духовного творчества (искусство, литература, миф) и морально-нравственных традиций. В частности, при осмыслении международными усилиями в рамках гипотезы SAMPO: в контексте смыслов региональных Scandinavian (or Slavic, Saida, Severodvinsk, Spitsbergen, Saamen, Siberian, Salekhard, Sakha, Sakhalin, Simushir, Semipalatinsk, Sarov, Seversk, Slavutich) Atomic Mission – the Proliferation's Oikumene и общечеловеческого Special Anthropic Mission – the Power (Prometheus) Obedience. Обозначен также потенциал в процессе информационно-аналитической социально-ядерной деятельности.

Методология SAMPO соответствует инициативе Президента Российской Федерации (2006г.) по Глобальной ядерной инфраструктуре. И разрабатываемой РАН и Росатомом (А.А. Саркисов) для Севера России идеологии интеграционного подхода к проблемам ядерных отходов. Гипотезу SAMPO начинают серьезно обсуждать. Одна из моих статей отражена в официальном библиографическом списке материалов к рассмотрению

законопроекта республики Беларусь «Об использовании атомной энергии». Другая опубликована в материалах ярмарки инновационных проектов АТОМЭКО-2008.

Думаю, продолжение обсуждений последует, так как, например, специалисты Кольского научного центра РАН предложили построить «вечное» подземное ядерное хранилище в горле Кольского залива (Сайда Губа – «подбрюшье» Североморска и Мурманска). Второй вариант такого объекта (Дальние Зеленцы) предлагается учеными «под боком» у будущей инфраструктуры Газпрома и полигона, где погиб "Курск". Ситуацию «подогревает» решение Б. Обамы, вопреки действующему «Акту о политике в отношении ядерных отходов», через 22 года с начала строительства и после затрат в 9 миллиардов долларов, прекратить реализацию проекта «путеводной звезды», прототипа для многих подобного рода строек – национального хранилища Yucca Mountain. А также – идея и проекты интернационализации последней стадии обращения с ядерными отходами, их надежной изоляции от биосферы. Возникают вопросы «как?» и «где?» Особенно после вступления в силу (конец 2010 г.) американо-российского Соглашения № 123, открывающего странам возможность обмена ядерными материалами.

Необходимо в связи с SAMPO отметить доминирование принципа нераспространения ядерных материалов, преемственность и взаимосвязь не только российских ядерно-религиозных центров, но и международных энергетических проектов. На схеме: слева – взаимосвязи базового концепта SAMPO, справа – исключительно религиозный контекст и с дополнением футурологических мотивов относительно перспектив ядерно-религиозно-мистического Санкт-Петербурга:



Одним из авторов работ, способствовавших отмене на довольно высоких стадиях реализации некачественных с научной точки зрения проектов ядерных хранилищ Yucca Mountain и Новой Земли, является новосибирский геолог с украинскими "корнями" Ю.В. Дублянский (Juri Dublyansky), много работающий за рубежами бывшего СССР. Уникальная ситуация: его общая эрудиция и знания в сфере инженерной геологии и гидрогеологии, низкотемпературных гидротермальных процессов дважды значимо повлияли на формирование решений ведущих ядерных стран относительно места размещения природно-техногенных объектов, безопасно функционировать которые по нормативам должны не менее десяти тысяч лет. А косвенно возможно ожидать отложенное влияние этих факторов и событий на общечеловеческое будущее ядерной проблематики. Он, кроме того, нелюбезно сопоставил стиль собственных геологических обоснований таких объектов российскими и американскими ядерными ведомствами и финансированием ими независимых оценок.

Нет пока, к сожалению, подобных Ю.В. Дублянскому по объективности, профессионализму и опыту работы с иностранными партнерами людей, которые проявили бы интерес к организации и выполнению на международной основе анализа жизнеспособности замещающей вакуум после закрытия упомянутых проектов гипотезы SAMPO(ru, kz, ua).

Следует сказать, что в породах Печенги, где возможна материализация одного из вариантов SAMPO, российскими и норвежскими геологами найдены окаменелые образцы древнейших, возрастом более 2 миллиардов лет, микроорганизмов (*Pechengia melezhiki*), сформировавших 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. Своеобразным талисманом-оберегом. А сочетание открытия *Pechengia melezhiki* с SAMPO – символом трансформации и преемственности энергетики жизни.

Применительно к антропосоциоядерной сфере изучено состояние дел в политических и научных институтах ООН. Выполнен анализ методологии исследований The United Nations University и The Hiroshima Peace Institute.

Целесообразно рассматривать далее социальные и антропные аспекты ядерной энергии по сетевому принципу – в UNU (лидер-координатор) и других университетах единой «сети сетей». На духовно-гуманитарной, рационально-иррациональной методологической базе, отвечающей максимально полной реализации концепта и ракурсов суммарного знания о человеке и обществе, с позиций принципов гражданского общества. Для содействия выработке адекватных задач развития человечества научных (гуманитарных и естественнонаучных), технических и политических рекомендаций в связи с необходимостью мониторинга ядерной и сопряженных с ней сфер цивилизации и ядерного общественного сознания, влияния на их эволюцию с целью сделать ядерный мир безопасным, долговечным и комфортным. Для успешного интеллектуального поиска и практического укоренения генерирующих оптимальное будущее антропосоциоядерных начал.

Благодарю за поддержку отдельных этапов исследований EU Program «Gateway Education», Research Council of Norway, Canon Foundation in Europe, Deutscher Akademischer Austauschdienst и World Nuclear University, профессоров B. Falkenburg, N. Witoszek, D. Macer, R. Thakur, A.H. Zakri, P. Masterson, M. Taeb, T. Kawabe, P. Lakkala, L. Kurppa, V. Ryabev, V. Masloboev, T. Meyer, Z. Fadeeva и многих-многих других, а также научных сотрудников Института философии и политологии Дортмундского технического университета.

ОЦЕНКА ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Д.С. Корельский, Т.А. Петрова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В.Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В условиях отсутствия реальных альтернативных видов топлива в настоящее время и в ближней перспективе, существующие и проектируемые предприятия нефтегазового комплекса следует рассматривать как источники комплексного и концентрированного воздействия на окружающую среду, прежде всего через гидро-, лито-, и атмосферу.

Последствия такого воздействия нередко проявляются на значительных расстояниях от источников. Обмениваясь с окружающей средой веществом, энергией, информацией, производственные объекты формируют единую природно-технологическую систему или технобиогеоценоз. Взаимодействие осуществляется путем переноса, за счет гидравлической связи, фильтрации, сорбции, хемосорбции, осаждения и испарения. Извлечение и использование газа и нефти трансформирует воздухорегулирующую, водо- и почвозащитные функции окружающей среды.

Техногенный вид взаимодействия антропогенных и природных факторов происходит на нескольких уровнях: технологический процесс – установка – производство – предприятие – отрасль хозяйства.

Негативное воздействие объектов нефтяной и газовой отраслей обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им ресурсов, разнообразием химических веществ, используемых в технологических процессах, и непосредственно проявляется на следующих стадиях работ: при разведке месторождения; при обустройстве месторождения; при добыче нефти и газа; при переработке газо- и нефтепродуктов. Основную роль в негативном влиянии и воздействии на окружающую среду при проведении геологоразведочных работ и при обустройстве месторождения играют процессы строительства скважин, отличительной особенностью которых является высокая интенсивность и кратковременность значительных техногенных нагрузок на биогеоценозы, нередко превышающих пороговые значения [1].

Основную роль в негативном влиянии и воздействии на окружающую среду при проведении геологоразведочных работ и при обустройстве месторождения играют процессы строительства скважин, отличительной особенностью которых является высокая интенсивность и кратковременность значительных техногенных нагрузок на биогеоценозы, нередко превышающих пороговые значения. Источниками воздействия при бурении эксплуатационных скважин являются выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от двигателей силовых установок буровых, котельных установок и от факелов сжигания продукции при проведении работ по вызову притока и испытанию скважины.

Источники загрязнения можно условно разделить на постоянные и временные. К первым относятся фильтрация и утечки жидких отходов бурения из шламонакопителей. Ко второй группе относятся источники временного действия – выбросы пластового флюида на поверхность, межпластовые перетоки и заколонные проявления, затопление кустовой площадки паводковыми или тальными водами, переполнение и разлив содержимого амбаров.

Объектами нарушения и загрязнения являются земельные ресурсы, флора и фауна, поверхностные и подземные воды, в меньшей мере – приземный слой атмосферы. Они загрязняются в результате несовершенства или несоответствия тех или иных технологических процессов, связанных со строительством скважины, экологическим требованиям, а также из-за попадания в них материалов, химических реагентов, природного газа, нефти и нефтепродуктов и производственно-технологических отходов бурения, представленных буровыми сточными водами (БСВ), отработанным буровым раствором (ОБР) и буровым шламом (БШ) [2].

Основными загрязнителями БСВ являются взвешенные вещества, нефть и нефтепродукты, органические соединения, растворимые минеральные соли, химические реагенты (акрилы, кремнийорганические жидкости, комплексоны, лигносульфонаты, полиакриламиды, триксан, хромпик и т. д.) и примеси. Загрязнение БШ обусловлено составом выбуренной породы и остатками бурового раствора.

Процесс загрязнения почвогрунтов отходами бурения разделяется на три стадии:

- 1) образование поверхностного ореола и незначительное проникновение на глубину;
- 2) вертикальная инфильтрация жидких компонентов;
- 3) боковая миграция.

Особенно сильно загрязняются торфяники. Они характеризуются сорбционной способностью, обогащают воды органическим веществом, являются аккумуляторами сульфидов, карбонатов, сульфатов.

Усложнение структуры воздействия на стадии добычи нефти и газа связано с развертыванием комплексов технологических объектов, связанных системами трубопроводов, автодорог, линиями электропередач, организацией работ.

При разработке нефтегазоконденсатных месторождений источниками техногенеза являются:

- нарушение (разрыв) обваловки кустовых площадок и отдельных скважин промышленных установок, резервуарных парков и пр.;
- строительство автодорог, ЛЭП и пр.;
- разгерметизация системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти;
- сброс ливневых стоков, загрязненных нефтью при подземном и капитальном ремонте эксплуатационных скважин; нарушение (прорывы) внутрипромысловых коллекторов и трубопроводов;
- сброс подтоварных вод; система повышения пластового давления; факельная «утилизация» попутного нефтяного газа.

Техногенные потоки, поступающие от эксплуатационных и нагнетательных скважин и трубопроводов, формируют ореолы загрязнения во всех природных средах: почвах, грунтах, донных отложениях, водах, растениях, создавая комплексные геохимические аномалии. Практически все вещества, поступающие от технических объектов в природную среду, геохимически активны. При этом их трансформирующая роль – деструктивная активность в значительной степени зависит от состава пластовых вод залежи и свойств нефтегазоконденсатных смесей.

Стадия переработки газо- и нефтепродуктов является в экологическом плане менее опасной. На этой стадии превалирует объективный фактор воздействия на окружающую среду (нормированные сбросы, выбросы. Размещение и захоронение отходов и их возможные превышения). Основными источниками загрязнения и нарушения компонентов природной среды на рассматриваемой стадии являются:

- установки низкотемпературной сепарации;
- установки очистки газа от влаги и агрессивных компонентов;
- установки разделения попутных газов; маслоабсорбционные установки;
- установки получения широкой фракции, газоотбензинивающие, фракционирования и стабилизации конденсата;
- установки очистки газа от сероводорода, меркаптанов;
- установки сжижения газа, регенерации и фильтрации аммиака и т.д.

Выбросы установок комплексной переработки газа (УКПГ) обогащены SO₂ (46,0-60,8 %) и CO (24,4-32,6 %), образующихся при сжигании природного газа в факелах. Продукты сжигания газа в факелах составляют основную часть выбросов УКПГ в атмосферу (более 70 %). Доля выбросов из неорганизованных источников: утечка через неплотности на скважинах (3,0-6,1 %) и в сепарационном оборудовании (2,0-3,5 %) незначительна. Совершенно иное распределение между источниками выбросов наблюдается на дожимных компрессорных станциях, %: объем выхлопных газов превышает 93, продуктов сжигания газа в факелах 3,0-3,5, а утечек через неплотности оборудования – всего 0,2-0,3.

Все обозначенные факторы и особенности воздействия на компоненты природной среды должны быть использованы для экологических обоснований проектов разработки нефтегазоконденсатных месторождений, при проектировании системы производственного экологического мониторинга и в качестве базовых – при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Гриценко А.И., Аكوпова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.
2. Недра России / под ред. Н.В. Межеловского, А.А. Смылова. – СПб.-М., 2002. – 662 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОД МЕТИЛ-ТРЕТ-БУТИЛОВЫМ ЭФИРОМ. ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ МТБ-ЭФИРА

А.А. Крещик

Научный руководитель ассистент Т.Н. Игнатова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы явилось изучение вредного воздействия метил-трет-бутилового эфира на водные объекты и исследование эффективности очистки воды от МТБ-эфира.

О проблеме загрязнения воды МТБ-эфиром начали задумываться в 1996 году, когда были обнаружены первые признаки надвигающейся катастрофы от МТБ-эфира. Тогда в Санта-Монике в питьевой воде впервые было обнаружено химическое соединение метил-трет-бутиловый эфир. Это соединение добавляют в топливо для повышения его октанового числа [1]. В таблице 1 отмечено количество МТБ-эфира, произведенного в ЕС в 2000 году [3].

Впервые в Америке данное вещество было введено во времена правления 41 президента, Буша-старшего, как раз тогда было принято решение по применению МТБ-эфира, в рамках общеамериканской программы «Чистый воздух Америке» [1]. Никто не догадывался о том, какая трагедия последует после применения этого соединения. Чтобы описать масштабы катастрофы достаточно привести следующие цифры. МТБ-эфир обнаружен в 38 штатах, 1568 очистных станций воды сегодня закрыты. В Америке уже есть первый город-призрак, все люди из которого выселены. А во многих городах страны не рекомендуют принимать горячий душ, так как МТБ-эфир легко испаряется и его вдыхание особенно опасно [1].

МТБЭ не только меняет вкусовые свойства воды, но и сегодня эфир считается сильным канцерогеном. Это химическое соединение уже находится в земле, в грунтах, и его никто не может извлечь оттуда. С осадками оно постепенно движется и к другим пластам воды. И поэтому там, где оно еще не обнаружено, скоро оно появится. Спустя некоторое время уже в Канаде был обнаружен МТБ-эфир в питьевой воде. Концентрация МТБ-эфира в воде находится в следующем диапазоне от 193 (реки Франции) до 8700 мг/л (городские ливневые воды, США) [3].

В таблице 2 показано содержание в продуктах питания человека [3]. Катастрофа начала расширять свои границы. Надо помнить, что и Европа стала применять эту добавку в бензин на 2-3 года позже Америки, и рано или поздно экологическая катастрофа даст о себе знать и там. В России в последние несколько лет постоянно наращивается производство МТБ-эфира. И законодателям, и правительствам, и промышленникам кажется, что они 10-15% добавкой эфира в бензин убивают двух зайцев: улучшают его детонационные качества, что благоприятно сказывается на мощности и продолжительности нормальной работы двигателя, и способствуют более полному сгоранию углеводородов, что существенно снижает вредные выбросы в атмосферу, а, значит, улучшают экологическую обстановку. Но никто не хочет задуматься о том, что же будет с водой (рис.) [1]!

Таблица 1

Производство МТБ-эфира в ЕС (не вкл. экспорт) за 2000 год, (тонн/год) [3]

Страна	Производительность, тыс.	Продукция, тыс.	Экспорт, тыс.	Потребление, тыс.
Австрия	48,2	41		60,4
Бельгия	140,6	126,6	17,4	105,7
Финляндия	120,5	102,4	11	211,4
Франция	638,9	543	240,8	198,4
Германия	455,2	387	1,8	349,4
Италия	315,4	283,9		506
Нидерланды	1069	903,5	471,4	99,2
Португалия	50,2	42,7	93,6	
Испания	355,6	302,2	16	347,2
Швеция	49,2	41,8		60,4
Великобритания	301,3	256,1	51,8	138
Швейцария			(8,6)	(8,6)
Дания				4,3
Общее	3545	3030,2	903,8	2126,4

Даже в Америке, в той упорядоченной стране, где закон действует жёстко, запретить применение МТБ-эфира пока удалось только в 7 штатах. А увеличение октанового числа другими способами – добавкой этаноловых спиртов - удорожает сам бензин.

С питьевой водой на Земле становится все труднее и труднее. В России на сегодняшний день очень трудно перейти на другие технологии. Этот процесс может занять десятилетия, и как будут развиваться события трудно предсказать.

В зарубежных странах ежедневно встает такая тема, как МТБ-эфир в водоемах, озерах, в рыбе, в продуктах питания. Специалисты пока не берутся устанавливать корреляцию онкологических заболеваний с количеством съеденной рыбы, содержащей МТБ-эфир. Однако, один веский неутешительный факт существует на сегодняшний день: МТБ-эфир каждый день попадает в наш организм.

Таблица 2

Содержание МТБ-эфира (мг/кг на вес человека в день) в продуктах

План	Питьевая вода	Рыба	Листовые культуры	Корнеплоды	Мясо	Молоко	Воздух	Общее потребление мг/кг/день
Производственный	0,24	0,022	0,0003	0,001	$2 \cdot 10^{-6}$	0,00003	0,059	0,324
Переработка 1	0,007	0,0006	0,00002	0,00004	$5 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-6}$	0,004	0,012
Переработка 2	0,005	0,00005	0,001	0,001	$5 \cdot 10^{-7}$	$9 \cdot 10^{-6}$	0,237	0,244
Переработка 3	0,005	0,0005	0,00005	0,0001	$5 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-6}$	0,01	0,016
Региональный	0,00004	$4 \cdot 10^{-6}$	$8 \cdot 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-7}$	$6 \cdot 10^{-10}$	$1 \cdot 10^{-5}$	0,0002	0,0002

Необходимо выяснить, что же представляет из себя МТБ-эфир.

Эфир метил-трет-бутиловый (структурная формула – $(\text{CH}_3)_3\text{COCH}_3$) используется в качестве кислородосодержащего высокооктанового компонента при получении неэтилированных, экологически чистых автомобильных бензинов [2].

Октановое число – это показатель, характеризующий детонационную стойкость топлива (способность топлива противостоять самовоспламенению при сжатии) для двигателей внутреннего сгорания.

Проблема обеспечения высокой детонационной стойкости бензинов остается актуальной на любом этапе развития нефтепереработки. На современном этапе эта проблема стоит не менее остро, чем в период перехода к поколению неэтилированных бензинов. Одним из наиболее эффективных веществ является метил-трет-бутиловый эфир (2-метил-2-метоксипропан) $(\text{CH}_3)_3\text{COCCH}_3$. ПДК в воздухе рабочей зоны 100 мг/м^3 , ПДК в атмосферном воздухе $0,5 \text{ мг/м}^3$, смертельная доза 50 % отравляющихся – 4 г/кг (орально). Порог обнаружения запаха в воде – 15 мкг/л ($2,5 - 190 \text{ мкг/л}$ в разных источниках), порог обнаружения вкуса в воде 40 мкг/л ($2,5 - 680 \text{ мкг/л}$ в разных источниках) [3].

Метанол CH_3OH и этанол $\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$ прекрасно растворяются в бензине, имеют неплохие октановые числа смешения, но растворимы и в воде. А поскольку в товарных бензинах всегда есть вода, то спирт будет переходить в водную фазу и с ней отслаиваться. В резервуарах при хранении он окажется внизу. Чтобы расслоения не происходило, требуется добавка гомогенизатора, например, изобутилового спирта $\text{C}_4\text{H}_9\text{OH}$. В результате потребуются дополнительные затраты. С МТБ-эфром этой проблемы нет, так как он растворим только в бензине и в водную фазу не переходит [2].

Низшие спирты имеют значительно более низкую, чем бензин, теплоту сгорания. Это значит, что запас топлива в баке автомобиля должен быть увеличен, либо чаще надо тратить время на заправку. МТБ-эфира имеет равную с бензином топливную характеристику. Мало того, наличие в нем кислорода существенно улучшает процесс сгорания топлива в цилиндрах, повышая экономичность двигателя и снижая содержание в выхлопе продуктов неполного сгорания.

При использовании МТБ-эфира сокращается расход нефти на производство заданного количества товарного бензина, а также достигается её заметная экономия благодаря смягчению требований к октановой характеристике традиционных углеводородных компонентов бензина.

Первые опытные партии МТБ-эфира появились в Италии в 1973 году. Подсчитано, что наиболее экономично добавлять в бензин 5-12% МТБЭ [5].

Технология производства МТБ-эфира чрезвычайно проста. Его получают в одну стадию, присоединяя метиловый спирт CH_3OH к изобутилену (2-метилпропену) C_4H_8 . При этом не требуется ни высоких температур, ни высоких давлений. Реакцию осуществляют на специальном катализаторе (чаще всего это ионообменные смолы) с высокой селективностью и почти полной конверсией за проход.

Процесс производства МТБ-эфира является экологически чистым и практически безотходным. Отработанный катализатор подвергается регенерации и повторно используется в производстве МТБ-эфира. Количество сточных вод незначительно (2-5 кг на 1т эфира), и они пригодны для подачи на биологические очистные сооружения без какой-либо локальной очистки.

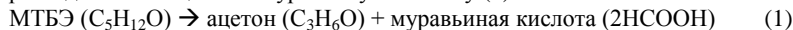
Топливная смесь бензина с МТБЭ обладает следующими свойствами:

1. улучшаются антидетонационные свойства легкокипящих составляющих бензина, увеличивается детонационная стойкость и стабильность топлива;
2. снижается температура запуска двигателя и токсичность отработавших газов;
3. уменьшается интенсивность изнашивания деталей двигателя, образование нагара и лаковых отложений;
4. сокращается расход топлива.

Проведен был эксперимент по очистке воды от МТБ-эфира.

Так, для проведения исследований был приготовлен концентрированный раствор воды и МТБ-эфира ($\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$). Для этого брали 100 мг/л МТБЭ на 50 литров воды – $7,3 \text{ г } \text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}/50 \text{ л } \text{H}_2\text{O}$.

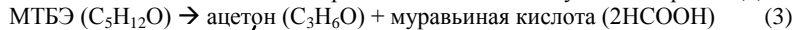
Идея эксперимента заключается в том, чтобы проследить характер окисления МТБ-эфира озоном и проверить, насколько снизится концентрация эфира после окисления. Как известно, в процессе окисления МТБ-эфир распадается на ацетон и муравьиную кислоту (1):



В свою очередь, ацетон окисляется до муравьиной кислоты и уксусной кислоты. Муравьиная кислота быстро улетучивается из раствора (2):



Общая схема окислительного процесса выглядит следующим образом (3):



муравьиная (НСООН) + уксусная (CH₃COOH)
кислота кислота

Поэтому, чтобы посчитать содержание МТБЭ в конце озонирования, необходимо помимо эфира провести отдельное окисление ацетона.

Для этого брали 100 мг/л ацетона на 50 литров воды – это $8,4 \text{ г } \text{C}_3\text{H}_6\text{O}/50 \text{ л } \text{H}_2\text{O}$. Параметры разряда: 100 ns, 20кВ, 400А. Длительность озонирования МТБ-эфира – 60 минут. Отбор проб проводился через 0, 10, 20, 30, 40, 60 минут окисления. Длительность озонирования ацетона – 120 минут. Отбор проб проводился через 0, 20, 40, 60, 80, 100, 120 минут. Время озонирования увеличено, т.к. ацетон окисляется медленнее, чем МТБ-эфир.

После того, как получены окисленные пробы, они направляются на анализ общего содержания углерода (ТОС) и на ионную хроматографию (ИХ).

Идея анализа ТОС представлена ниже (4):



где ТОС_i и ТОС_f – общее содержание углерода до окисления и после, соответственно.

По результатам анализа ТОС делается вывод, насколько уменьшилась концентрация исследуемого вещества (ppm) после эксперимента.

Метод ионной хроматографии используется для того, чтобы определить, какие именно соединения образуются в процессе окисления.

Для проведения исследований были использованы следующие приборы:

- Реактор импульсного коронного разряда (PCD-reactor “Wapulec”);
- Анализатор содержания общего органического углерода (ТОС-5050А);
- Ионный хроматограф (DX-120 Ion-chromatograph).

При окислении МТБЭ озоном, по данным ТОС, наблюдается снижение концентрации от 88 мг/л до 83 мг/л. Таким образом, за каждый час озонирования концентрация МТБЭ-эфира в воде снижается на 6% при параметрах разряда 100 ns, 20 кВ, 400А. Результаты ионной хроматографии показали, что МТБЭ-эфир окисляясь, распадается на уксусную кислоту и муравьиную кислоту в соотношении 0,2 и 0,8. На рис. 2 видно, что в процессе окисления МТБЭ-эфира его концентрация уменьшается, а концентрация образующихся продуктов окисления: муравьиной и уксусной кислоты – увеличивается. Причем, минерализация муравьиной кислоты после 60 минут окисления почти в 3 раза выше уксусной. Ацетон при заданных параметрах медленно окисляется – 7% каждый час. Продуктами его окисления являются уксусная и муравьиная кислоты, по данным ионной хроматографии. Уже после 40 минут окисления концентрация уксусной кислоты выше муравьиной, а после 60 минут окисления ее концентрация примерно в 5 раз выше. Теперь необходимо посчитать, какое количество метил-трет-бутилового эфира удалось удалить из воды.

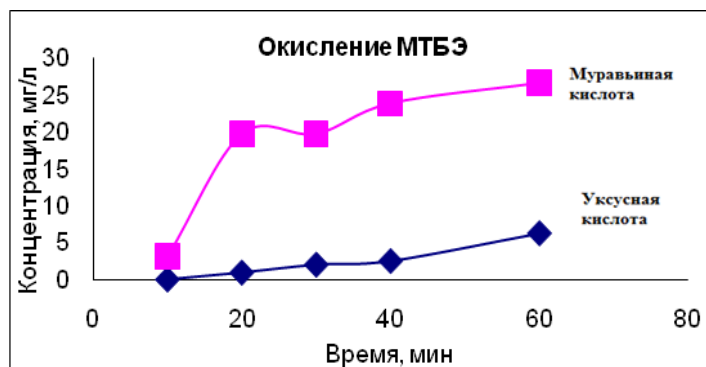


Рис. Зависимость концентрация муравьиной и уксусной кислот от времени окисления

Для этого из начального количества МТБЭ-ЭФИРА вычитаем количество ацетона, образовавшегося в ходе окисления МТБЭ-эфира (5):

$$\text{MTBE}_{\text{ост.}} = \text{MTBE}_{\text{нач.}} - \text{ацетон}, \quad [\text{моль}] \quad (5)$$

0.24 ммоль/л МТБЭ → 0.11 ммоль/л муравьиной кислоты и 0.59 ммоль/л уксусной кислоты.

1 моль ацетона = 0,5 моль муравьиной кислоты = 29 мг/л

[Муравьиная кислота] = [Муравьиная кислота после окисления МТБЭ] + [Муравьиная кислота после окисления ацетона] = 29,61 мг/л

ацетон = 1,02 моль/л

$\text{MTBE}_{\text{ост.}} = 1,47 \text{ моль/л} - 1,02 \text{ моль/л} = 0,45 \text{ моль/л}$ (40 мг/л или 2 г/50л)

Итак, после окисления методом импульсного коронного разряда 50 литров воды, содержащей 7,3 г МТБЭ-эфира в течение 60 минут на выходе получили 2 г МТБЭ.

В ходе проведенных исследований степени окисления метил-трет-бутилового эфира, содержащегося в воде, методом импульсного коронного разряда получили, что МТБЭ успешно поддается окислению: концентрация эфира уменьшилась в три раза. Побочные продукты, образующиеся при озонировании: ацетон, уксусная и муравьиная кислоты – не вызывают серьезных трудностей при удалении их из воды и не несут серьезных экологических последствий. Ацетон летуч и при окислении переходит в уксусную и муравьиную кислоты. Муравьиная кислота окисляется быстрее уксусной, не происходит ее отложения в водном растворе.

Все результаты были получены в ходе прохождения стажировки в Техническом университете г. Лаппенранта (Финляндия).

Литература

1. Rein Munter, Advanced Oxidation Process – Current status and prospects, Department of Chemical Engineering, Tallinn Technical University, 2001.
2. Environmental Protection Agency (EPA), Wastewater technology fact sheet: Chlorine Disinfection. – Office of Water, Washington D.C.
3. European Union Risk Assessment Report. TERT-BUTYL METHYL ETHER. RISK ASSESSMENT. © European Communities, 2002.

**НОРМИРОВАНИЕ КАЧЕСТВА ПОЧВ ПО РТУТИ: МЕЖДУНАРОДНЫЕ (НА ПРИМЕРЕ
ФРАНЦИИ) И РОССИЙСКИЕ СТАНДАРТЫ**

Е.Д. Ксенофонтова

Научный руководитель доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Загрязнение почв вызывают самые различные вещества - микроэлементы металлов, микродозы органических загрязнителей, продукты ассенизации и дезинфекции, средства защиты растений, углеводороды и радиоактивные вещества. Ртуть накапливается в компонентах природных сред в результате бытовой и производственной деятельности. Большая часть загрязненных земель находится в крупных промышленных регионах, в частности в Нор-Па-де-Кале, Иль-де-Франсе (столица г. Париж) и Рона-Альпы.

Техногенное загрязнение почвы потребовало разработки особых методов ее регенерации и охраны. В соответствии с программой ЮНЕП по снижению выбросов ртути во многих странах мира ведется активная деятельность по выявлению. Политика Франции в области загрязненных почв и населенных пунктов опирается на три оси: предупреждать, очищать и восстанавливать, и знать. Она в основном направлена на то, чтобы заполнить пробелы в данных о землях, и к 2011 г должен был бы быть составлен общенациональный реестр земель.

Во Французском Федеральном Законе о защите Почв, принятом 12 июля 1999 года, используются стандарты содержания загрязняющих веществ, которые разнятся по категориям объектов и характеру использования земель. Все почвы города подразделяются на 4 категории: 1) Детские площадки, используемые для игр (исключая песок в песочницах). 2) Жилые зоны (включая внутренние садики). 3) Парки и рекреационные места, в частности общественные и частные зеленые площади, а также доступные, регулярно используемые площади с открытым грунтом. 4) Промышленные объекты и коммерческая недвижимость.

Среди наиболее токсичных элементов биосферы, прежде всего следует назвать ртуть. Одним из наиболее распространенных методов анализа ртути является атомно-адсорбционный метод «холодного пара». Практически все атомно-адсорбционные методы определения ртути в биопробах включают этап разложения проб кислотами, который увеличивает предел обнаружения, время анализа и является основным источником погрешности.

Целью настоящей работы явилось рассмотрение вопроса о нормировании содержания ртути в почвах Франции. Сравнение нормативных показателей (стандартов) по загрязнению почв зарубежных стран с ПДК и ОДК почв России. Критические уровни содержания загрязняющих веществ во Франции превышают предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ почв России в десятки и сотни раз.

Так же была проведена работа по определению содержания ртути в почвах г. Парижа. Пробы были отобраны в ходе геоэкологической практики в рамках программы академической мобильности НИ ТПУ совместно с университетом Paris-11. Было отобрано 26 проб на территории региона Иль-де-Франс, в г. Париже. Определено содержание ртути атомно-адсорбционным методом на приборе Анализатор ртути «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915+» в почвах. Содержание ртути в исследованных пробах меняется от 14 нг/г до 81 нг/г, среднее содержание составляет 52 нг/г, что в 3,8 раз превышает фоновый уровень. Следует отметить, что уровень накопления ртути в почвах региона Иль-де-Франс незначителен, к примеру, в почвогрунтах Томске он составляет 250 нг/г.

Пока мы можем констатировать, что уровень накопления ртути много ниже ПДК принятых как во Франции, так и в России. Для составления общенационального реестра земель, в соответствии с национальной политикой в области охраны окружающей среды, необходимо накопление детальной информации по содержанию ртути в почвах различного вида пользования.

Литература

1. Крапчатов В.П. и др. / РХТУ им. Д.И.Менделеева, Москва. The Hampshire Research Institute, Alexandria.

**ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕДОБЫЧИ
В ХАНТЫ-МАНСЬСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ**

С.В. Кудашев

Научный руководитель доцент П.П. Гриценко

Тюменский государственный нефтегазовый университет (филиал), г. Нефтеюганск, Россия

Округ является основным нефтегазоносным районом России и лидирует по целому ряду экономических показателей: 1 место по добыче нефти, по производству электроэнергии, по поступлению налогов в бюджетную систему, 2 место по добыче газа и по объему инвестиций в основной капитал. Но это лидерство имеет оборотную сторону – активная нефтепромышленная эксплуатация недр (более 160000 кв. км или 30 % территории занято лицензионными участками, на которых находится более 150000 скважин, более 76000 км трубопроводов, более 48000 км линий электропередач, 42000 (в 2001 году 98034) источников загрязнения атмосферы, 412 факелов по сжиганию попутного газа, 1668 шламовых амбаров, происходит 2500-4700 аварий на трубопроводах, образуется не менее 1,5 млн. т отходов) на фоне ограниченного природно-восстановительного потенциала северной таежной зоны приводит к катастрофической деструкции природных комплексов, значительным негативным социальным,

экономическим, медико-биологическим последствиям для жителей округа и экологическим – для его территории [4].

В данной работе рассматриваются аспекты загрязнения только воздушной среды с акцентированием внимания на сжигании попутного нефтяного газа и экономические последствия такого способа эксплуатации недр (табл.).

При составлении таблицы установлено, что исходные данные часто противоречивы, фрагментарны, весьма приблизительны, имеют относительное значение, достоверность многих вызывает сомнение, хотя бы на том основании, что замерные устройства системы учета сжигаемого попутного газа больше чем на половине факелов отсутствуют, остальные, как правило, не прошли метрическую регистрацию, нефтяники сознательно прибегают к занижению количества выбросов [5, 6]. По официальным данным на факелах в округе за последнее десятилетие сгорало от 2500 до 7800 млрд куб. м в год, причем с уменьшением числа факелов возрастали объемы сжигаемого газа [3], а по исследованиям акционерного общества «Глобтэк» в 2007 году в России сжигалось на факелах не менее 45,6 млрд. куб. м, в том числе не менее 24 млрд. куб. м в Югре [2]. В связи с таким качеством данных в таблице две графы «Летучие соединения» и «Твердые частицы» имеют в ячейках много прочерков, поскольку в этих строках суммарное значение летучих поллютантов превосходит общее количество выбросов. Из таблицы видно, что удельная нагрузка на территорию за последние 20 лет составляет 2,7-7,2 т/км². Однако, на территории городов, в которых проживает около 90 % населения эта нагрузка превышает 15 т/км². В городах же постоянно отмечается повышенное (превышение ПДК до 10 и более раз) содержание формальдегида [3].

Особое беспокойство вызывают горящие факела. При сжигании попутного газа на факеле, особенно при нарушении оптимальных режимов горения, происходит выброс в атмосферу большого количества загрязняющих веществ, среди которых – суперэкоотоксиканты такие как полихлорированные дибенздиоксины, канцерогенные полиароматические соединения, типа бенз(а)пирен, ионы различных металлов: Al, Ba, Cu, Cd, Co, Cr, Fe, Hg, Mg, Mn, Ni, Pb, Ti, U, V и оксиды неметаллов: As, C, N, S природные радионуклиды, различные органические соединения.

Таблица

Загрязнение атмосферы на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры

Годы	Выбросы (тысяч тонн)								Удельная нагрузка (т/км ²)
	Всего	Авто-транспорт	Летучие соединения	Твердые частицы	Оксид углерода	Углеводороды	Оксиды азота	Диоксид серы	
1991	1965,7	-	-	-	594,0	1107,0	190,0	24,0	3,7
1992	1446,5	576,0	-	-	891,0	908,0	199,0	12,0	2,7
1993	2045,5	1137,0	-	-	1260,0	906,0	182,0	11,0	3,8
1994	2809,7	1125,3	2791,7	17,9	1272,0	904,0	178,0	11,2	5,3
1995	2290,5	1258,5	2272,6	18,0	1288,0	810,0	182,0	8,4	4,3
1996	2384,4	1345,1	-	-	1468,8	894,2	181,0	7,4	4,5
1997	1784,9	693,9	1707,1	17,8	895,3	669,3	93,6	8,9	3,3
2000	1979,8	676,0	1920,4	59,4	1183,4	564,4	101,4	5,4	3,7
2001	1752,3	712,0	1695,1	127,2	1079,4	657,1	131,4	7,2	3,3
2002	2554,3	743,0	-	-	1573,4	957,9	191,6	10,8	4,4
2003	2435,2	786,0	-	-	1500,1	913,2	182,6	9,6	4,6
2004	2969,3	831,0	2809,8	159,5	1382,8	865,8	82,4	5,3	5,6
2005	3024,4	853,0	-	-	1863,0	1134,2	226,8	12,3	7,2
2007	3814,0	897,4	3621,7	152,9	1765,3	1301,9	200,3	13,7	7,1
2009	2206,9	904,7	2095,9	111,1	973,1	1002,4	110,8	7,1	4,1

Всего более 250 опасных химических веществ, включая бензол, толуол, сероуглерод, фосген. Доминируют же в выбросах углеводороды, монооксид углерода, сажа, диоксид серы, оксиды азота. Продукты сгорания ПНГ могут достигать высоты не менее 600 м, распространяясь в дальнейшем на большие расстояния. Такой компонент аэрозоля, как сульфаты, могут мигрировать в атмосфере в течение приблизительно 40 дней после выброса. При этом около 40% их выпадает вблизи факела, около 30 % – на расстоянии нескольких сотен километров от источника и оставшиеся 20% – на расстоянии от тысяч до десятков тысяч километров. Выбросы «капельной» нефти и выпадение аэрозольных компонентов приводят к загрязнению прифакельной территории углеводородами, сульфатами, нитратами, сажей, полиароматическими углеводородами, 3,3-бензпиреном, диоксинами и тяжелыми металлами. При этом концентрации полиароматических углеводородов и бензпирена могут составлять от 10 до 20 ПДК, а содержание нитратов и сульфатов в десятки раз превышать фоновые концентрации даже на расстоянии 600-800 м от факела [8].

Горение попутных газов вызывает также локальные изменения климата, например образование кучевых облаков в 1-2 балла высотой 200-300 м и ослабление инсоляции, а поступление в атмосферу оксидов азота с горящих факелов в теплое время на высоте около 400 м приводит к образованию локальной «озоновой дыры».

Данные факторы и устойчиво высокие концентрации токсикантов неблагоприятно влияют на здоровье жителей населенных пунктов, расположенных в зоне влияния горящих факелов. Так, известно, что заболеваемость населения Среднего Приобья приблизительно на 40 % выше, чем в среднем по России, а уровень онкологических заболеваний выше в три раза [8].

При горении факела интенсивному термохимическому воздействию подвергаются почвенный покров и растительность, причем дефолиация и значительное угнетение растительности наблюдается на расстоянии от 400 до 800 м [3].

В результате выбросов горящих фракций нефти, присутствующей в ПНГ, возникают лесные пожары, охватывающие площади в десятки гектаров, при которых погибают животные, птицы и насекомые.

Учитывая большую неточность эколого-экономических оценок последствий сжигания попутных газов попробуем получить хотя бы приблизительные цифры.

По нормативами платежей за воздействие на окружающую среду и исходя из того, что на факелах сгорает 15 млрд. куб. м газа, в котором содержится около 80 % метана, в целом нефтедобывающие предприятия должны платить за факельные выбросы загрязняющих веществ приблизительно 0,7 млрд. руб.

Коммерческая стоимость затрат на реабилитацию земель, загрязненных нефтепродуктами и другими химическими веществами, в зависимости от характера почвы, степени и вида загрязнений и вида применяемых технологий, составляет от 0,3 до 1,3 млн. руб. за гектар. Из этого складывается сумма затрат на восстановление нарушенных территорий общей площадью 100 тыс. га в интервале от 30 до 130 млрд. руб.

Ущерб лесному хозяйству, безвозвратно потерявшему около 2,5 млн. куб. м древесины, по аукционной цене обезличенного кубометра древесины от 100 до 200 руб., приводит к величине около 0,4 млрд. руб. потерь. Дополнительно ежегодно теряется от 25 до 100 тыс. куб. м древесины, стоимость которой составляет от 2,5 до 20 млн. руб.

Условные потери от неиспользования механизмов Киотского протокола составляют до 50 млрд. руб. в год.

Размеры общего ущерба от сжигания нефтяного попутного газа эксперты оценивают в 360 млрд. руб. [1, 7], а недополученный суммарный доход от его переработки мог бы составить 362 млрд. руб. в год [9].

Практически нет данных, которые позволили бы оценить, даже приблизительно, ущерб поверхностным и подземным водам, животному миру и здоровью населения, объектам промышленной и жилой инфраструктуры, негативный вклад в изменение климата. Но даже при их отсутствии можно утверждать, что общий счет идет на сотни миллиардов рублей, что, кстати, никак не компенсируется потенциальными платежами за негативное воздействие на природные комплексы и население в размере 0,7 млрд. руб.

Литература

1. Газохимический кластер в Югре: работа над ошибками // <http://www.e-plastic.ru/main/news?id=2907&page=236>
2. Лапкин А.Н. Масштабы сжигания попутного нефтяного газа в России и мире // http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6964
3. Обзор «О состоянии окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа в 1996 году». — Ханты-Мансийск, 1997. — 147 с. Там же — 1998. — 155 с. Там же — 2001. — 132 с. Там же — 2002. 120 с. Там же — 2003. — 125 с. Там же — 2008. — 128 с.
4. Пикунов С. В., Т. Н. Шевелева. Опыт региональной экологической политики: Ханты-Мансийский автономный округ — Югра // Региональная экологическая политика в условиях существующих приоритетов развития нефтегазодобычи: Матер. Съезда экологов нефтяных регионов. — Ханты-Мансийск, 2007. — С. 31 — 49.
5. Победова Л. Нефтяники списывают попутный газ // <http://www.eprussia.ru/prensa/articles/10110.htm>
6. Прокуратура уличила нефтяную компанию в нарушении закона при сжигании попутного газа // <http://www.prokhmao.ru>
7. Протасов А. Основные проблемы рационального использования попутного нефтяного газа // http://www.donkongress.narod.ru/anonce/NPG_SUG/problems.pdf
8. Соловьянов А.А. Экологические последствия сжигания попутного газа на факелах // http://www.imemo.ru/ru/conf/2009/00209_2.pdf
9. <http://www.trutnev.ru/news/view/18062007/173.html>

ЭКОГЕОХИМИЯ РТУТИ В УГЛЯХ ИРКУТСКОГО БАССЕЙНА

Н.В. Купреева

Научный руководитель профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из главных топливно-энергетических природных ресурсов является органическое топливо, интенсивность использования которого непрерывно возрастает. При этом в общей структуре потребления сырьевых ресурсов при производстве электроэнергии на ТЭС доля угля, по сравнению с другими видами топлива, постоянно увеличивается. Следовательно, и количество загрязняющих веществ, поступающих в процессе добычи и сжигания углей в окружающую среду, будет также увеличиваться.

Проблема загрязнения окружающей среды ртутью и ее соединениями приобрела мировой характер и имеет прямое отношение к так называемой проблеме «химических бомб замедленного действия». Ртуть — это токсичный элемент, относящийся к первому классу опасности. Одним из главных источников поступления ртути в окружающую среду является топливная энергетика, так как сжигание угля является главным источником эмис-

сии ртути в атмосферу. Среднее содержание ртути в бурых и каменных углях мира по новейшим оценкам одинаково и составляет 0,1 г/т. (Ketris, Yudovich, 2009) Эмиссия этого элемента в атмосферу за счет углесжигания в среднем составляет около 31,6% от суммарного поступления за счет всех источников. Согласно опубликованным данным, за счет сжигания органического топлива в природную среду Сибири ежегодно поступает 50-55 т Hg (Аношин, 2000).

Исследование геохимии ртути в природных средах весьма затруднительно и ограничивается возможностями аналитических методик. Определение содержания Hg в углях и углевмещающих породах выполнено на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета под руководством Н.А. Осиповой на анализаторе RA 915+ с приставкой Пиро - 915+. Метод основан на восстановлении до атомарного состояния содержащейся в пробе связанной ртути методом пиролиза и последующем переносе образовавшейся атомарной Hg из атомизатора в аналитическую кювету воздухом. Приставка Пиро - 915+ предназначена для анализа сложных проб, содержащих органическую матрицу. Предварительные эксперименты в режиме «Форсаж» показали, что выбранный режим (скорость прокачки воздуха 0,8-1,2 л/мин., температура испарителя 680-740 °С) обеспечивает полноту выделения Hg. В качестве стандарта использовали угольный стандарт CLB-1 (U.S. Geological Survey) с содержанием Hg 0,2 мг/кг. Навески предварительно измельченных и высушенных при комнатной температуре образцов угля составляли 75,0±0,1 мг.

Исследование экогеохимии ртути было проведено в углях Иркутского бассейна (Головинское, Черемховское, Мугунское и Азейское месторождения). Общее число изученных на ртуть углей и углевмещающих пород Иркутского бассейна составило 146 проб.

Оценка среднего содержания Hg в углях Иркутского бассейна выполнялась путем последовательного усреднения данных. Средние содержания ртути в угольных пластах рассчитывались как средневзвешенные по мощности интервалов опробования, в месторождениях – как средневзвешенные по мощности пластов, а в бассейне – как средневзвешенное по массе (ресурсам) угля в месторождениях.

В углях Иркутского угольного бассейна среднее содержание ртути составляет 0,19 г/т. Установлено, что распределение ртути в пределах Иркутского бассейна неравномерно. В Черемховском месторождении в среднем содержится 0,076 г/т Hg, в Головинском – 0,053 г/т., в Мугунском – 0,14 г/т., а в Азейском – 0,5 г/т. Также крайняя неравномерность распределения этого элемента, проявляется и в разрезе угольного пласта (рис. 1). В большинстве случаев отмечается приуроченность повышенных содержаний ртути к прикровельным и припочвенным участкам угольных пластов.

Содержание ртути в Черемховском месторождении определяли в 33 пробах. Минимальное содержание в угле составляет 0,0009 г/т, максимальное – 0,52 г/т. В Головинском месторождении изучено 15 проб. Минимальное содержание – 0,002 г/т, максимальное – 0,074 г/т. Содержание ртути в Мугунском месторождении оценено в 48 пробах. Минимальное содержание – 0,008 г/т, максимальное – 0,82 г/т. В Азейском месторождении изучено 50 проб углей и углевмещающих пород. Минимальное содержание ртути в углях здесь составляет 0,01 г/т, максимальное – 1,2 г/т. Из этих данных видно, что наиболее обогащены ртутью угли Азейского месторождения и расположенного вблизи него Мугунского месторождения. Угли Черемховского и Головинского месторождений бедны ртутью. Ее содержание здесь существенно ниже среднего содержания в углях мира.

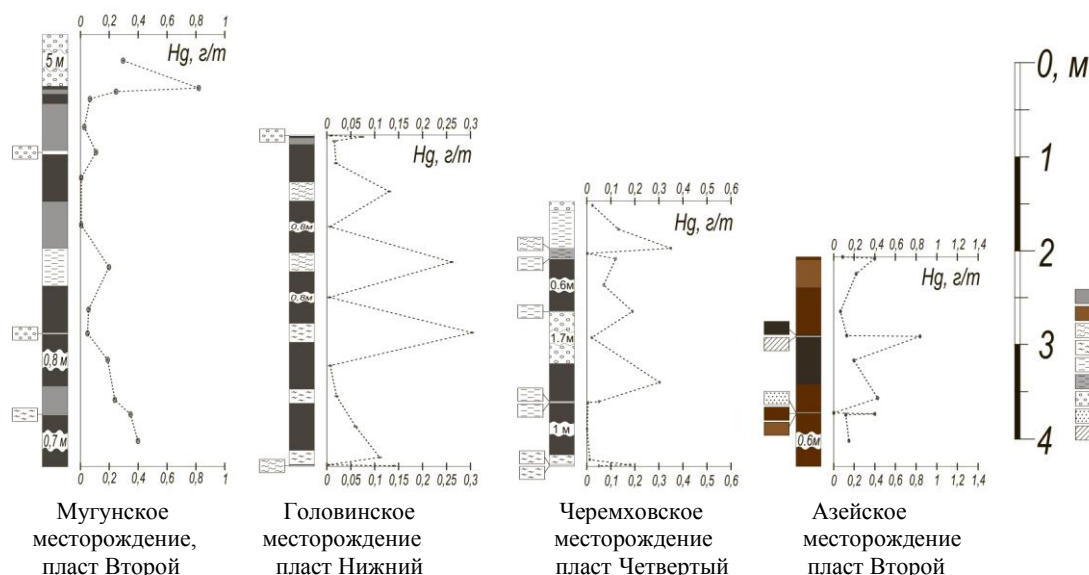


Рис.1 Распределение ртути в разрезах угольных пластов. 1 - каменный уголь, 2 – бурый уголь, 3 – глина, 4 – аргиллит, 5 – алеволит, 6 – углистый алеволит, 7 – песчаник, 8 – песок, 9 – порода

В связи с очень высокой летучестью ртути в процессе сжигания углей весьма важным является изучение ее форм нахождения и поведения при различных технологических режимах сжигания с целью дальнейшего

прогнозирования ее эмиссии. Нами проведены исследования форм нахождения ртути в угле и золе угля Иркутского угольного бассейна методом электронной микроскопии. Исследования показали, что ртуть в угле с низкокларковыми концентрациями в виде минеральной примеси и собственных минералов встречается крайне редко. Наиболее интересной находкой явилось зерно киновари размером 0,3 мкм в золе угля Азейского месторождения (рис. 2). Проба характеризуется околоскларковым содержанием ртути в угле (0,12 г/т) и низкой зольностью (6,6) и расположена непосредственно на контакте с тонштейном.

В целом изученные угли Иркутского бассейна характеризуются невысокими средними содержаниями ртути в угле. Согласно полученным данным средние содержания ртути в 4 месторождениях Иркутского бассейна не превышает рекомендуемые предельные потенциально опасные концентрации этого элемента (Инструкция..., 1987). Максимальные локальные содержания ртути в углях также не превышают предельных значений. Лишь в одной пробе угля Азейского месторождения установлено содержание Hg (1,2 г/т), превышающее эту величину.

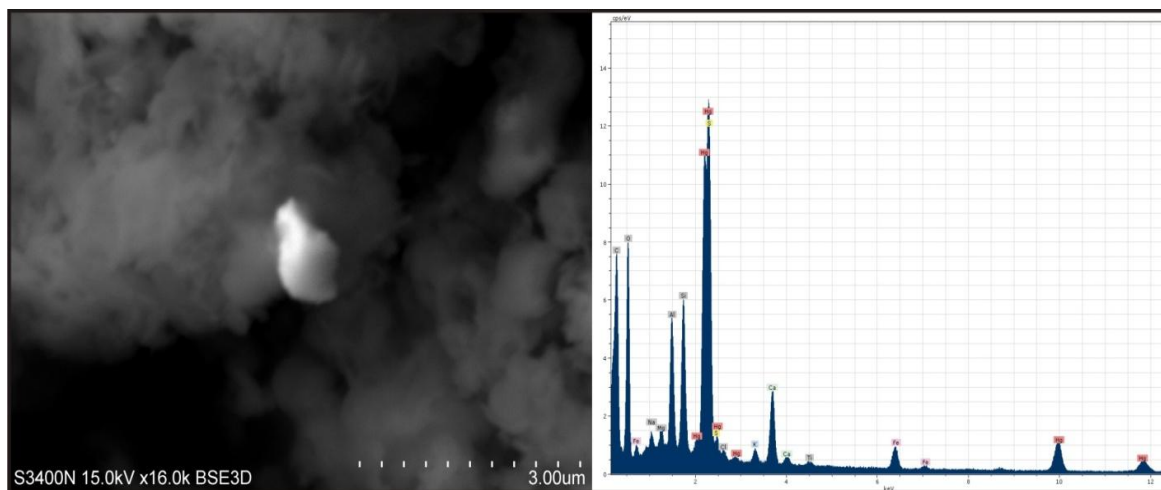


Рис. 2. Киноварь в золе угля Азейского месторождения Иркутского бассейна

Следовательно, изученные угли этого бассейна по содержанию ртути можно считать экологически не опасными. При этом при разработке мероприятий по улучшению экологической ситуации в районах действующих ТЭС следует обратить внимание на повышенное содержание ртути в углях Азейского месторождения.

Литература

1. Аношин Г.Н. Аналитическая геохимия благородных металлов и ртути: Автореф. дисс. докт. геол.-мин. наук. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 2000. – 56 с.
2. Волостнов А.В., Арбузов С.И., Осипова Н.А., Ильенко С.С., Купреева Н.В., Ртуть в углях Сибири. – Томск, 2010. – С. 99 – 103.
3. Ketris M. P., Yudovich Ya. E. Estimations of Clarkes for carbonaceous biolithes: World averages for trace element contents in black shales and coals // Int. J. Coal. Geol., 2009. – Vol.78. – № 2. – P.135 – 148
4. Инструкция по изучению и оценке попутных твердых полезных ископаемых и компонентов при разведке месторождений угля и горючих сланцев. – М.: Наука, 1987. – 136 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА АРХИПЕЛАГА ШПИЦБЕРГЕН

П.В. Ласовский

Научный руководитель профессор В.П. Парначев

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия интерес к арктическим территориям колоссально возрос, из-за обнаружения больших запасов нефти и газа, так же с продолжающимся освоением немногочисленных угольных месторождений. Следовательно, возросла антропогенная нагрузка на уязвимые арктические экосистемы. Среди факторов оказывающих отрицательное влияние на арктические экосистемы, можно выделить несколько основных: воздействие нефтегазовой промышленности (попадание буровых и пластовых жидкостей в море, аварийные разливы нефти, выбросы парниковых газов, выбросы NO_x) [4], воздействие угледобывающей промышленности (загрязнение воздушного бассейна различными выбросами, загрязнение подземных и поверхностных водных объектов шахтными, карьерными, производственными и хозяйственно бытовыми сточными водами, истощение водных ресурсов, нарушение гидрогеологического режима подземных вод, изъятие из землепользования и нарушение земель, загрязнение их отходами добычи и переработки угля) [5], а так же заметную роль в загрязнении тяжёлыми металлами территории Баренцевоморского региона играют выбросы в атмосферу, поставляемые медно-никелевыми предприятиями Печенги-Никеля и Мончегорска, железорудного Оленегорского и алюминиевого

Кандалакшского комбинатов. Все эти процессы непосредственно отражаются в экогеохимическом состоянии почвенного покрова, а так же в содержании различного рода химических соединений в живых тканях организмов и донных отложений.

За последние годы, сотрудниками «Полярной морской геологоразведочной экспедиции», были произведены исследования в области экогеохимического состояния почв Западного Шпицбергена, в которых автор статьи принимал непосредственное участие. Для более объективного представления обобщенных результатов этих исследований стоит привести некоторую информацию по геохимии тундровых ландшафтов.

Многие растения тундровых ландшафтов содержат повышенные количества Si, Al, Fe. В золе ряда растений повышено содержание серы, при минерализации которой образуется серная кислота – важный агент миграции алюминия и других металлов. Среди зольных элементов наибольшие концентрации свойственны Ca, K, Mg, P, Si. Разные систематические группы растений селективно поглощают тяжелые металлы. Кислые почвенные растворы способствуют водной миграции металлов в виде комплексных органических соединений. Разложение органических остатков в верховых болотах протекает в сильнокислой среде. Отмершие органические остатки сохраняют органо-морфную структуру. В ходе оторфования увеличивается количество углерода и уменьшается – кислорода. При разложении органических остатков Si, Al, Fe почти не минерализуются и остаются в составе органических веществ торфа, Ca, Mg, Na, K частично поступают в болотные воды. В торфе накапливаются гумусовые вещества бурого цвета [3].

В результате исследований, были получены следующие результаты. Содержания As, Co, Cr, Fe, Mn, Ni и Pb в почве, фактически на всех точках наблюдений находятся в пределах кларковых величин. Напротив, концентрация Cd на высотной отметке 40 м побережья Вейде-фьорда превышает кларк почти в 5 раз, в Бокк-фьорде – в 2,3 раза, здесь же зафиксированы и повышенные содержания Zn. К оценке их генезиса, однако, следует подходить с определённой осторожностью, поскольку накопление Cd, равно как и Zn в обогащённом органическим материалом поверхностном слое грунта является отличительной чертой почвообразования в холодных гумидных условиях. Содержание Cu в поверхностном почвенном слое, составляющее 4 кларка, зафиксировано на высоте 100 м побережья пролива Хинлопен, концентрации Hg в ряде районов превосходят средние содержания в почвах в 2-6 раз [2]. Повышенные концентрации ряда металлов здесь имеют природный генезис или в весьма ограниченных масштабах обусловлены деятельностью угледобывающих терминалов. Однако и в загрязнённых водотоках их содержание не намного выше такового в ручьях, не подверженных антропогенному воздействию. Вместе с тем донные осадки прибрежной зоны Шпицбергена сильно загрязнены полициклическими ароматическими углеводородами, а содержащиеся в организмах чаек-бургомистров полихлорированные бифенилы могут вызвать их гибель. Последние результаты геохимического обследования почв региона (табл.) в целом подтверждают выводы об отсутствии техногенного загрязнения тяжёлыми металлами (рис.).

Таблица

Концентрации некоторых металлов в почвенном слое северной части Западного Шпицбергена, мг/кг [2]

Район	Высота, м	As	Cd	Co	Cr	Cu	Fe	Mn	Ni	Pb	Zn	Hg
Бухта Петунья	13	<2,5	0,29	2,793	24,74	11,76	15322	161,9	17,57	7,75	64,85	0,03
Вейде-фьорд	40	<2,5	1,63	0,799	3,269	19,29	2636	81,51	4,09	3,56	181,6	0,15
Пролив Хинлопен	3	<2,5	<0,06	1,799	9,21	8,69	14843	224,5	7,90	6,19	34,79	0,01
Пр. Хинлопен, о-в Крест-Ойя	20	3,24	0,442	<0,10	11,32	48,42	12614	329,2	5,12	14,58	53,97	0,15
Пр. Хинлопен	100	<2,5	<0,06	<0,10	4,412	127,5	20018	210,7	8,72	6,27	54,15	0,41
Лум-фьорд	4	3,16	<0,06	<0,10	20,33	24,06	18318	202,0	15,35	6,74	43,67	0,03
Тинейрибухта	5	3,18	<0,06	<0,10	6,97	8,34	10148	52,07	6,15	11,96	17,43	0,12
Гора Моталафьелла	250	<2,5	0,177	<0,10	0,67	<8,0	707,3	13,83	0,67	6,94	38,61	0,09
Бокк-фьорд	55	<2,5	0,808	0,770	3,480	11,02	323,8	219,9	4,01	6,19	137,2	0,1
Земля Диксона	600	<2,5	<0,06	<0,10	23,26	<8,0	24,67	452,9	21,68	11,85	62,9	0,01
Мыс Велкомтпонтен	3	<2,5	0,215	0,745	3,21	<8,0	28845	131,6	3,66	4,45	29,13	0,27
Гора Сёрколен	200	<2,5	<0,06	<0,10	42,07	24,41	36124	768,5	46,04	11,82	91,82	0,05
Средние содержания элементов в почвах, мг/кг		6,0	0,35	8,0	70	30	40000	1000	50	12	90	0,06

Причину этого следует искать в первую очередь в составе горных пород. Для Ауст-фьорда характерно переслаивание глубоко метаморфизованных разностей – гнейсов, амфиболитов, мраморов и кварцитов с достаточно надёжно фиксируемой сульфидной минерализацией. Именно здесь отмечены проявления галенита и малахита, формирующие современный геохимический облик участка. Так же зафиксирован незначительный рост доли As в 2,5 и Hg в 2 раза, относительно кларкового содержания. Подобная ситуация, по всей вероятности, также обусловлена химизмом местных почвообразующих пород. Вместе с тем, нельзя исключать и возможность участия в формировании таких аномалий на архипелаге аэротехногенных поллютантов из Северной Европы [1]. Как видно из приведенных выше данных, на данном этапе, экогеосистема архипелага находится в удовлетворительном состоянии, но это не означает, что можно прекращать исследования. Наоборот, с открытием новых месторождений антропогенная нагрузка на арктические экогеосистемы будет только усиливаться и поэтому необходимо проводить ежегодный комплексный мониторинг состояния геологических, литотехнических и эколого-

геологических систем, на основании которого проводить прогнозирование развития этих систем, с учетом увеличения антропогенной нагрузки и давать рекомендации по оптимальному использованию природных ресурсов северных территорий, предприятиям которые занимаются разведкой и добычей полезных ископаемых в этом регионе.



Рис. Обзорная карта района опробования. Точки наблюдения: 1 – Бухта Петунья; 2 – Вейде-фьорд; 3 – Пролив Хинлоппен; 4 – Пролив Хинлоппен (остров Крест-Ойя); 5 – Пролив Хинлоппен; 6 – Лум-фьорд; 7 – Тиней-рибухта; 8 – гора Моталафьелла; 9 – Бокк-фьорд; 10 – Земля Диксона; 11 – Мыс Велкомтпюнтен; 12 – Гора Сёнколен

Литература

1. Алексеев В.В., Шарин В.В., Сичинска Б. Экогеохимические аспекты природной обстановки на архипелаге Шпицберген // Комплексные исследования природы Шпицбергена. – Апатиты, 2007. – С. 43 – 50.
2. Алексеев В.В., Шарин В.В., Сичинска Б. К экогеохимии почвенного покрова Западного Шпицбергена // Природа шельфа и архипелагов Европейской Арктики. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 10 – 13.
3. Геохимия природных ландшафтов // Учебно-методическое пособие для вузов / Составитель Н.А. Протасова. – Воронеж: Издательско-полиграфический центр Воронежского государственного университета, 2008. – 36 с.
4. Лесихина Н., Рудая И., Киреева А., Кривонос О., Кобец Е. Нефть и газ российской Арктики: экологические проблемы и последствия // Доклад объединения Bellona – 2007., www.bellona.ru.
5. Мониторинг геологических, литотехнических и эколого-геологических систем: учебное пособие / В.А. Королев; под. ред. В.Т. Трофимова. – М.: КДУ, 2007. – 416 с.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ АНАЛИТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ НАМЫВНЫХ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ

И.Р. Левчук

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич
Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
имени Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

В Российской Федерации расположено более трети мировых запасов угля, хотя по объему добычи угля Россия занимает пятое место в мире, после таких стран как КНР, США, Индия и Австралия. Постоянный рост добычи и переработки угля приводит к ряду негативных последствий, формирующих значительную техногенную нагрузку на окружающую природную среду. Среди последних можно выделить загрязнение атмосферного воздуха, земельных и водных ресурсов и, как следствие этого, повышение заболеваемости населения. Формирова-

ние экологически опасных объектов, таких как насыпные (отвалы пустой породы) и намывные техногенные массивы (хвостохранилища отходов углеобогащения) также является следствием деятельности угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий. В связи с высокой экологической опасностью техногенных массивов угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий возникает необходимость проведения оценки риска их негативного воздействия.

В представленной работе приведены результаты исследований намывных техногенных массивов, расположенных на территории одного из ведущих предприятий угольной отрасли России – предприятия ОАО «Междуречье». Более 40 лет данное предприятие осуществляет добычу угля открытым способом в Кемеровской области Кузнецкого угольного бассейна. Годовой объем добываемого угля составляет более 6 млн. тонн, а объемы отходов производства в виде вскрышной породы и отходов углеобогащения – 30 млн. м³ и 557 тыс. тонн соответственно.

Мониторинговые исследования, проведенные на территории предприятия ОАО «Междуречье», показали, что хвостохранилища отходов углеобогащения представляют наибольшую экологическую опасность. С целью выявления оптимальных методов утилизации накопившихся в хвостохранилищах отходов, было проведено аналитическое исследование представительных образцов рассматриваемых объектов.

Основной задачей исследования техногенных массивов является получение достоверных результатов, отражающих истинное содержание различных элементов в массивах. Это достигается при условии правильного выполнения всех этапов аналитических исследований: пробоотбора, пробоподготовки, химического анализа образцов и статистической обработки результатов. Этап пробоподготовки подразделяется на две стадии. На первой стадии основной задачей является получение пробы определенной массы и гранулометрического состава, для достижения этой цели применяются такие операции как измельчение и сокращение пробы. На второй стадии пробоподготовки осуществляется перевод пробы в состояние, требуемое для анализа на конкретном аналитическом приборе, методами вскрытия пробы, разделения и концентрирования компонентов.

Поскольку погрешность результатов аналитического исследования является суммой погрешностей на каждом из его этапов, то можно сделать вывод о том, что при правильном выборе метода анализа образцов, достоверность результатов исследования в большей степени будет зависеть от количества ошибок, допущенных на этапах пробоотбора и пробоподготовки.

С целью снижения негативного воздействия намывных массивов на природную среду путем разработки рациональной схемы по утилизации хвостов углеобогащения были проведены исследования вещественного состава шламов. Отбор проб шлама на новых и старых хвостохранилищах производился согласно схемам, представленным на рис. Схемы пробоотбора были разработаны с учетом основных параметров хвостохранилищ и производственных условий.

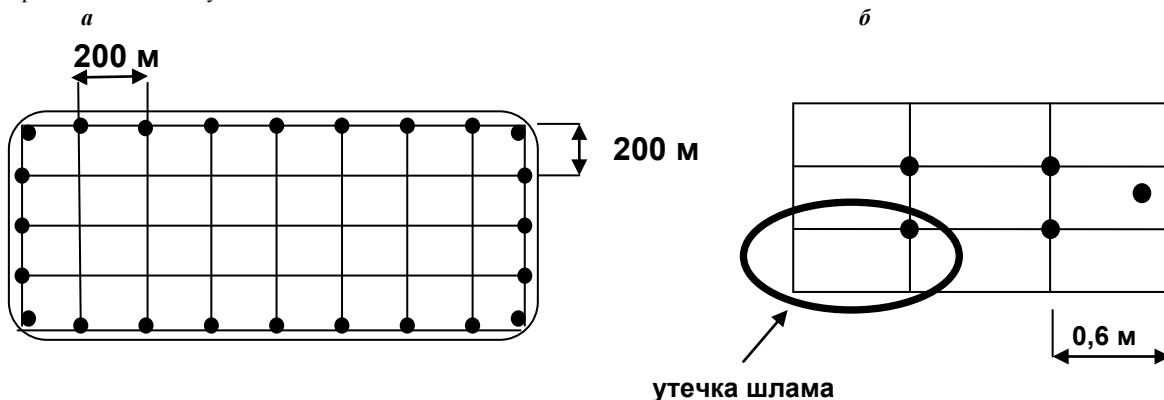


Рис. Схемы отбора проб шламов. а – для новых и б – для старых хвостохранилищ

Из новых хвостохранилищ пробы шлама были отобраны как это показано на рис. 1а. Необходимо отметить, что в каждой точке было отобрано по три пробы: с поверхности, с глубины 1 м и с глубины 1,8 м. Пробоотбор шлама из старых хвостохранилищ осуществлялся согласно рисунку 1 б, в каждой точке было отобрано по две пробы: с поверхности и с глубины 0,1 м.

В связи с необходимостью сохранить свойства отбираемого шлама, которые последний имел в момент пробоотбора, пробы были законсервированы в лаборатории очистных сооружений предприятия концентрированной соляной кислотой. Анализ проб шлама проводился методами ионообменной хроматографии и атомной эмиссионной спектрометрии с индукционно связанной плазмой (ИСП). Основные катионы и анионы определялись методом ионообменной хроматографии, а тяжелые металлы – методом атомной эмиссионной спектрометрии с индукционно связанной плазмой. Результаты проведенных исследований приведены в таблице. Расчеты, проведенные при помощи критерия Стьюдента, показали высокую достоверность полученных результатов.

Как видно из полученных результатов, концентрация сульфатов в шламах довольно высока. Концентрации тяжелых металлов незначительны, такие металлы как кобальт, никель и свинец в пробах обнаружены не были.

Таким образом, в результате проведенных исследований отходов углеобогащения было установлено, что вещественный состав старых и новых хвостохранилищ практически не отличается, и хвостохранилища не представляют собой ценности в качестве техногенных месторождений цветных металлов. Тем не менее, шламы углеобогащения, представленные угольной пылью, могут быть использованы в качестве водоугольного топлива, представляющего собой дисперсную систему, состоящую из тонкоизмельченного угля (59-70 %), воды (29-40 %) и реагента-пластификатора (1 %) [1].

Таблица

Результаты вещественного анализа отходов углеобогащения

Наименование показателя	Концентрация, ppm
Натрий	40
Калий	3,5
Кальций	91
Магний	40
Сульфаты	255,9
Хлор	48
Кадмий	0,001
Хром	0,06
Медь	0,04
Железо	0,6
Марганец	0,2
Цинк	0,07

Работа проведена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы».

Литература

1. Овчинников Ю.В., Луценко С.В. Искусственное композитное жидкое топливо из угля и эффективность его использования // Новости теплоснабжения. – 2006. – № 4 (68). – С. 30 – 33.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ОЧИСТКИ КАРЬЕРНЫХ ВОД ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ В МАССИВАХ ИЗ ВСКРЫШНЫХ ПОРОД

С.Ю. Лукьянова

Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Ежедневно шахты и разрезы Кузбасса сбрасывают в водные объекты области более 1 млн. м³ сточных вод, большая часть которых приходится на карьерные воды. Эти воды загрязнены взвешенными веществами, представленными тонкодисперсными породными и углистыми частицами, нефтепродуктами, нитритами, нитратами и другими загрязняющими примесями, и сброс их без предварительной очистки может нанести и, к сожалению, в ряде случаев наносит существенный вред окружающей среде.

В настоящее время на угольных разрезах для очистки карьерных вод используются два способа:

- 1) отстаивание в отстойниках и прудах – осветлителях;
- 2) фильтрование через массивы, отсыпаемые из вскрышных пород.

Второй способ разработан КузГТУ в содружестве с инженерно-техническими работниками ПО «Кемеровоуголь» и характеризуется по сравнению с первым отсутствием капитальных затрат на строительство очистных сооружений и низкой землеемкостью. В качестве фильтров могут использоваться как существующие отвалы коренных пород вскрыши, так и специально отсыпаемые для этой цели искусственные фильтрующие массивы (ИФМ) из вскрышных пород (рис.).

Вскрышные породы на разрезах представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами и для возведения ИФМ они используются без предварительной подготовки [1].

Параметры ИФМ рассчитываются исходя из условий очистки воды до требуемой степени от взвешенных веществ и пропуска всей поступающей на очистку воды [2].

В последнее время в связи с ужесточением требований к качеству очистки сточных вод и значительным ростом открытой угледобычи встал вопрос о необходимости учета степени очистки воды и от других загрязняющих примесей.

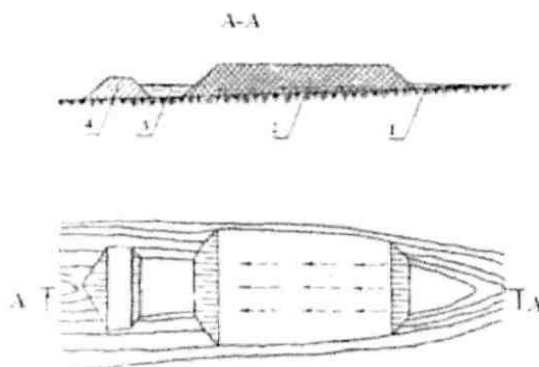


Рис. Устройство фильтра в выемках (файл Устройство фильтра в выемках)

1 – прудок в точке поступления воды в фильтр; 2 – фильтрующий массив;
3 – водосборник осветленной воды; 4 – дамба

В таблице представлена сравнительная характеристика качества очищенной различными способами карьерной воды, выполненная по заданию ОАО «УК «Кузбассразрезуголь».

Таблица

Эффективность очистки карьерных вод на разрезах Кузбасса

Способ очистки воды	Показатели										
	Прозрачность, см	Сух. остаток, мг/л	Жесткость, мг-экв/л	Взвешен. вещества, мг/л	Нефтепродукты, мг/л	Нитриты, мг/л	Нитраты, мг/л	Аммиак	ХПК	БПК	Раств. O ₂
Отстаивание	18,8	588	6,7	24,2	0,117	0,102	3,85	1,12	12,5	3,45	9,25
Фильтрация	22,5	794	7,6	7,4	0,120	0,26	9,03	0,65	12,4	4,06	9,5

Как видно из таблицы, качество воды после очистки фильтрованием во вскрышных породах по ряду показателей выше, чем после отстаивания, по некоторым показателям уступает, однако их значения находятся в пределах допустимых.

Для оценки эффективности очистки воды также важно знать как влияет фильтрация во вскрышных породах на содержание в ней различных микрокомпонентов (Cu, Zn, Ni, Pb, Ni, Mn, Sz, Be и др). Лабораторно-аналитические исследования проб карьерных вод выполнялись с помощью Западно-Сибирского испытательного центра (г. Новокузнецк). Результаты исследований на 10 водосбросах угольных разрезов Кузбасса по 16 микрокомпонентам показали, что каких – либо существенных изменений их концентраций в воде не происходит. Повидимому, это обусловлено сравнительно небольшой продолжительностью процесса фильтрования.

Литература

1. Лесин Ю.В., Скрынник Л.С. Охрана и рациональное использование водных ресурсов при разработке угольных месторождений Кузбасса. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2008. – 179 с.
2. Лесин Ю.В., Лукьянова С.Ю., Тюленев М.А. Массоперенос дисперсных частиц при фильтрации воды в крупнозернистых средах // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2010. – № 1. – С. 92 – 96.

О ЛИТОЛОГИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ОТВАЛОВ КОРЕННЫХ ПОРОД ВСКРЫШИ НА РАЗРЕЗАХ КУЗБАССА

С.Ю. Лукьянова, В.С. Клепалов, С.И. Федяев

Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин

Кузбасский государственный технический университет, г. Кемерово, Россия

Литологический состав отвальных массивов определяется, в первую очередь, литологическим составом покрывающих и вмещающих угольные пласты пород и порядком вывоза вскрыши из различных породных забоев в отвал. На разрезах Кузбасса вскрышные породы представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами, табл. 1.

Таблица 1

Соотношение литотипов

Серия	Соотношение литотипов, %		
	Песчаник	Алеврит	Аргиллит
Кальчугинская	27,0	51,5	21,5
Балахонская	47,6	40,7	11,7

Однако при укладке вскрыши в отвал происходит фракционирование кусков породы по крупности по откосу отсыпаемого отвала, что позволяет выделить по высоте массива различные по крупности частиц слои. Распределение кусков породы по крупности изучалось методом косоугольной фотопланиметрии откосов отвала коренных вскрышных пород на разрезе «Кедровский». Схема формирования отвала периферийная, бульдозерная, высота 18 м, возраст 3 месяца. На рис. 1 показано распределение фракций – 0,5 м, 0,5 – 1,0 м и + 1,0 м по высоте отвального массива.

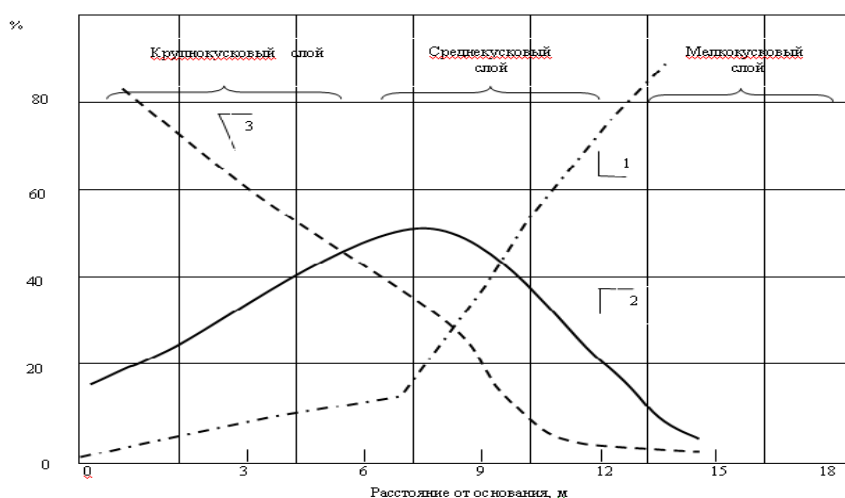


Рис. 1. Изменение гранулометрического состава пород по высоте отвала

Как видно из рисунка, нижний слой массива сложен преимущественно наиболее крупными кусками породы, а в верхней части преобладают мелкие фракции.

Степень измельчения различных литотипов вскрышных пород при взрывании, погрузке, транспортировке и отсыпке в отвал зависит от их механических свойств. Более прочными и устойчивыми к воздействию воды являются песчаники. Их предел прочности на сжатие может достигать 100 МПа и более и, как правило, превышает предел прочности алевритов и аргиллитов в 1,5-2 раза.

Оценка степени измельчения различных литотипов вскрышных пород при одинаковых механических воздействиях проводилась на специально изготовленной ударной установке (рис. 2).



Рис. 2. Установка для динамического разрушения образцов породы

Масса ударника составляла 10 кг, высота падения под действием силы тяжести – 0,6 м. Исследования проводились на образцах вскрышных пород, отобранных на разрезе «Краснобродский». Испытанию было подвергнуто 200 образцов (100 – песчаника, 100 – алевролита). Средний исходный размер образцов составил около 30 мм. Фракционный состав разрушенной породы определялся ситовым методом. Показатели гранулометрического состава раздробленной породы приведены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, песчаник в меньшей степени подвержен измельчению при механическом воздействии, чем алевролит. Контролирующий диаметр d_{60} и средний диаметр d_{50} кусков песчаника почти в два раза больше, чем алевролита. Также следует отметить, что при разрушении песчаников образуется более чем в два раза больше фракции – 0,25 мм. Это обусловлено наличием в составе песчаников цементной составляющей.

Таблица 2

Результаты исследования

Порода	Контролирующий диаметр, d_{60} , мм	Медианный диаметр, d_{50} , мм	Действующий (эффективный) диаметр частиц, d_{10}	Коэффициент неоднородности, C_n
Песчаник	21	19	3,5	6
Алевролит	12	11	3,5	3,5

Таким образом, отсюда следует вывод, что содержание песчаника в нижних слоях породных отвалов значительно выше, чем среднее содержание его в отсыпаемых вскрышных породах. В верхних слоях отвалов, наоборот, преобладают глинистые литотипы: алевролиты и аргиллиты. Эту литологическую неоднородность необходимо учитывать при оценке фильтрационных свойств отвалов коренных пород вскрыши и их устойчивости.

ОЦЕНКА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕКИ ТУРАН В ПРЕДЕЛАХ ТУРАНО-УЮКСКОЙ КОТЛОВИНЫ

Э.В. Маады

Научный руководитель доцент М.Л. Махрова

Хакасский государственный университет им.Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

В гидрографической сети любого водосборного бассейна преобладают ручьи и малые реки. Вопросы использования малых рек представляют особый интерес. Они, являясь начальными звеньями гидрографической сети, формирующими более крупные реки, в то же время наиболее чутко реагируют на прямые и косвенные антропогенные воздействия.

Значение малых рек как источников местного водоснабжения, невозможно переоценить. Ресурсы малых рек активно используются в сельском хозяйстве. Для нужд орошения используется значительная часть ресурсов пресной воды малых рек, причем около трети безвозвратно. Итак, орошение безвозвратно расходует ресурсы малых рек. А так называемые возвратные воды, стекающие с полей по дренажной сети, сильно загрязнены различными веществами: пестицидами, используемыми для обработки полей от сорняков и насекомых-вредителей, минеральными удобрениями. Другим видом водопотребления является коммунально-бытовое водопотребление. Этот вид расходования водных ресурсов связан с потреблением воды населением городов и сельской местности. При этом особые требования предъявляются к качеству воды [1].

Турано-Уюкская котловина, южные склоны Куртушибинского и северные склоны Уюкского хребтов, ограничивающие долину р. Туран, рассматриваются как единый котловинный парагенетический комплекс – Турано-Уюкский КППК. Абсолютные высоты днища местами превышает 600 м. Климат территории резко-континентальный, характерны холодная малоснежная зима и жаркое засушливое лето, малое количество осадков (300-350 мм), слабые ветра. Снежный покров устанавливается в начале ноября и держится около 5 месяцев. Мелкодерновинные настоящие степи на каштановых почвах и солонцеватые крупнодерновинно-корневищные степи на каштановых солонцеватых занимают террасы р. Туран. На поймах среднего течения р. Туран доминируют березово-лиственничные разнотравно-злаковые закустаренные леса. В низовьях р. Туран распространены урочища тополевых злаковых и разнотравных лесов. Наличие пологих подгорных шлейфов и конусов выноса, легко орошаемых водами притоков Уюка, развитая речная сеть рек Туран и Уюк, плодородие почв послужили причиной значительной освоенности Турано-Уюкской котловины [2].

Река Туран берет начало в южных отрогах Куртушибинского хребта на высоте 1370 м над ур. м., характеризуется малой площадью водосбора – 296 км², длиной около 40 км и уклоном русла – 0,046 ‰. Гидрометрические характеристики русла реки изучались на 6 участках. На своем протяжении гидрометрические параметры русла р. Туран изменяются вниз по течению: так увеличиваются расход воды, площадь поперечного сечения, ширина и глубина русла, т.к. на всем протяжении в русло реки впадают многочисленные подземные родники. Средняя скорость течения уменьшается, что объясняется расширением русла в нижнем течении (табл. 1). Таким образом, исследуемая река по гидрометрическим данным является малой, берущей начало в горах и впадающей в р. Уюк на равнинной территории.

На площадках террасового комплекса (низкие террасы) в среднем течении (30 км от устья) р. Туран располагаются населенные пункты г. Туран и пос. Найырал. Общая площадь населенных пунктов составляет почти 100 км², численность населения около 6 тыс. человек. Основной характер застройки населенных пунктов –

одноэтажные деревянные дома с большими приусадебными участками (от 0,07 до 0,15 га). Крупные промышленные предприятия в городе Туран отсутствуют, функционируют лишь лесхоз и сельскохозяйственный промышленный комплекс «Нива».

В пределах г. Турана располагаются 3 санкционированные свалки бытового мусора, все они расположены за пределами территории населенного пункта (на расстоянии 0,7, 1,5 и 3 км в юго-восточном, северо-восточном и юго-восточном направлениях от г. Туран), на территории населенных пунктов выявлены 10 несанкционированных свалок. Русло реки и ее берега в пределах города захлаплены бытовым мусором. Часто жители населенных пунктов моют свой автотранспорт на берегу реки. Для орошения сельскохозяйственных угодий и приусадебных участков из реки осуществляется забор воды 2700–3800 м³/га за поливной сезон (от 15 мая по 15 сентября).

Таблица 1

Средние значения гидрометрических параметров русла р. Туран

Показатель	Участок №1	Участок №2	Участок №3	Участок №4	Участок №5	Участок №6
Средняя ширина S, м	3	6	5	6,5	7,8	9
Средняя глубина h, м	0,4	0,6	0,4	0,38	0,5	0,85
Средняя скорость течения V, м/с	0,79	0,17	0,38	0,52	0,38	0,25
Расход воды Q, м ³ /с	0,7	0,46	0,53	0,77	0,78	0,77

Органолептические свойства воды р. Туран, которые также были исследованы на 6 участках, изменяются от прозрачной светло-желтой воды с травянистым запахом с ничтожным механическим осадком в верховье до мутной светло-коричневой с болотным запахом и заметным механическим осадком в нижнем течении (табл. 2).

Таблица 2

Органолептические свойства воды р. Туран

Показатели	Участок №1	Участок №2	Участок №3	Участок №4	Участок №5	Участок №6
Температура, °С	14	15	16	17	18	18
Прозрачность	прозрачная	слегка мутная	прозрачная	слегка мутная	мутная	мутная
Цвет	светло-желтый	светло-коричневый	светло-желтый	желтый	светло-коричневый	коричневый
Запах	травянистый	травянистый	травянистый	травянистый	болотный	болотный
Вкус	слабо сладкий	слабо сладкий	слабо сладкий	слабо сладкий	слабо кислый	слабо кислый
Механический осадок	ничтожный	незначительный	ничтожный	незначительный	заметный	заметный

Химический анализ речной воды на содержание хлоридов, сульфатов, фосфатов, сухого остатка, ПАВ, ХПК, БПК₅, нефтепродуктов и др. показал, что значительных превышений ПДК нет. Незначительное превышение наблюдается по показателю ХПК, более чем в 2 раза ПДК превышают показатели БПК₅ и растворенный кислород (рис.). Эти превышения указывают на незначительное загрязнение воды органическими веществами, поступающими с хозяйственно-бытовыми сточными водами.

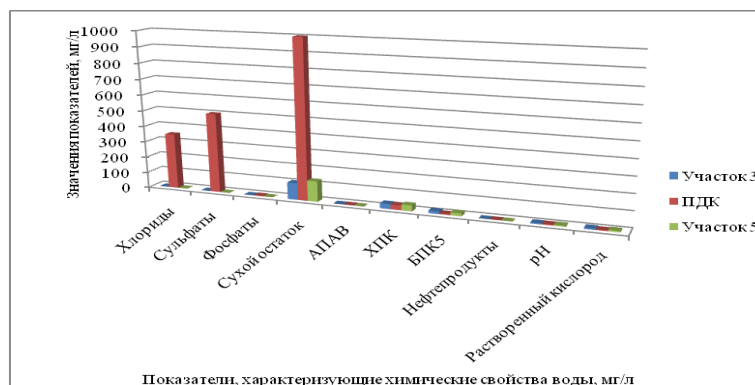


Рис. Показатели качества воды р. Туран на участках №3 и №5

Эти превышения указывают на незначительное загрязнение воды органическими веществами, поступающими с хозяйственно-бытовыми сточными водами.

Таким образом, по гидрометрическим параметрам р. Туран является типично малой рекой с относительно малой площадью водосбора, длиной и уклоном русла; по органолептическим параметрам вода р. Туран пригодна для хозяйственного использования населением г. Турана и п. Найбырал; незначительное превышение ПДК показателя ХПК и превышение в 2 раза показателей БПК₅ и растворенный кислород указывают на незначительное загрязнение воды органическими веществами, поступающими с хозяйственно-бытовыми сточными водами.

Литература

1. Малик Л.К. Малые реки и перспектива освоения их гидроэнергетического потенциала / Малые реки России / Институт Географии, РГО. – 1994. – С.49 – 65.
2. Потахин С.Б. Хозяйственное освоение геоконплексов Турано-Уюкской котловины в конце XIX – начале XX вв. / С.Б. Потахин. – http://www.zaimka.ru/to_sun/potakhin4.shtml.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА НА ТЕРРИТОРИИ СТРОИТЕЛЬСТВА МИКРОРАЙОНА «СНЕГОВАЯ ПАДЬ» (ПРИМОРСКИЙ КРАЙ)

Е.И. Микульчик

Научный руководитель профессор А.В.Зиньков

Дальневосточный государственный технический университет им. В.В. Куйбышева,
г. Владивосток, Россия

Одним из приоритетных направлений политики правительства Российской Федерации в жилищном строительстве является обеспечения жильем военнослужащих и их семей. Поэтому реализация Тихоокеанским флотом застройки нового жилого района «Снеговая падь», который должен появиться в верховьях реки Вторая речка к 2012 году, имеет приоритетное значение. Жилищное строительство невозможно без предварительной оценки экологического состояния района застройки. Тем более, что после трагедии 1992 г., когда загорелся арсенал ТОФ, экологическая ситуация на месте будущей застройки жилого комплекса оставляла желать лучшего, поэтому цель настоящей работы заключается в анализе имеющихся данных о состоянии почв и оценке их качества в соответствии с государственными нормативными документами.

В основу работы были положены данные исследований почвогрунтов проведенных ООО «НППФ «Карбон» в 2008 году, в результате которых были отобраны пробы из поверхностного слоя (0-20 см.) и проведен химический анализ в аккредитованном испытательном лабораторном центре ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Приморском крае» на содержание следующих элементов: РЬ, As, Cd, Hg, Cu, Zn, Cr, Ni, Mn и определены их фоновые концентрации. Определение концентраций Hg и Co выполнялось атомно-абсорбционным методом в лаборатории рудообразования ТОИ ДВО РАН.

Степень загрязнения почвогрунтов оценивалась методом сравнения содержаний потенциально экологически опасных элементов с их фоновыми и предельно допустимыми концентрациями [1-3].

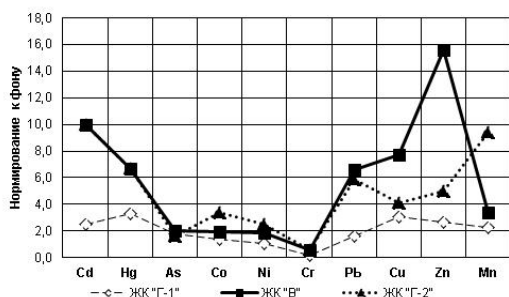


Рис. 1. Превышение содержаний элементов над фоновыми концентрациями

жилого комплекса «Г-1» также установлено превышение значений содержаний экологически опасных элементов над их фоновыми концентрациями: Cd – в 2,5 раза, Hg – в 0,05 раза, As – в 1,8 раза, Co – в 1,3 раза, Ni – в 1,06 раза, Pb – в 1,6 раза, Cu – в 3,03 раза, Zn – в 2,7 раз и Mn – в 2,2 раза. Следовательно, наименее загрязнена строительная площадка «Г-1».

При анализе имеющихся данных было выявлено, что наблюдается сильное превышение концентрации химических элементов в районах строительства жилых комплексов (ЖК) «Г-1», «Г-2» и «В» (рис. 1).

Анализ материалов показал, что почвы жилого комплекса «В» характеризуются повышенными значениями. Так, содержания Cd в 10 раз превышают фоновое значение, Hg – в 6,6 раз, As – в 2 раза, Co – в 2 раза, Ni – в 2,35 раза, РЬ – в 6,6 раза, Cu – в 7,7 раза, Zn – в 16 раз и Mn – в 3,4 раза. Результаты анализов проб почвы жилого комплекса «Г-2» показывают следующее превышение значений содержаний исследованных элементов над их фоновыми концентрациями: Cd – в 10 раз, Hg – в 6,6 раз, As – в 1,6 раза, Co – в 3,4 раза, Ni – в 2,5 раза, РЬ – в 5,8 раз, Cu – в 4,07 раза, Zn – в 5 раз, Mn – в 9,4 раз. Для почв

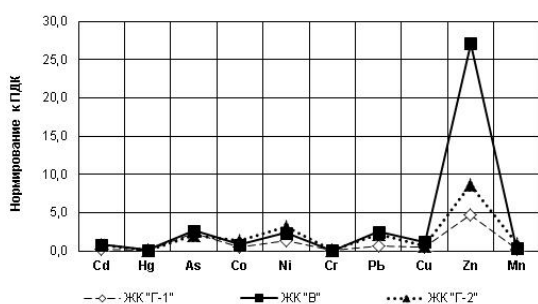


Рис. 2. Превышение концентрации элементов над ПДК

Аналогичное исследование было проведено для тех же строительных ЖК относительно предельно допустимых концентраций экологически опасных элементов (рис. 2). Установлено, что для ЖК «В» содержание As в 2,6 раза превышает ПДК, Ni – в 2,3 раз, Pb – в 2,5 раза, Cu – в 1,2 раза, Zn – в 27 раз. Для ЖК «Г-2» содержание As в 2,1 раза превышает ПДК, Co – в 1,4 раз, Ni – в 2,5 раза, Pb – в 2,2 раза и Zn – в 5 раз. Для ЖК «Г-1» содержание As превышает ПДК в 2,3 раза, Ni – в 1,3 раза, Pb – в 0,6 раза и Zn – в 2,7 раз.

Таким образом почвогрунты будущих жилых комплексов «Г-2» и «В» характеризуются значительными содержаниями тяжелых металлов, а это требует проведения локальной рекультивации загрязненной поверхности.

Литература

1. СанПиН 2.1.7.573-96. Гигиенические требования к использованию сточных вод и их осадков для орошения и удобрения (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 46).
2. ГН 6229. Перечень предельно допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно допустимых количеств (ОДК) химических веществ в почве (утв. зам. главного государственного санитарного врача СССР П.И. Наркевич 19 ноября 1991 г.).
3. Жилые комплексы Г-1, Г-2, В жилого района «Снеговая падь». Инженерно-экологические изыскания, I этап. – Владивосток: ГУ ДВО ВНИИ природы, 2009 г. – 59 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА НАДЗЕМНОЙ И АКТИВНОЙ ЧАСТИ ЛАБАЗНИКА ВЯЗОЛИСТНОГО (*FILIPENDULA ULMARIA*)

А.С. Миронова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение лекарственных растений в медицине известно с давних времён. Огромный интерес к возможностям «зелёной аптеки» объясняется многими причинами. Одна из них – её доступность. Но прежде чем использовать растение в качестве лекарства, необходимо тщательно изучить его химический состав и свойства. В данной работе представлены данные химического элементного состава надземной и активной частей лабазника вязолистного. Надземная часть не включает в себя корни, а активная представляет собой химическую вытяжку из надземной части, используемую для приготовления лекарственных препаратов в фармации (предоставлена к.ф.н. Шиловой И.В., НИИ фармакологии г.Томск). Цель работы - выяснить, какие химические элементы содержатся в надземной части лабазника и какие химические элементы переходят в активную часть.

Лабазник вязолистный (*Filipendula ulmaria* (L.) Maxim. сем. Rosaceae) находит широкое применение в народной медицине при ревматизме, заболеваниях почек, желудочно-кишечного тракта и нервной системы [7]. Спиртовые и водные извлечения из цветков лабазника проявляют антиканцерогенное, противовирусное, противосудорожное и успокаивающее действие. Фармакологические исследования показали, что экстракты из надземной части растения обладают выраженным противовоспалительным, антимикробным и гастрозащитным действием, ускоряют моторику ЖКТ [3, 8]. Лабазник вязолистный растёт на влажных лугах, по берегам рек, на травянистых болотах по всей Сибири [7]. Для научного исследования сбор лабазника вязолистного был произведён в Томской области, вблизи 10 разных населённых пунктов: Наумовка, Химик, Новомихайловка, Аникино, Борики, Ольговка, Кисловка, Тимирязево, Зырянское, Итатка. А также вблизи населенного пункта Урюп Кемеровской области. Были установлены средние содержания химических элементов в надземной части лабазника вязолистного.

На данном рисунке представлены элементы, в порядке от большего к меньшему содержанию в растении. Хорошо видно, что содержание урана, который по геохимическому закону должен завершать этот ряд, как наиболее тяжелый элемент, значительно выше, чем содержание серебра и редкоземельных элементов. Это может свидетельствовать о влиянии техногенного фактора, имеющего место на данной территории – Сибирского химического комбината. Основные элементы надземной части растения: Ca, Na, Fe, Ba, Sr, Rb, Br. Не удивительно в составе лабазника высокое содержание кальция, натрия и стронция, так как эти элементы являются основными и сильно накапливаемыми (по классификации А.И. Перельмана, 1966) [2]. Высокое содержание железа можно объяснить тем, что Томская область расположена в пределах крупного Западно-Сибирского железорудного бассейна [5]. Лабазник вязолистный – растение низинных болот. Обитая в данных условиях, растение получает необходимые питательные вещества, которые содержатся в грунтовых водах, богатых минеральными солями. А также питательными веществами богат торф, содержание которого в пойменных почвах пусть не велико, но имеется. Так, по данным Л.И. Инишевой (1995) [4], в низинной залежи торфа содержится бром (минимальное значение – 0,20 мг/кг, а среднее – 82,50 мг/кг). Может быть, именно из торфа растение получает этот химический элемент. Результаты исследований Назарова А.Д., Шварцева С.Л. (1991) [4] показывают высокое содержание в подземных

водах кальция, железа и натрия. Также в подземных водах Томской области велико содержание стронция и бария. Это ещё раз подтверждает причину накопления в Лабазнике вязолистном *Ca*, *Na*, *Fe* и, возможно объясняет, содержание *Br*, *Sr* и *Ba*. Что же касается *Rb*, этот щелочной металл постоянно присутствует в тканях растений и животных. В земных растениях содержится всего около 0,00064% рубидия, а в морских еще меньше. Однако рубидий способен накапливаться в растениях, причем величина коэффициента накопления составляет от 8 до 26 [10]. Следовательно, даже если в почвах, в подземных или пресных водах содержится незначительное количество рубидия, то в растениях этот показатель будет заметно выше.

Элементы активной части – это те вещества, из которых изготавливаются лечебные препараты. В нашей работе был изучен элементный состав этой части. Результаты показали, что в отличие от надземной, в активной части в большей степени накапливается: *Cr*, *Br*, *Ag*, *As*, *Sb*, *Co*, *Hf*. Возможно, лечебный эффект активной части растения обусловлен во многом их биологическими эффектами и химическими свойствами, а так же особенностью соотношения в ней концентраций этих элементов.

Так, хром способствует поддержанию нормального уровня глюкозы в крови, участвует в регуляции работы сердечной мышцы и функционировании кровеносных сосудов. А также, способствует выведению из организма токсинов, солей тяжёлых металлов и радионуклидов. Кобальт участвует в процессах и образовании гормонов щитовидной железы, повышает усвоение железа и синтез гемоглобина. Соединения сурьмы применяются в медицине для лечения некоторых инфекционных заболеваний [9].

Влияние хрома, кобальта и сурьмы на организм человека в целом весьма положительно, чего не скажешь о других элементах, свойства которых неоднозначны и слабо изучены. Например, ионы брома угнетают деятельность щитовидной железы, являются антагонистами йодидов, и при хроническом воздействии замедляют их усвоение [9]. Данная характеристика полностью противоречит свойствам кобальта. А, исходя из того, что брома в активной части содержится больше, возникает риск негативного влияния на работу щитовидной железы. Мышьяк способен накапливаться в лёгких, печени, коже и тонком кишечнике, но при этом он принимает участие во многих важных биохимических процессах в организме. Серебро может угнетать тканевое дыхание, накапливаясь под кожей [9].

Биологические свойства гафния изучены очень слабо. Этот металл нашёл широкое применение в авиации, ракетной технике, атомной энергетике. Токсическое действие гафния исследовалось в опытах на животных. Смертельная доза для крыс при внутрижелудочном введении составляла 2400 мг/кг массы тела. В желудке развивались некротические изменения, а при ингаляционном введении такие изменения на слизистой бронхов, отмечали и отёк лёгких [1].

Основными же элементами активной части лабазника, так же как и надземной, являются кальций, натрий и железо. Эти элементы необходимы организму человека. Кальций участвует в формировании костной ткани, в регуляции внутриклеточных процессов. Натрий выполняет «внеклеточные» функции: поддержание осмотического давления, транспорт углекислого газа, гидратация белков. Железо играет важную роль в процессах выделения энергии, в ферментативных реакциях, в обеспечении иммунных функций, в метаболизме холестерина. Но, необходимо знать, что избыток железа, так же как и недостаток, отрицательно влияют на здоровье человека [9].

Таким образом, исследование элементного состава растения показало, что оно может являться индикатором природно-техногенных факторов окружающей среды: например, высокое содержание в надземной части лабазника железа, говорит о вероятном влиянии природных геохимических аномалий этого элемента на данной территории. Большой интерес в проведённом исследовании, играет химический элементный состав активной части лабазника, так как она используется для приготовления лекарственных препаратов. Химическим элементам активной части стоит уделять особое внимание, ведь от их действий и свойств зависит состояние здоровья человека.

Литература

1. Бандман А.Л., Гудзовский Г.А. и др. Вредные химические вещества. Неорганические соединения элементов I – IV групп. Справочник. Под ред. Филова В.А. и др. _Л.: Химия, 1988, 512 с.
2. Беус А.А., Грабовская Л.И., Тихонова Н.В. Геохимия окружающей среды. М., «Недра», 1976, 248 с.
3. Горбачева А.В., Аксиенко С.Г., Пашинский В.Г. Лабазник вязолистный в фитотерапии воспалительных процессов. – Томск: Изд-во Томского государственного педагогического университета. – 2005. – 304 с.
4. Евсеева Н.С. География Томской области. (Природные условия и ресурсы). – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.
5. Евсеева Н.С., Окишева Л.Н. География Томской области. Природа, природные ресурсы: Учебное пособие для учащихся 8 класса общеобразовательных учебных заведений / Под ред. докт. геогр. наук П.А. Окишева. Изд. 3-е, испр. – Томск: Изд-во НТЛ, 2005. – 152 с.: ил.
6. Перельман А.И. Геохимия ландшафта. М., «Высшая школа», 1966, 392 с.
7. Растительные ресурсы СССР: Цветковые растения, их химический состав, использование; Семейства Nudragaceae – Haloragaceae. – Л.: Наука, 1987. – 326 с.
8. Сергеев В.Н. Патент РФ на изобретение «Средство Сергеева В.Н. для лечения вирусных заболеваний и способ его применения», № 98107498, 27.01.2000. _
9. Скальный А.В. Химические элементы в физиологии и экологии человека. – М.: Издательский дом «ОНИКС 21 век»: Мир, 2004. – 216 с., ил.
10. Сайт 1997 - 2011 Столица – Медикл. Медицинские справочники/Рубидий <http://www.smed.ru>

ВЛИЯНИЕ ВЫБРОСОВ АВТОТРАНСПОРТА НА ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА

Т.Е. Мониц

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В выхлопных газах автомобилей содержится целая гамма веществ, большинство из которых токсичны для человека. Основными загрязнителями являются оксид углерода, оксиды азота, углеводороды.

Так же как во многих исторических городах, пропускная способность улиц в центральных районах Томска невелика и не справляется с возросшим в последнее время машинопотоком, что приводит к созданию «пробок» и концентрации значительного количества веществ в воздухе. Отсутствие в городе специальных высокоскоростных объездных магистралей, необходимого количества путепроводов, развязок, подземных и надземных переходов сказывается на скорости движения транспорта и в свою очередь на загрязнение воздушного бассейна. Загрязнению атмосферного воздуха способствует так же высокая концентрация автотранспортных предприятий и гаражных боксов в жилой застройке, загруженность центральных дорог города маршрутным транспортом, высокий процент неисправных автотранспортных единиц, доминирование низкосортных видов жидкого топлива.

Применение методологии оценки риска для здоровья от воздействия вредных веществ, скапливающихся в компонентах природных сред, в частности, в воздухе, давно вышло за рамки сугубо санитарно-гигиенического подхода и используется для ранжирования территорий по уровням риска [1,2] и совершенствования критериев и методов установления безопасных уровней воздействия химических веществ. Точность подобных оценок во многом определяется наличием систематизированных и упорядоченных баз данных по концентрациям загрязняющих веществ в различных средах, с учетом специфики промышленного производства и региональных особенностей, а также наличием информации о токсикологических свойствах загрязняющих веществ. Что касается первой части этих сведений, они находятся в ведении Государственной системы мониторинга, которая территориально ограничена, долговременна, трудоемка и не может дать полной информации для подобных оценок. Что касается доступности информации о токсичности соединений, следует признать, что число химических соединений, вовлекаемых в производственную деятельность, растет значительно более быстрыми темпами, чем изучение их токсичности и канцерогенности, что также ограничивает круг веществ, пригодных для оценки риска.

Специалистами Томской СИГЭЖиА (Томской специализированной инспекцией государственного экологического контроля и анализа) проводится мониторинг состояния атмосферного воздуха на перекрестках города. При проведении работ по отбору проб соблюдаются требования к условиям пробоотбора на определение содержания загрязняющих веществ в воздухе (РД 52.04.186-89, РД 52.04.576-86). Состав воздуха изменчив, а концентрации примесей невысоки, поэтому при пробоотборе используются сорбционные поглотители, через которые прокачиваются большие объемы воздуха. Обоснованием для выбора инструментальных методов анализа вредных веществ в воздухе служат нормативные документы, допущенные к применению Минприроды РФ. Результаты исследования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников регулярно приводятся на сайте <http://green.tsu.ru>.

Выявлено, что самыми высокими уровнями загрязнения атмосферного воздуха отличаются улицы Пушкина, Яковлева, Красноармейская, Ленина, Иркутский тракт и Комсомольский проспект, которые характеризуются особенно высокой интенсивностью движения транспорта.

На основе данных о концентрациях загрязняющих веществ на перекрестках города, в настоящей работе проведена оценка риска для здоровья человека от выбросов бензола.

Бензол, содержащийся в выхлопных газах автотранспорта в сравнительно небольшом количестве – до 4%, тем не менее, является одним из опасных компонентов сложной смеси автомобильных выбросов. Широко известно, что бензол влияет на центральную нервную систему, вызывает лейкемию, согласно классификации Международного агентства рака, входит в 1-ю группу канцерогенов. В работе оценивался индивидуальный канцерогенный риск от воздействия бензола, по данным фактических наблюдений на перекрестках города. Использовалось руководство по оценке риска и компьютерная программа «Risk Assistant», которая применяется при оценке риска хронических воздействий. Использовались стандартные факторы экспозиции. Фактор канцерогенного потенциала для бензола при ингаляционном воздействии, согласно справочным данным, составил 0,027.

Таблица

Уровни канцерогенного риска от воздействия бензола (по данным наблюдений за концентрацией загрязняющих веществ на перекрестках)

Год	Число перекрестков	Число замеров/ Число проб с превышением ПДК	С _{ср} , в долях ПДК	С _{макс.} , в долях ПДК	С _{мин.} , в долях ПДК	R _{инд.ср.}	R _{инд.макс.}	R _{инд.мин.}
2008	18	33/5	0.39	2.5	0.07	0,43×10 ⁻⁵	2×10 ⁻⁵	3,3×10 ⁻⁷
2009	15	25/1	0.32	1.8	0.07	0,3×10 ⁻⁵	2×10 ⁻⁵	1×10 ⁻⁷
2010	15	29/3	1.2	6.2	0.07	0,75×10 ⁻⁵	5×10 ⁻⁵	1×10 ⁻⁷

Точки пробоотбора, или расположения перекрестков были нанесены на карту города. Все картосхемы уровней индивидуального риска были построены в информационном пакете Surfer методом Кригинга, как наиболее адекватно отражающем характер распределения данных. Результаты построения отражены на карте.

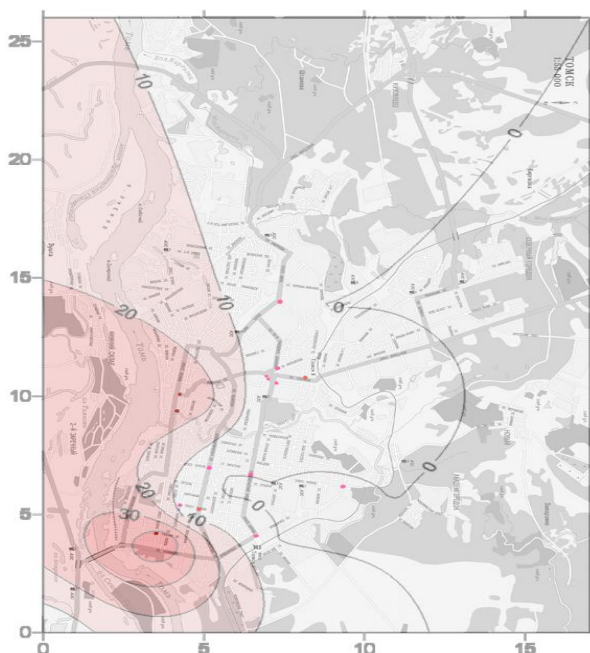


Рис. Ранжирование территории города по уровню индивидуального канцерогенного риска от воздействия бензола (по данным наблюдений на перекрестках города)

Литература

1. Окружающая среда и здоровье: подходы к оценке риска. / Под ред. А.П. Щербо. СПб.: МАПО, 2002. – 370 с.
2. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду / Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А.. М.: НИИ ЭЧ и ГОС, 2002. – 408 с.

ПРЕИМУЩЕСТВА ФОТОМЕТРИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАРГАНЦА КАК ЗАГРЯЗНИТЕЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЕ НА КФК – 2 **В.В. Морозова**

Научный руководитель доцент Е.В. Ларионова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Фотометрические методы анализа ввиду их большой чувствительности и избирательности, экспрессности и точности широко применяются при анализе различных природных сред. Эти методы используют в почвенном, биохимическом анализе, а также для определения малых и ультра малых количеств примесей в веществах особой чистоты (10-5 – 10-6 %) [2, 4, 5].

По сравнению с газохроматографическими (анализ органических соединений) или спектральными (анализ металлов) методиками фотометрические методы более доступные и дешевые. Однако для определения одного конкретного соединения обычно приводится несколько методик. Чаще всего (особенно для органических соединений) индивидуальные токсичные вещества имеют две методики — газохроматографическую и фотометрическую [7, 8].

Основные требования фотометрического анализа — это достаточная интенсивность окраски исследуемых растворов, обеспечивающая надежное определение микрокомпонентов, т. е. низкий предел обнаружения вещества и контрастность реакции. Последнее свойство определяется разностью положения полос поглощения исходных веществ и продуктов реакции.

Из закона Бугера-Ламберта-Бера следует, что основными параметрами фотометрического определения являются длина волны, при которой производится измерение, толщина кюветы и концентрация светопоглощающего вещества. Существенное влияние оказывают различные химические факторы, связанные с полнотой и условиями протекания фотометрической реакции.

В фотометрическом анализе количество вещества определяется по интенсивности окраски или светопоглощению окрашенных соединений. Раствор или предмет кажутся окрашенными, если он по-разному пропускает или поглощает видимый свет различных длин волн. В видимой области цвет раствора обусловлен длиной волны излучения, не поглощенного этим раствором.

Основные положения и законы абсорбции излучения справедливы для всех областей спектра – от рентгеновского до радиоизлучения. Количественно поглощение излучения системой описывается законами Бугера – Ламберта – Бера и аддитивности [3].

При прохождении излучения через раствор светопоглощающего вещества поток излучения ослабляется. Понижение интенсивности зависит от концентрации поглощающего вещества и длины пути, проходящего потоком. Чтобы учесть потери света, прошедшего через раствор, на отражение и рассеяние, сравнивают интенсивности света, прошедшего через исследуемый раствор и растворитель. При одинаковой толщине слоя в кюветках из одного материала, содержащих один и тот же растворитель, потери на отражение и рассеяние света будут примерно одинаковы у обоих пучков света, и уменьшение интенсивности будет зависеть от концентрации вещества.

Уменьшение интенсивности излучения при прохождении его через раствор подчиняется закону Бугера – Ламберта – Бера:

$$A = \varepsilon l C,$$

где A – оптическая плотность раствора, ε – молярный коэффициент поглощения, l – толщина поглощающего слоя, см; C – концентрация раствора, моль/л [3].

При определении марганца кроме фотометрического метода, так же используются титриметрический и атомно-абсорбционный методы.

Сравним фотометрический и титриметрический методы определения марганца. При титриметрическом определении марганца по ГОСТ 13230.5-93 (Межгосударственный стандарт) требуются все реагенты необходимые для определения марганца согласно ГОСТ 4974 – 72 и, кроме того, необходимы реагенты для приготовления растворов арсенит-нитрита натрия для титрования окрашенного раствора с марганцем. Следовательно, при титриметрическом методе определения марганца необходимо большее количество реагентов и соответственно определение марганца фотометрическим методом более простое, нет необходимости в титровании [10, 11].

Сравним фотометрический и атомно-абсорбционный методы определения марганца. При атомно-абсорбционном определении марганца по ГОСТ 13230.5-93 (Межгосударственный стандарт) требуется атомно-абсорбционный спектрометр, а для определения марганца согласно ГОСТ 4974-72 требуется фотоколориметр. Атомно-абсорбционный спектрометр имеет более сложную схему управления и более высокую стоимость, чем фотоколориметр КФК – 2, используемый в проведении экспериментов по определению содержания марганца в пробе. Согласно проведенному сравнению фотометрический метод анализа является наиболее простым и доступным [10, 11].

Прежде чем приступить к выполнению фотометрического определения необходимо выбрать условия анализа. Можно рекомендовать следующую схему:

- перевод анализируемого образца в раствор и отделение, в случае необходимости, мешающих компонентов;
- выбор фотометрической формы вещества и проведение химических реакций для получения окрашенного соединения (если определяемое вещество не обладает интенсивным собственным поглощением)
- установление области концентраций, в которой выполняется основной закон светопоглощения;
- измерение оптической плотности исследуемого раствора;
- расчет содержания вещества в анализируемой пробе и его метрологическая оценка [9 ч].

Одним из наиболее простых приборов для фотометрических измерений являются фотоколориметры. Однолучевой фотоколориметр КФК-2 (колориметр фотоэлектрический концентрационный) предназначен для измерения пропускания, оптической плотности и концентрации окрашенных растворов, рассеивающих взвесей, эмульсий и коллоидных растворов в области спектра 315-980 нм.

Современные модификации этого прибора – фотоколориметры КФК-3 (химические и клинические анализы) и КФК – 5М (клинические, геологические, экологические и химические анализы).

Принцип работы КФК-2 основан на прохождении света от галогенной лампы через систему линз и светофильтров, кювету с раствором сравнения или с исследуемым раствором, на пластину, которая делит световой поток на два. 10 % света от этого потока направляется на фотодиод при измерениях в области спектра 590-980 нм и 90 % – на фотоэлемент при измерениях в области спектра 315-540 нм [9].

В качестве определяемого вещества выбран марганец, определение концентрации производится в соответствии с ГОСТ 4974-72 Вода питьевая. Методы определения содержания марганца. Предельно допустимая концентрация марганца в воде водоема составляет 10 мг/дм³ [1].

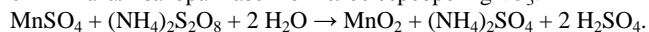
Поступление $MnCl_2$ с водой (175 мг/кг) в течение 7 месяцев у крыс вызвало снижение концентрации допамина в головном мозге. После длительного введения $MnCl_2$ значительно повысилась активность моноаминоксидазы в мозжечке крыс, кроме того, снизился гликоген печени, в печени и почках - дистрофические изменения, в спинном мозге – дегенерация нервных клеток, внутримышечных нервных элементов, осевых цилиндров приводящих нервных волокон, терминальных разветвлений. Картину, напоминающую паркинсонизм, с преимущественным нарушением тонуса задних конечностей, повышением сухожильных рефлексов наблюдали после многократной эндолумбальной инъекции $MnCl_2$. Отравление развивалось медленно; животные погибали в течение 9 - 12 месяцев [6].

В аналитической химии для обнаружения катионов Mn^{2+} используют:

- а) едкие щелочи с солями марганца (II) для получения осадка, который на воздухе меняет цвет на бурый;
- б) пероксид водорода окисляет соли марганца (II) в присутствии щелочи до темно-бурого соединения марганца (IV);
- в) сульфид аммония $(NH_4)_2S$ из раствора солей марганца осаждает сульфид марганца (II), окрашенный в телесный цвет [2, 5].

Согласно, методу Б – Определение содержания марганца с удалением хлор-иона выпариванием с серной кислотой (ГОСТ 4974-72 Вода питьевая. Методы определения содержания марганца.) для обнаружения катионов

Mn^{2+} используют следующую реакцию – сульфат марганца $MnSO_4$ окисляют персульфатом аммония $(NH_4)_2S_2O_8$ в присутствии катализатора – азотнокислое серебро $AgNO_3$:



Нагревают раствор до тех пор, пока интенсивность окраски не перестанет увеличиваться. После охлаждения доводят раствор дистиллированной водой до нужного объема и измеряют оптическую плотность на фотоэлектрическом колориметре с зеленым светофильтром, длина волны 530 нм [10].

Ожидаемый результат исследования заключается в определении оптимальных условий фотометрического анализа марганца, градуировочный график должен аппроксимироваться прямой линией. Предполагается дальнейшее использование результатов для подготовки лабораторного практикума по экологическому мониторингу.

Литература

1. Беспямятнов Г.П., Кротов Ю.А. Предельно допустимые концентрации химических веществ в окружающей среде. Справочник. – Л.: Химия, 1985. – 528 с.
2. Васильев В.П. Аналитическая химия. Лабораторный практикум: пособие для ВУЗов. – 2-е издание, исправленное. – М.: Дрофа, 2004. – 416 с.
3. Гиндуллина Т.М. Фотометрические методы анализа. Методические указания к выполнению лабораторных работ по дисциплине «Физико-химические методы анализа» для студентов 3-го курса ХТФ направлений 550800, 551600 и специальности 320700. – Томск, изд. ТПУ, 2002 – 48 с.
4. Другов Ю.С., Родин А.А. Экологическая аналитическая химия. – Санкт-Петербург: 2002. – 464 с.
5. Золотов Ю.А. Основы аналитической химии. Практическое руководство: учебное пособие для ВУЗов. – 2-е издание, исправленное. – М.: Высшая школа, 2003. – 463 с.
6. Лазарев Н.В., Левина Э.Н. Вредные вещества в промышленности. Справочник для химиков, инженеров и врачей. Издание 7-е, переработанное и дополненное. В трех томах. Том III. Неорганические и элементоорганические соединения. – Л.: «Химия», 1977. – 608 с.
7. Морозова В.В. Апробация фотометрического определения хрома (VI) с дифенилкарбазидом на УЛК «Экология» с целью мониторинга объектов окружающей среды. Наука, образование, производство в решении экологических проблем (Экология – 2010): Сборник научных статей VII-й Международной научно-технической конференции. Том II. – Уфа, 2010. – 386 с.
8. Пешкова В.М., Громова М.И. Методы абсорбционной спектроскопии в аналитической химии. Под редакцией И.П. Алимарины. Учебное пособие для университетов. – М.: Издательство «Высшая школа», 1976. – 280 с.
9. Колориметр фотоэлектрический концентрационный КФК-2. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – 2-е издание, переработанное и дополненное. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 776 с.
11. ГОСТ 13230.5-93 Межгосударственный стандарт. Ферросилиций. Методы определения марганца. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Минск, 1993.

РАЗРАБОТКА СОВРЕМЕННОГО СОРБЕНТА ДЛЯ ОЧИСТКИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

А.В. Москаленко

Научные руководители доцент М.П. Чубик, доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Проблема загрязнения окружающей среды радионуклидами в настоящее время крайне актуальна, поскольку долгоживущие радионуклиды не разлагаются, а наоборот, имеют тенденцию к накоплению, легко переносятся на большие расстояния и не редко включаются в биологический круговорот веществ [3]. До 80% токсичных радиоактивных загрязнений поступает в природные водные среды, превращая их в наиболее мощное депо радионуклидов. Поэтому ключевая проблема в разработке технологий для удаления радиоактивных элементов из окружающей среды заключается в изобретении материалов, которые могут эффективно сорбировать радионуклиды, в первую очередь, из водных объектов [5].

Обычно для селективного удерживания определенной группы радионуклидов применяют специально синтезированные, дорогостоящие полимеры с определенными функциональными группировками [2]. Однако, вопрос применения новых сорбирующих материалов остаётся открытым, поскольку универсального и дешевого сорбента, способного избирательно, невосвратимо и в больших количествах извлекать радионуклиды из водной среды, до сих пор не создано [1].

Целью настоящей работы является изучение характеристики сорбции урана из водных растворов с помощью металлических наночастиц, а также оценить перспективу применения модифицированного этими наночастицами плесневого мицелия для возможного использования их в качестве компонентов нового композитного, эффективного и безопасного сорбента. Предпосылками для использования служат предположения о том, что металлические наночастицы могут быть применены в качестве матриц для иммобилизации плутония, технеция, урана и трансурановых элементов благодаря своей способности к поглощению радиоактивных ионов [6], сопровождаемому деформацией наноматериала, в результате которой уловленные радионуклиды оказываются перманентно заключены в структуре сорбента [5].

Для исследования использовали нанотрубки диоксида титана (TiO_2), полученные методом низкотемпературного спекания электровзрывных нанопорошков. Нанотрубки визуализировали на сканирующем электрон-

ном микроскопе Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа, на которой проводили флуоресцентно-спектральный анализ наноматериалов. Длина данных нанотрубок 300нм-600нм, диаметр около 8 нм, толщина стенок около 2,5 нм.

Исследование процесса сорбции урана проводили в статических условиях при комнатной температуре. Уран сорбировали из модельного раствора уранила азотнокислого с исходной концентрацией $(\text{UO}_2)^{2+}$ равной 1,3 мг/л. Сорбцию в статических условиях проводили при соотношении твердой и жидкой фаз 1:1000, при этом объеме исследуемого раствора составлял 10 мл, а масса навески сухого сорбента от 1 до 10 мг. Время контакта сорбента с раствором составляло от 1 до 14 сут. По окончании процесса сорбции растворы отделяли от твердой фазы центрифугированием или фильтрацией.

Измерения величины рН раствора проводили на иономере И-130 со стеклянными электродами ЭСЛ-63-07. Погрешность измерения рН составляла 0,05. Содержание урана в водной фазе определяли люминесцентным методом по стандартной методике на спектрофлуориметре “Флюорат-02 Панорама”.

Показатели сорбционной способности нанотрубок диоксида титана оценивали с помощью следующих показателей:

- относительная сорбция $S_{\%} = 100\% \cdot (C_{\text{исх}} - C_{\text{кон}}) / C_{\text{исх}}$, (%);
- коэффициент распределения $K_d = S / C_{\text{кон}} = (V_{\text{раст}} / M_{\text{сорб}}) \cdot (C_{\text{исх}} - C_{\text{кон}}) / C_{\text{кон}}$, где $C_{\text{исх}}$ и $C_{\text{кон}}$ - исходная и конечная концентрации урана, мг/л; $V_{\text{раст}}$ — объем исследуемого раствора, л; $M_{\text{сорб}}$ — масса сорбента, г.

Значения равновесных коэффициентов распределения радионуклида между твердой и жидкой фазами, рассчитанные для достигнутых максимальных значений степени сорбции, составили от 1400 ± 120 до 8302 ± 770 мл/г. Пиковые значения степени сорбции и коэффициента распределения достигались при исходной концентрации 0,4 мг/л уранила азотнокислого в модельном растворе. Минимальные значения степени сорбции и коэффициента распределения отмечены при исходной концентрации уранил иона 1,2 мг/л.

По показателям статистической обменной емкости и концентрации урана в растворе была построена изотерма сорбции, которая идентична изотермам сорбции известных и утвержденных сорбентов, что является показателем нормального протекания процесса с выходом на определенный уровень сорбции (рис. 1).

Оценка параметров извлечения урана из модельного раствора со стартовой концентрацией уранил иона 1,3 мг/л продемонстрировала уменьшение значений K_d от 9818 ± 810 мл/г до 756 ± 79 мл/г при изменении массы, вносимой в раствор навески сухого сорбента с 10 мг до 1 мг. Показатели степени сорбции при этом понижались от 91,5% до 43,08%.

При анализе твердой фазы, была выявлена деформация нанотрубок, сопровождающая процесс поглощения урана. Они фрагментируются (изначальная длина нанотрубки 300нм-600нм (рис.1), после сорбции - 100нм-130нм) и разворачиваются (рис.2). Также был проведен флуоресцентно-спектральный анализ отработанного сорбента, где наблюдается пик урана.

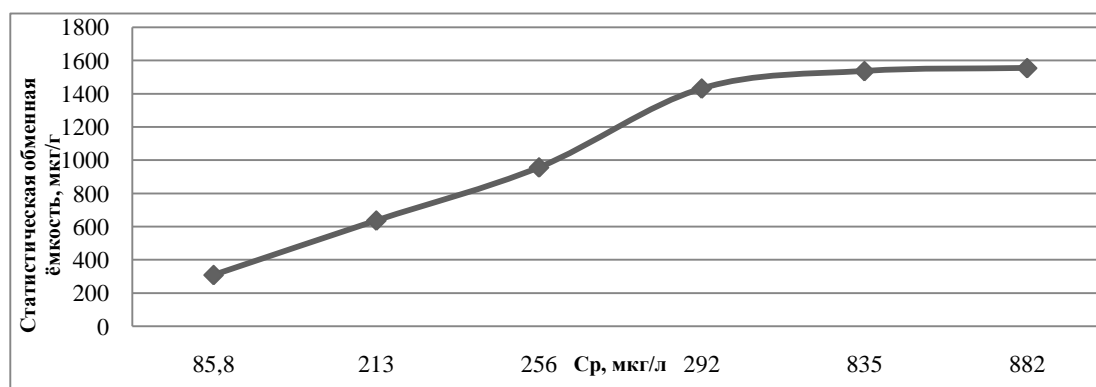


Рис. 1 Изотерма сорбционного процесса при использовании нанотрубок TiO_2

Другим компонентом комплексного сорбента могут служить плесневые грибы, так как основные характеристики металлических наночастиц, осажденных на мицелии растущих плесневых грибов практически не отличаются от свойств наночастиц, взвешенных в растворе. В работе использовали чистую культуру растущих плесневых грибов *Penicillium glaucum* и *Aspergillus niger*, культивируемых на среде Сабуро. Фрагменты плесневого мицелия, отделенные от основной культуры, переносили в коллоидный раствор, содержащий наночастицы диоксида титана. При этом для адсорбции наночастиц на поверхности растущего мицелия не проводили предварительной модификации ни частиц, ни плесени, так как она не требуется.

При визуальном контроле процесса сорбции гибридного материала с использование светового микроскопа (увеличение 40X) отмечалось, что осаждение наночастиц на поверхности мицелия или их проникновение внутрь мицелиальной трубки не приводит к ухудшению роста плесени или изменению её культуральных свойств. Это является свидетельством того, формирование гибридной матрицы не сопровождается агрегацией наночастиц друг с другом (рис. 2).

Благодаря тому, что наночастицы металлов остаются разделенными, грибковые матрицы сохраняют все свойства исходных наночастиц. А отсутствие агрегации способствует значительному повышению активности

модифицированного мицелия по сравнению с наночастицами, взвешенными в растворе. Кроме того, важным преимуществом использования плесневых матриц является то, что гибридный мицелий очень легко отделяется от реакционной смеси.

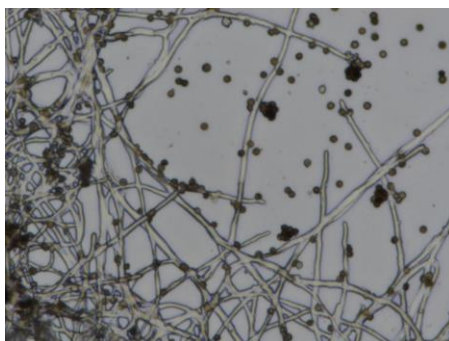


Рис. 2 Снимок итогового гибридного материала

В ходе данных исследований были выявлены высокие сорбционные характеристики наноструктурированных оксидов титана. Учитывая их потенциальную способность к перманентному удержанию захваченных радиоактивных веществ, а также то, что в комплексе с плесневыми грибами их эффективность возрастает, итоговый гибрид может служить перспективным материалом для разрабатываемого нового композитного сорбента для очистки окружающей среды от природных и техногенных радиоактивных нуклидов.

Литература

1. Величко Б.А. Фитосорбенты для переработки радиоактивных отходов / Б.А. Величко, С.И. Ровный, О.В. Лихачева, В.П. Медведев, О.М. Слюнчев, Н.У. Венковский // Экология и промышленность России. – 2006. – № 1. – С. 14-17.
2. Осипова Е.А. Водорастворимые комплексобразующие полимеры // Соросов. образоват. журн. – 1999. – № 8. – С. 40 – 47.
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозащиты: учебное пособие. – Томск: СТУ, 2009. – 430 с.
4. Суздальев И.П. Нанотехнология: физико-химия нанокластеров, наноструктур и наноматериалов. – Москва: КомКнига, 2006. – 592с.
5. Dong Jiang Yang. Titanate Nanofibers as Intelligent Absorbents for the Removal of Radioactive Ions from Water / Dong Jiang Yang, Zhan Feng Zheng, Huai Yong Zhu // Advanced Materials. - 2008. - Vol. 20, № 6. – P. 2777 – 2781.
6. Krivovichev S.V., Kahlenberg V., Kaindl R., Mersdorf E., Tananaev I.G., Myasoedov B.F. // Angew. Chem. Intern. Ed. – 2005. – Vol. 44. – P. 1134 – 1136.

СОСТОЯНИЕ ПРИРОДНЫХ СРЕД В РАЙОНЕ УГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЛДУ-ДЮРГУН А.В. Москаленко

Научный руководитель доцент А.В. Волостнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Талду-Дюргунское месторождение бурого угля находится на северо-западном фланге Чуйской межгорной впадины, в левом борту р. Чаган-Узун, в 3-5 км к западу от одноименного села на территории Кош-Агачского района Республики Алтай. Районный центр – с. Кош-Агач находится в 65 км юго-восточнее месторождения [6].

Угли месторождения гумусовые низкой степени углефикации марки 2Б (вторая стадия метаморфизма). Визуально они имеют темно-бурый и черный цвет, на воздухе быстро теряют влагу и превращаются в мелочь. В целом уголь слабо минерализован, но встречается зольные участки за счет глинистых включений. Они содержат в среднем 61.4 % органического вещества, 1.4 % сульфидов и 0.5 карбонатов. В угольной толще отмечаются включения гипса, пирита, налеты самородной серы, сидеритовые конкреции, включения вивианита.

Угли Талду-Дюргунского месторождения заметно обогащены относительно кларка бурых углей V, Cr, Co, Sc, в меньшей степени, Cu, Zn, Cd, Hg, Tl. Углевмещающие отложения относительно кларка осадочных пород обогащены Fe, Ca, Ti, V, Co, Cu, Zn, Cd, Sb, Hg. Максимальные и нередко средние уровни присутствия тяжелых металлов в углях превышают порог "токсичности", принятый для углей. К ним относятся концентрации ванадия, никеля и цинка (2.5 порога), кадмия (14 порогов), таллия (6.7 порога) [1].

Наиболее опасны в экологическом плане аномально высокие концентрации кадмия, достигающие 4-7 и ПДК для почв и таллия – до 10 кларков. В углях месторождения также повышено содержание ртути – до 1 мг/кг или 0.5 ПДК для почв.

В настоящее время хозяйственная деятельность в районе месторождения представлена отгонным животноводством (в 0.5-1.5 км к западу расположено 3 стоянки) и сопутствующей ему подготовкой кормов с использованием автотракторных средств. Предшествующие геологоразведочные и горнодобычные работы оказали в целом незначительное воздействие на экологическое состояние окружающей среды в районе месторождения. Оно свелось к механическим нарушениям рельефа, в основном, за счет проходки карьеров, перемещения и формирования отвалов пород вскрыши, строительства дренажных траншей, временных грунтовых дорог и пр.

Предполагается, что вышеотмеченная хозяйственная деятельность в районе месторождения не привела к заметному загрязнению депонирующих природных сред общераспространенными и содержащимися в углях загрязняющими веществами.

В настоящее время одним из главных источников негативного воздействия на экологическую обстановку является возгорание угольных пластов в бывшем эксплуатационном карьере в западной части месторождения. Эти очаги эпизодически возникают в последние 10-15 лет. По сведениям местных жителей, продукты многолетнего горения бурого угля в результате воздушного переноса распространяются на расстояние до 1 и более км от карьера и оказывают заметное воздействие не только на природные среды, но и на состояние их здоровья.

Следует отметить, что возгорание выходящих на дневную поверхность и находящихся в приповерхностном залегании угольных пластов для Талду-Дюргунского месторождения является обычным явлением. Вещественным свидетельством прошлых пожаров являются так называемые горельники – плотные керамикоподобные породы кирпично-красного цвета с оранжевым и рыжеватым оттенками. В магнитном поле они выделяются интенсивными положительными аномалиями за счет образования ферромагнитных минералов в условиях высоких температур.

Основными объектами изучения являлись: почвенный покров, поверхностные водотоки и снеговой покров. С учетом предполагаемой специфики загрязнения на участках влияния карьеров, в пробах депонирующих природных сред анализировались отдельные показатели общего состава вод (сульфаты, хлориды, pH), ряд общераспространенных и специфических загрязнителей – взвешенные вещества, тяжелые металлы, минеральные формы азота. В пробах почв и угля определялся комплекс из 38 химических элементов, а также содержание подвижной серы.

Пробоотбор проводился по типовым утвержденным методикам. Всего в отчетный период было взято и проанализировано 3 пробы снеготалой воды, 6 проб поверхностных вод, 53 пробы почв и 4 пробы угля. Почвенные пробы взяты в интервале 0-5 см методом конверта со стороной 10×10 м.

Сравнительный анализ средних концентраций тяжелых металлов (ТМ) в почвах вблизи и удалении от карьера показывает, что для всех ТМ их содержание вблизи карьера на 20-70 % (в среднем на 40 %) ниже местного геохимического фона (табл. 1).

Аналогичная ситуация отмечается для отношения средних концентраций ТМ в ряду угленосные породы – фоновые почвы участка. В первых из них среднее содержание ТМ также на 20-80 % (в среднем на 25 %) ниже, чем в фоновых почвах. Эти факты свидетельствуют об участии угленосных пород в формировании пониженного геохимического поля (отрицательного литохимического ореола рассеяния) вокруг эксплуатационного карьера. В формировании этого литохимического ореола предположительно участвует материал вскрытых карьером бурых углей, а также их золы уноса из очагов возгорания. Необходимо отметить, что в ряду угленосные породы – угольная зола, по данным С.И. Арбузова [1], максимальные концентрации большинства ТМ проявлены в золе, а минимальные – в бурых углях. Так, содержание ТМ в золе стабильно в 1,2-6,5 раз (в среднем в 4,5 раза) выше, чем в углях, следовательно, в золе уноса происходит заметное накопление токсичных элементов, в т.ч. ТМ (табл. 2).

Таблица 1

Среднее содержание элементов в почвах на участке эксплуатационного карьера

Эл-ты	Породы* мг/кг	Почвы, мг/кг		Отношение, ед		Эл-ты	Породы* мг/кг	Почвы, мг/кг		Отношение, ед	
		ПФ	ПК	ПР/ ПФ	ПК/ ПФ			ПФ	ПК	ПР/ ПФ	ПК/ ПФ
Li	39	60	50	0.6	0.8	Ni	58.4	80	60	0.7	0.8
Ti	4900	8000	6000	0.6	0.8	Cu	85	100	80	0.8	0.8
V	158	150	100	1.0	0.7	Zn	115	150	60	0.8	0.6
Cr	71.9	150	100	0.5	0.7	Pb	18.9	25	10	0.8	0.4
Fe, %	4.2	8	4	0.5	0.5	Ag	0.08	0.08	0.05	1.0	0.6
Co	21.9	40	30	0.5	0.8	Hg	0.79	0.15	0.04	0.2	0.3

ПР – угленосные породы, ПК – почвы вблизи карьера, ПФ – фон почв, * – по С.И. Арбузову [1]

В выявленных вокруг карьеров геохимических ореолах их воздействия на почвы, проявлен пониженный, условно благоприятный, уровень присутствия большинства ТМ, кроме основных экотоксикантов углей – таллия, кадмия, мышьяка и др., неизученных из-за низкой разрешающей способности спектрального анализа. Не исключено, что их содержание в почвах может превысить гигиенические нормативы.

В заключение характеристики экологического состояния изученных в районе объектов окружающей среды отметим, что в целом оно находится на условно благоприятном уровне. Существенного ухудшения эколого-гигиенической ситуации в связи с возгоранием угля не произошло, но замечено локально и эпизодически про-

явленное загрязнение приземной атмосферы и снегового покрова, которое носит опасный характер и нуждается в более детальном изучении.

Таблица 2

Среднее содержание элементов-примесей (мг/кг) в углях, золе и вмещающих породах Талду-Дюргунского месторождения [1]

Эл-ты	Уголь*	Зола*	Породы**	З/У,ед	П/У,ед	Эл-ты	Уголь*	Зола*	Породы**	З/У,ед	П/У,ед
Li	3.2	11.5	39	3.6	12.2	Zn	72.9	309	115	4.2	1.6
Be	0.3	1.3	3	4.3	10.0	As	32.8	165	17.6	5.0	0.5
Ti	247	1300	4900	5.3	19.8	Cd	4.9	23.8	9.8	4.9	2.0
V	119	612	158	5.1	1.3	Sn	< 2	0.4	4.9	> 4	> 4
Cr	32.3	164	71.9	5.1	2.2	Sb	1.1	4.1	2.4	3.7	2.2
Mn	90.4	588	100	6.5	1.1	Hg	0.25	1.1	0.79	4.4	3.2
Fe, %	3.22	16.5	4.2	5.1	1.3	Pb	1.2	3.9	н.д.	3.2	–
Co	18.3	80	21.9	4.4	1.2	Pb	15	18.6	18.9	1.2	1.2
Ni	58.2	222	58.4	3.8	1.0	Th	1.1	5.4	6.5	4.9	5.9
Cu	24.5	110	85	4.5	3.5	U	1.8	8.8	2.6	4.9	1.4

* – данные для основного пласта 2, ** – углевмещающие породы (П), У – уголь, З – зола, жирным курсивом выделены концентрации максимальные в ряду угленосные породы-уголь-зола.

Для ликвидации очагов возгорания в эксплуатационном карьере предложено их засыпка углевмещающими породами.

Литература

1. Арбузов С.И. Отчет о научно-исследовательской работе «Комплексная геохимическая оценка углей Талду-Дюргунского месторождения». – Томск: 1999.
2. Методические рекомендации по геохимической оценке источников загрязнения окружающей среды. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 66 с.
3. Методические основы комплексной геоэкологической оценки территорий / Сост. В.Г. Заиканов, Т.Б. Минакова. – М.: Наука, 2008. – 81 с.
4. Рихванов Л.П. и др. Информационная записка о результатах полевых работ по предварительной оценке состояния минерально-сырьевой базы Республики Алтай. – Томск: МГП "Экогеос", 1998.
5. Робертус Ю.В., Любимов Р.В., Сакладов А.С. Техногенные ореолы рассеяния химических элементов на объектах геологоразведочных работ в Горном Алтае. – Ползуновский вестник. – 2006. – № 2-1. – С. 319 – 323.
6. Светлова Н.А. Отчет Буровой партии по поисково-оценочным работам и предварительной разведке Талду-Дюргунского месторождения за 1989-1992 гг. – Новокузнецк: 1992.

ОЦЕНКА СВОЙСТВ ПЕСКОВ СТРОИТЕЛЬНЫХ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕКУЛЬТИВАЦИИ

О.М. Мусина

Научный руководитель доцент О.М. Гуман

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Пески строительные образуются при переработке отвальных шлаков медеплавильного производства на обогатительной фабрике ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод», расположенном в г. Ревда Свердловской области. При этом получаются медный концентрат и отходы обогащения – пески. Магнетитсодержащий песок отфильтровывается и складывается в сухие отвалы – открытые склады хранения строительных песков.

Появление новых отходов – песков строительных, определяет необходимость оценки их экологической опасности, изучения минерального состава и концентраций тяжелых металлов для изучения возможности их последующего использования в качестве рекультивационного материала.

На первом этапе исследований нами был изучен минеральный и химический состав, физико-механические свойства, потенциальная экологическая опасность песков строительных. Проведены лабораторные исследования и проанализированы результаты выщелачивания отходов обогащения отвальных шлаков.

Были получены следующие результаты:

Минеральный состав строительных песков во многом определяет их свойства, в том числе и миграционные особенности содержащихся в них тяжелых металлов.

Согласно имеющимся данным ОАО «СУМЗ» минеральный состав песков достаточно однородный с преобладанием в их минеральном составе фаялита 49 %, кварц 20 % и магнетита 10 %;

В химическом составе преобладают кремнезем 32,5 % и железо 39,4 % при менее значимой роли других компонентов. В целом это соответствует минеральному составу песков строительных.

Пески характеризуются следующими показателями свойств: плотность – 3,5-3,7 г/см³, насыпной вес 2,0-2,3 т/м³, влажность 9-14 %, твердость частиц по шкале Протоdjяконова 15-16. Угол естественного откоса составил 41° – в сухом состоянии, 30° – под водой. Пылеватый состав песков определяет их низкую водостойкость:

они легко размываются, приобретают тиксотропные свойства при водонасыщении, склонны к плоскостному смыву и водной эрозии [1].

Главными опасными примесями в песках строительных являются тяжелые металлы, которые вследствие особенностей технологического процесса медеплавильного производства и обогащения шлаков не могут быть извлечены из них.

Пески строительные характеризуются повышенными концентрациями тяжелых металлов (Zn, Pb, Cu, Cd, As и др.), рассеянными в минеральной части песков и поэтому не оказывающие значительного экологического воздействия на компоненты природной окружающей среды. Это подтверждается результатами биотестирования водной вытяжки объединенных проб песков строительных, согласно которых пески строительные отнесены к 5 классу опасности [1].

С целью исследования возможностей и степени миграции тяжелых металлов из песков строительных ОАО «СУМЗ» автором проводилось исследование взаимодействия строительных песков с водой и водными растворами в изменяющихся физико-химических условиях при различных соотношениях песок-вода.

Выполненные эксперименты показали зависимость содержания элементов в фильтрате от времени и физико-химических параметров раствора. В условиях застойного и проточного режимов фильтрации в течение 30 сут происходило закономерное увеличение величины pH, и уменьшение значений Eh при взаимодействии песков строительных ОАО «СУМЗ» как с талой снеговой водой, так и с дистиллированной водой. Практически по всем элементам за исключением мышьяка наблюдается тенденция стабилизации выноса на тридцатые сутки опыта (рис. 1). Причем содержания подвижных форм металлов в растворе меньше, чем в исходной снеговой воде, что говорит об осаждении части металлов на пылеватых частицах песка. В целом надо отметить невысокие концентрации металлов в растворе.

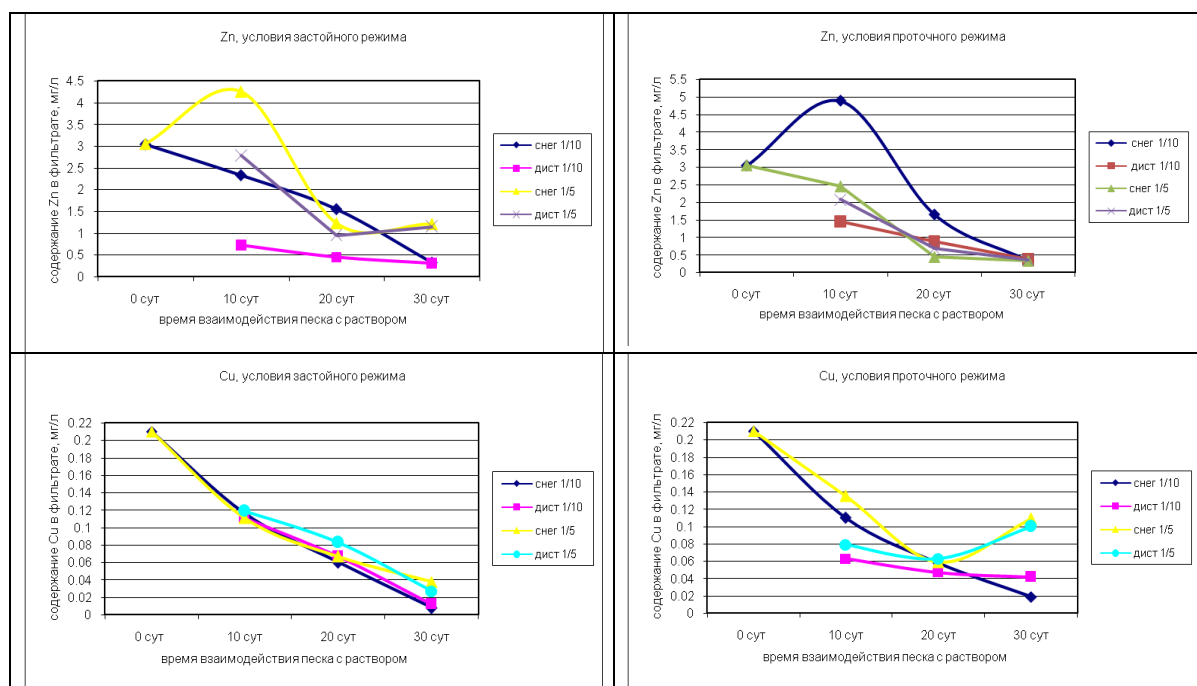


Рис. 1 Результаты эксперимента по выщелачиванию металлов из песков строительных

На втором этапе исследований изучалось степень поглощения тяжелых металлов растениями.

Исследование проводилось в лаборатории при комнатной температуре и атмосферном давлении в пластмассовых лотках при следующих соотношениях: 1 – универсальный почво-грунт без примеси песка строительного; 2 – слоистый профиль в основании строительный песок перекрытый слоем универсального почво-грунта; 3 – смесь песка строительного и универсального почво-грунта в соотношении 1:1; 4 – песок строительный, перекрытый слоем универсального почво-грунта мощностью 2 см. В эксперименте использовались два вида злаковых культур – овес и рожь. Зерна растений засеивались одновременно в один вид смеси грунта, занимая по ½ площади лотка. Вегетационный период растений до начала периода колошения составил 2 месяца. Высокая интенсивность поглощения химических элементов в период от прорастания до колошения.

Зеленая масса растений для соотношений песка и почво-грунта составила (г/м²): 1 – 230,45/358,41 (рожь/овес); 2 – 259,66/247,61; 3 – 300,45/172,84; 4 – 247,04/133,52. Затем срезанную зеленую массу растений и корни высушили в естественных условиях, озолили в муфеле при температуре 800 °С и выполнили количественный химический анализ золы.

Результаты исследований показали, что наличие песка строительного увеличивает содержание всех тяжелых металлов на 10-50 % в золе растений. Построенные графики однотипны, пример приведен на рис.2.

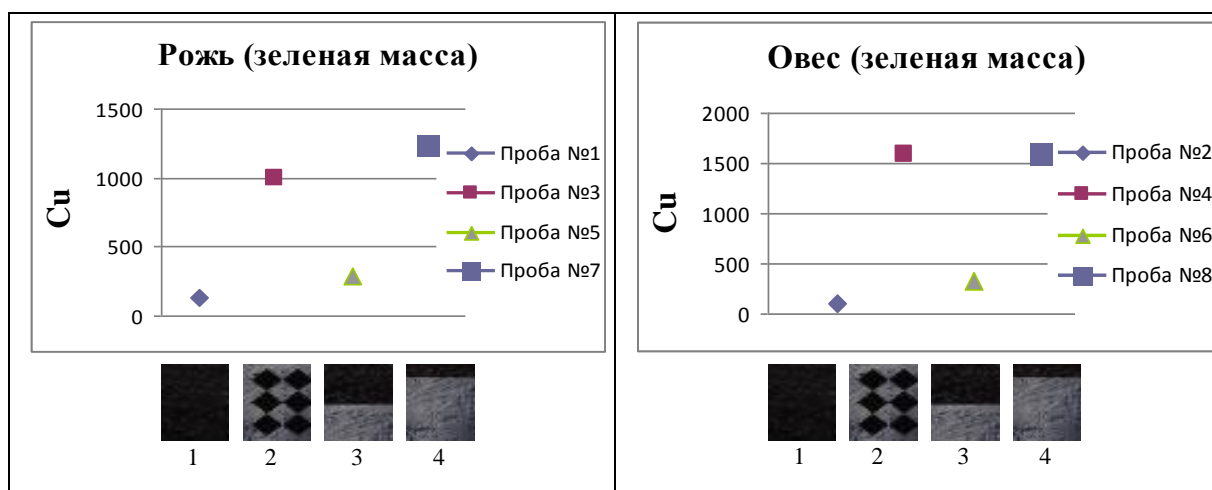


Рис. 2 Содержание меди в золе растений при разных соотношениях песка и универсального почво-грунта

Выводы:

1. Зеленая масса растений при всех соотношениях песка и универсального почво-грунта примерно равная. Это говорит о том, что отходы не влияют на всхожесть растений.
2. При рекультивации нарушенных земель песками строительными рекомендуем сверху засыпать потенциально плодородный слой мощностью не менее глубины проникновения корневой системы растений, чтобы не происходило поглощения тяжелых металлов.

Литература

1. Гуман О. М., Долинина И. А., Макаров А. Б., Рудой А. Г. Использование отходов переработки отвальных шлаков Среднеуральского медеплавильного завода для рекультивации нарушенных земель горнодобывающего комплекса // Известия ВУЗов. Горный журнал. – 2010. – №4. – С. 43 – 49.

КАЧЕСТВО ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ В ТВЕРИ

А.Г. Миронов, В.С. Шуфинский, Н.В. Копылова

Научный руководитель доцент Н.С. Любимова

Тверской государственный технический университет, г. Тверь, Россия

Водоснабжение любого населенного пункта является очень важным для жизнедеятельности его населения. Источником водоснабжения г. Твери являются подземные воды трех основных водоносных горизонтов. Общая минерализация подземных вод, общая жесткость, а также присутствие в воде повышенного содержания (относительно предельно-допустимых концентраций) общего железа и фтора, повышенная альфа-активность являются природными факторами, независимыми от техногенного воздействия на территорию. Повышенное содержание общего железа является скорее правилом, чем исключением.

Аналогичная ситуация наблюдается во всех субъектах РФ, где для централизованного питьевого водоснабжения используются в основном подземные воды. Так, по санитарно-химическим показателям более половины регионов Российской Федерации имеют воду, не соответствующую гигиеническим нормативам, в том числе по содержанию железа, фтора.

В 33 регионах России отмечается превышение контрольных уровней по удельной суммарной альфа-активности. Количество проб, не отвечающих гигиеническим нормативам в Тверской области в 2,5-3 раза выше среднероссийских по цветности, мутности, содержанию железа и фтора. Эти показатели стабильно держатся на протяжении последних 5 лет.

Учитывая, что количество воды, поступающей в город из Медновского и Тверецкого водозаборов недостаточно для нужд населения, в городе функционирует городской водозабор в виде отдельных артезианских скважин. Они рассредоточены на территории города и подают воду в городскую сеть без очистки. В настоящее время функционируют 24 артезианские скважины. В 15-ти из них содержание железа в воде превышает допустимые нормы от 1,1 до 2,5 ПДК, в 18-ти содержание по фтору превышает нормы от 1,1 до 2,8 ПДК. При смешивании в городских сетях воды из городских артезианских скважин и воды с водозаборов происходит разбавление, и показатели усредняются, однако, в различных районах города они разные. Наиболее высокие показатели содержания фтора отмечаются в жилых домах в пос. Элеватор, пос. Химинститута, ул. 50 лет Октября, ул. Громова, ул. Коминтерна, содержания железа – в домах поселков Элеватор, Химинститута, районе улиц 50 лет Октября, Ржевская, Громова, Королева. В остальных контрольных точках качество воды отвечает требованиям санитарных норм и правил.

Качество питьевой воды, ее химическая безопасность, является одним из главных факторов, влияющих на здоровье населения. Приоритетными загрязнителями источников водоснабжения и питьевой воды являются токсичные элементы, состав которых во многом определяется региональными особенностями развития производства и попадания в водоисточники со сточными водами, а также нитраты и некоторые органические соединения. Методы и эффективность очистки питьевой воды низкая, поэтому загрязнители могут доходить до потребителя.

Доля проб тверской воды не соответствующей гигиеническим нормативам по санитарно-химическим показателям остается стабильно высоким и составляет более 40 %. Возросла доля проб водопроводной воды, не отвечающих гигиеническим требованиям по микробиологическим показателям.

Высокое содержание фторидов в воде оказывает влияние на состояние зубной эмали и может вызвать заболевание флюорозом. Это заболевание в легкой форме вызывает потемнение зубов и пигментные пятна, а в тяжелой – к этому добавляется изменение формы и даже разрушение зубов. По данным стоматологических исследований в Твери флюороз обнаружен у 70 % детей. Особенно уровень фтора важен для самых маленьких детей, у которых коренные зубы только начинают формироваться. При избытке фтора в питьевой воде у таких детей флюороз развивается особенно сильно. В нашем городе тяжелая форма флюороза только у 4%. Однако, и при легких формах это заболевание имеет большое эстетическое значение.

Таким образом, решение вопроса об улучшении качества воды требует разрешения на отдельных участках городского водопровода.

Важным и существенным фактором в обеспечении подачи населению воды установленного качества является техническое состояние сетей и содержание объектов водоснабжения. В настоящее время техническое состояние сетей и их содержание не отвечает требованиям надёжного обеспечения. Не в лучшем состоянии техническое состояние внутридомовых сетей (применение в сети стальных неоцинкованных труб при отсутствии планового ремонта и промывки трубопроводов), контроль за качеством воды в которых управляющими организациями не организован. Общая изношенность водопроводной сети города составляет около 70 %. Так например, в Пролетарском районе возраст водопровода составляет более 50 лет. Ветхость сети водоснабжения ведет к частым авариям, засорению водопроводных труб, повышенному содержанию железа из-за образования ржавчины.

Проведенные работы по оценке риска воздействия питьевой воды на состояние здоровья населения г. Твери (в целом по городу) показали, что фтор играет незначительную роль в формировании риска воздействия на костную систему и зубы. Железо является веществом 3 класса опасности и оказывает влияние на организм человека при концентрации свыше 5,0 мг/л, когда появляется сухость и шелушение кожи. В воде города Твери максимальные концентрации составляют от 0,4 до 2,3 мг/л, что значительно ниже возможного воздействия железа на организм человека.

Исходное качество воды водоносных горизонтов, используемых для водоснабжения г. Твери, не соответствует гигиеническим требованиям по суммарной альфа-активности. Эта ситуация характерна для всей Центральной части России. В соответствии с данными Федерального информационного фонда в 33 регионах показатели суммарной альфа-активности превышают гигиенические показатели предварительной оценки радиационной безопасности воды.

При проведении радиологических исследований на участках Медновского, Тверецкого и Городского водозаборов по отдельным скважинам было выявлено превышение норм ПДК по суммарной альфа- и бета-активности. В процессе комплексного радиационно-гигиенического обследования системы водоснабжения г. Твери было отобрано 77 проб воды для анализа радионуклидного состава из скважин вышеназванных водозаборов. По окончании работ составлено экспертное заключение, в котором отражены основные результаты исследований и выданы рекомендации по обеспечению радиационной безопасности питьевого водоснабжения города.

Главным выводом заключения является отсутствие техногенных радионуклидов в воде артезианских скважин всех трех водозаборов, а расчетные эффективные дозы облучения за счет содержания естественных радионуклидов не превышают нормативной дозы в 1 м³/в год, при которой вводится запрет на использование воды для хозяйственно-питьевого водоснабжения города. Радиационная безопасность воды также подтверждается уровнем онкологической заболеваемости населения города Твери, которая на протяжении последних лет имеет тенденцию к снижению.

К основным рекомендациям по обеспечению радиационной безопасности питьевого водоснабжения города относятся проведение постоянного контроля за содержанием основных дозообразующих природных радионуклидов в воде всех скважин, в которых выявлено превышение их по суммарной удельной альфа- активности, а также в проведении радиологических исследований в необследованных скважинах. Кроме того, рекомендовано вывести из эксплуатации скважины Тверецкого и Медновского водозаборов, в которых определены наибольшие превышения по показателю суммарной удельной альфа-активности, а по таким же скважинам Городского водозабора возможно ограничиться проведением дополнительной очистки воды перед подачей ее в систему водоснабжения.

Отсутствие и неправильное содержание зон санитарной охраны водоисточников также представляет угрозу возможного проникновения загрязнений в водопроводную воду. По данным официальной статистики более 500 водоисточников из свыше 3000 не имеют зон санитарной охраны.

Сооружения по обезжелезиванию подземных вод в Тверской области имеются только в гг. Твери, Лихославле, Удомле и Бологое. Установки по обезфториванию отсутствуют, в то время как в г. Твери и

районах имеются подземные источники с высоким содержанием фтора. Установки по умягчению воды также отсутствуют.

Управление Роспотребнадзора ежегодно информирует органы государственной власти, органы местного самоуправления, а также население о санитарно-эпидемиологической обстановке в регионе. Проводятся контрольно-надзорные мероприятия на объектах водоснабжения города, принимаются административные меры, налагаются штрафы, дела рассматриваются в судах, выдаются соответствующие предписания.

В Тверском регионе действует Государственная система социально-гигиенического мониторинга, которая отнесена к одному из механизмов обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения и является одним из основных направлений деятельности Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Тверской области. На основе оценки данных социально-гигиенического мониторинга, проводимой Управлением Роспотребнадзора по Тверской области и Центром гигиены и эпидемиологии в Тверской области, подготовлены аналитические материалы и информационные бюллетени, а также публикации на интернет-сайте с целью информирования органов государственной власти, местного самоуправления и населения. Одной из приоритетных является тема о состоянии питьевого водоснабжения г. Твери, заболеваемости и смертности населения Тверской области в результате потребления некачественной питьевой воды.

В целях обеспечения населения города питьевой водой соответствующего качества Управление Роспотребнадзора по Тверской области считает необходимым проведение дополнительных мероприятий:

1. Разработка и реализация областной целевой программы «Питьевая вода»;
2. Дальнейший мониторинг качества подаваемой питьевой воды;
3. Совершенствование регламента подачи воды с целью уменьшения воздействия тех или иных химических веществ, оптимизация работы скважин, усовершенствование схемы подачи воды населению в целях смещения воды с повышенным и пониженным содержанием железа и фтора;
4. Проведение ревизии артезианских скважин, их промывки и оборудования системами локальной доочистки питьевой воды;
5. Совершенствование производственного и ведомственного контроля со стороны управляющих жилыми домами организаций;
6. Использование населением индивидуальных бытовых фильтров и фильтров коллективного пользования, а также бутилированной воды.

В настоящее время в Твери реализуется Программа по улучшению состояния системы водоснабжения, рассчитанная до 2015 года. Предполагается, что с помощью средств из городского, областного и федерального бюджетов проблема некачественной воды будет решена на территории всего города до 2015 года.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В ХАНТЫ-МАНСИЙСКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ

Д.А. Панина

Научный руководитель доцент П.П. Гриценко

**Тюменский государственный нефтегазовый университет (филиал),
г. Нефтеюганск, Россия**

По своему промышленному потенциалу и наличию ресурсов округ входит в первую десятку субъектов Российской Федерации и является основой энергетической базы страны. На территории округа открыто более 400 месторождений углеводородного сырья с запасами около 20 млрд. тонн. Добыча нефти осуществляется на 186 месторождениях. Здесь работают более 50 добывающих предприятий, в том числе 15 – с иностранными инвестициями

Воздействие нефтегазодобывающей отрасли на окружающую среду в Ханты-мансийском автономном округе определяется огромными объемами потребления природных ресурсов и значительным количеством сбросов и выбросов загрязняющих веществ. Следствием экстремально-высоких темпов освоения месторождений углеводородов и лесных ресурсов территории при недостаточной реализации природоохранных мероприятий явилось резкое ухудшение экологической ситуации в округе. В соответствии с неравномерным размещением производственных мощностей, различными сроками и интенсивностью эксплуатации природных ресурсов, дифференцируется по территории округа и уровень антропогенной нагрузки на окружающую среду, особенно в условиях массового применения в настоящее время экологически грязных технологий, морально и физически устаревшего оборудования. Загрязнение территории нефтедобывающих районов округа нефтью, химическими реагентами и минерализованными водами оказало такое негативное воздействие на все компоненты природной среды, что вполне правомерно предложения об отнесении Нижневартовского, Сургутского, Нефтеюганского районов к числу территорий экологического бедствия.

Приводим некоторые данные, характеризующие масштаб деструктивных последствий для природной среды округа.

На территории округа пролегает около 77000 км внутрипромысловых и магистральных трубопроводов, изношенность которых в связи с активными коррозионными процессами достигает 70 %, что и обуславливает высокое количество аварий, сопровождающихся разливами нефти и солевых растворов. Официальная статистика указывает число таких аварий от 2500 до 5500 в год [8].

Линии электропередач протяженностью 48000 км и внутрипромысловые подъездные дороги (около 29000 км) разрушают целостность природных комплексов и нарушают гидрологический режим болот, что приводит к их высыханию или обводнению со сменой типов растительности и как следствие – зооценозов.

Выбросы в атмосферу токсических поллютантов на протяжении 20 последних лет составляют 2-3 (в 2007 году 3,8 млн. т) из-за чего средняя удельная нагрузка на поверхность территории округа достигает 4-5 т на км², а в окрестностях городов и на внутригородском пространстве может достигать 15 т на км² и более [7].

В 2006 году на территории округа находилось 1668 шламовых амбаров с высокотоксичным буровым шламом. Причиняемый экологический ущерб только одного из них составляет около 110 млн. руб.

Нефтяное хозяйство образует ежегодно около 1,5 млн. т твердых отходов, эксплуатирует более 150000 скважин и 412 (на 2006 год) факелов по сжиганию попутного нефтяного газа.

Объемы сжигаемого попутного нефтяного газа ежегодно составляют от 2,5 до 7,8 млрд. м³ (таблица 1). В таблице приведены официальные данные [7], между тем по данным специалистов, исследовавших проблему, ежегодные потери на факелах составляют не менее 24 млрд. м³ [3].

Таблица 1

Объемы сожженного попутного газа на факелах за 1991-2007 годы (млн. м³)

1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
5370,7	4296,5	5942,1	5180,5	2265,9	3018,9	3334,6	3304	2879	3347	2260	6134	5830	6434	6300	6200	7800

За последнее десятилетие вода крупных рек оценивается природоохранными органами как «грязная» и «очень грязная», при этом содержание железа стабильно сохраняется в пределах 10-30 ПДК, марганца около 7 ПДК, концентрация остальных веществ имеет устойчивую тенденцию к возрастанию (таблица 2) [6, 7].

Таблица 2

Содержание вредных веществ в поверхностных водах крупных рек Ханты-Мансийского автономного округа

Река	Содержание вредных веществ в поверхностных водах за 2 года (кратность ПДК)													
	Cu		Mn		Fe		Zn		Нефть		Фенолы		Аммоний	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Обь	10,5	15	16	12,5	11	9	3	2	7	2	2,5	1,3	2	0,5
Иртыш	11	12	19,5	10	7,5	6	-	2	3	2	2,5	1,2	2,5	1
Северная Сосьва	25	26,5	25,5	15	13	16	5	4	3	3	2	1,2	3	0,8
Назым	23	26	-	-	20	9	6	4	3	3	3	1,3	3,5	1,1
Вах	13	10,5	-	-	21	14,5	3	3	5,5	4	3	1,8	2	0,5
Большой Юган	-	21	-	21	-	15,5	-	3	-	3,5	-	-	-	3

Ежегодно в бассейн Оби попадает около 700 млн. м³ сточных вод категории «условно чистые без очистки» [7], причем загрязнение акваторий осуществляется по безоглядному произволу нефтедобытчиков и сервисных служб [9]. Всего же в р. Обь попало не менее 2 млн. т нефти, тяжелые фракции которой осели на дно, заилились, и будут отравлять реки еще десятки лет. Из-за такого «ведения хозяйства» некогда обильный рыбой Обской бассейн за 30 лет добычи нефти только в округе оскудел настолько, что общий улов сократился в десятки раз, улов ценной промысловой рыбы – в сотни, а обской осетр и стерлядь попали в «Красную книгу».

Нередко процессы нефтедобычи приводят к загрязнению подземных вод, в том числе и артезианских, используемых как источник питьевой воды.

Социальные последствия массированного и комплексного антропогенного воздействия на природу округа как на среду обитания жителей данного региона следует рассматривать в 2 аспектах: влияние на коренное население и влияние на приезжих покорителей природных богатств Тюменского севера.

На 1 января 2002 г. в Ханты-Мансийском автономном округе было зарегистрировано 478 родовых угодий (почти 20 % территории округа), на которых проживает около 2 тыс. человек. Именно в экологической сфере взаимоотношения между коренными народами и нефтяниками превратились в острый конфликт между двумя моделями природопользования, в котором первые отстаивают право на этнокультурную идентичность хотя бы на том основании, что нефтепромышленная эксплуатация на лицензионных участках затронула более 160000 км² или 30 % территории округа, а сами участки в силу ряда обстоятельств занимают почти 75 % территории родовых угодий и активно подвергают ее промышленному воздействию. Более того, руководство нефтедобывающих компаний не гнушаются нечистоплотных действий по отчуждению новых участков родовых угодий [1, 10].

Сложившаяся ситуация привела к почти полному разрушению традиционных промыслов (рыболовство, оленеводство), однозначно отрицательно сказалась на состоянии здоровья коренного населения (заболеваемость в 1,5 раза выше общероссийских показателей, а по злокачественным новообразованиям – в 3 раза), продолжительности жизни (только 8,5 % мужчин доживают до пенсионного возраста), снизила уровень и качество жизни [10].

В целом можно констатировать, что с начала 1990-х гг. социально-демографическая ситуация в Ханты-Мансийском автономном округе ухудшилась: снизилась рождаемость с 14,6 в 1991 г. до 11,3 на 1000 чел. в 2000г., возросла общая смертность с 4,5 до 6,8 на 1000 чел., естественный прирост населения сократился с 10,1 до 4,5 % за тот же период. С 1991 по 2000 гг. показатели общей заболеваемости выросли в 1,4 раза (соответственно с 1101,7 до 1487,6 на 1000 чел.). Заболеваемость детей растет более высокими темпами, чем у взрослых.

Показатель заболеваемости детей за 6 лет вырос на 33,4 %, подростков – на 94 %, взрослых – на 28,7 %. Отмечается рост заболеваний по всем классам болезней у всех групп населения округа, В структуре заболеваемости на первом месте находятся болезни органов дыхания (30,4 %), затем следуют болезни органов пищеварения (10,2 %) и костно-мышечной системы (7,8 %). Растет заболеваемость активным туберкулезом (за последние 4 года в 1,2 раза), злокачественными новообразованиями – в 1,3 раза. Рост заболеваемости, прежде всего болезни органов дыхания и пищеварения, инфекционных и паразитарных болезней, а также злокачественных новообразований является следствием значительного загрязнения окружающей среды [2, 4, 5].

Анализ вклада совокупности факторов, определяющих популяционное здоровье населения округа показал, что группа социально-экономических факторов, в состав которой входят социальная напряженность (уровень преступности и уровень безработицы), экономическое и промышленное развитие территории, вносит максимальный вклад в состояние здоровья населения (весовой коэффициент 0,91), на втором месте – уровень социального благополучия (благоустройство, обеспеченность жильем, медицинской помощью – 0,86), затем – фактор экономического развития территории (розничный товарооборот на душу населения – 0,74) В условиях неблагоприятного влияния социальной напряженности проживает 49,8 % населения, а негативное влияние промышленного развития испытывают 15 территорий ХМАО, где проживает 69,06 % населения [5].

Литература

1. Дребезгов О. Чиновники отбирают у коренных жителей 20000 га родовых угодий // <http://www.chinovnic.ru>.
2. Кольцов В.С. Социально-гигиенические исследования здоровья населения Ханты-Мансийского автономного округа-Югра и возможности сокращения предотвратимых потерь: Автореферат. Дисс. канд. мед. наук. – М., 2009. – 28 с.
3. Лапкин А.Н. Масштабы сжигания попутного нефтяного газа в России и мире // http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6964
4. Мефодьев В.В. Проблемы взаимодействия человека и природной среды. Выпуск 3 // <http://bva.wmsite.ru/problemu-vzaimodejstviya/vypusk3/mefodev>
5. Мефодьев В. В. Проблемы взаимодействия человека и природной среды. Выпуск 4 // <http://bva.wmsite.ru/problemu-vzaimodejstviya/vypusk4/mefodev>
6. Московченко Д.В. Антропогенное воздействие на поверхностные воды Ханты-Мансийского автономного округа // <http://ipdn.ru/rics/doc0/DN/1.mos.htm>
7. Обзор «О состоянии окружающей среды Ханты-Мансийского автономного округа в 1996 году». – Ханты-Мансийск, 1997. – 147 с. Там же –1998. – 155 с. Там же – 2001. – 132 с. Там же – 2002. – 120 с. Там же – 2003. – 125 с. Там же – 2008. – 128 с.
8. Пушкаренко З. Сибирские реки – простор для экомошенников // <http://www.ugra-news.ru/news/4/1590>
9. Соловьянов А.А. Экологические последствия сжигания попутного газа на факелах // http://www.imemo.ru/ru/conf/2009/00209_2.pdf
10. Сотник В. «Черная метка» для Богданова и Алекперова // <http://ura.ru/print/articles/2760.html>.06.11.2007

ПУТИ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ НА КАЛИЙНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ М.С. Первова

Научный руководитель доцент Н.Г. Максимович
Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия

Калий – седьмой наиболее распространенный элемент в земной коре, составляя 2,4 % ее массы. Калийная соль является сырьём для химической промышленности для производства калийных удобрений. В природе калийная соль залегает пластами или линзами (мощность сотни или десятки метров) в местах залегания каменной соли.

Разведанные мировые запасы калийных солей составляют около 210 млрд. тонн K_2O . Согласно современным оценкам, более чем 16 млрд. тонн K_2O являются возобновляемыми при современной технологии использования.

Самые большие месторождения калийных солей сосредоточены в северном полушарии (рис.). Только на территории Канады добывается 10 млрд. тонн K_2O (провинция Саскачеван) которые содержат приблизительно 60% мировых запасов калия.

По извлекаемым запасам калийных солей Россия занимает второе место в мире после Канады. Запасы Верхнекамского месторождения калийных и магниевых солей составляют более чем 2,2 млрд. тонн, оно эксплуатируется с 1930-х годов. В Беларуси Старобинское месторождение (более 1 млрд. тонн) разрабатывается с начала 1960-х годов [2].

Месторождение калийных солей в Германии занимает четвертое место в мире после России и Беларуси, запасы составляют 0,8 млрд. тонн K_2O . Открытие первого в мире калийного предприятия в Штасфурде в 1861 г отметило начало теперь почти 150 летней истории немецкой горной калийной промышленности.

Другие крупные месторождения калийных солей разрабатываются в США, Англии, Испании и Бразилии.

В отличие от многих других отраслей горно-химической промышленности, калийная характеризуется, огромными площадями выработанного подземного пространства, деформацией земной поверхности, формированием зон подтоплений, большим количеством жидких и твердых отходов, получаемых в результате переработки и обогащения калийных руд.



Рис. Месторождения калийных и каменных солей на карте мира

На Саскачеванском месторождении не допускается закачка рассолов в пресные водоносные горизонты, как, например это делалось в Восточной Германии вплоть до 1966 года. Тем не менее, добывающие компании продолжают складировать отходы производства в горных выработках путем засыпки твердых отходов в шахты и закачкой жидких в глубокие скважины. В будущем планируется строительство добавочных специальных отстойников для поддержания необходимого объема для хранения.

Для того чтобы минимизировать вред земной поверхности предлагается также вывозить отходы производства [5].

В пределах Старобинского месторождения разработана технология совместного складирования галитовых и шламовых отходов, позволяющая исключить строительство шламохранилищ. Также здесь предлагается закладывать отходы производства в выработанные пространства, что позволит сохранить сельхозугодия, которые использовались для складирования солеотходов, и предотвратить засоление пресных и подземных вод избыточными рассолами [3].

На калийных рудниках Германии основной объект разработок – хартзальц (твердая соль), силвинсодержащая руда с высоким содержанием сульфатов магния и кальция. Многочисленные месторождения калийных солей Германии связаны с галогенными толщами, широко развитыми в пределах Северо-Германской низменности. К настоящему времени одна из самых насущных проблем калийной промышленности Германии - затопление десятков как действующих, так и строящихся рудников [4]. В начальный период существования предприятий объем имеющейся информации о геолого-гидрогеологическом строении участков месторождений, вовлекавшихся в добычу, являлся недостаточным для установления причин прорывов рассолов и вод в выработки. В дальнейшем стали уменьшать степень извлечения руды из залежи, применять сухую и гидравлическую закладку отработанных камер. Развитие мониторинговых исследований в конце 20-х гг. прошлого века позволило разработать меры для каждого калиеносного района Германии, что привело к резкому сокращению катастрофических последствий. Рекомендовалось проводить очистные работы не ближе 200 м от соляного зеркала, не обрабатывать вторичные соли, оставлять защитные пакки соли в кровле камер под соленосной глиной или ангидритом, не соединять выработками смежные шахтные поля. При камерной системе разработки предусматривалась закладка отработанных камер. На калийных рудниках Германии также применяются сейсмологические системы мониторинга, необходимые для контроля горных предприятий. Из других мониторинговых систем на рудниках Германии наиболее широко используют прямые методы определения состояния геологической среды. В первую очередь, это наблюдения за оседаниями земной поверхности на подработанных территориях. В связи с многочисленными случаями затопления калийных рудников здесь детально отработаны методы ведения гидрогеологического мониторинга.

Верхнекамское месторождение калийных и магниевых солей является крупным месторождением России. Более чем 80-летняя эксплуатация месторождения привела к существенной техногенной трансформации природных геосистем и коренному эволюционному преобразованию геологической среды в природно-техногенную систему, оказывающую активное и весьма существенное по масштабам влияние на условия жизне-

деятельности [1]. На территории месторождения наблюдается ряд проблем, который характерен для калийных месторождений мира. Следует выделить следующие проблемы:

- техногенное преобразование природных ландшафтов на подрабатываемых территориях;
- образование значительного объема твердых и жидких отходов обогащательного производства;
- деформация земной поверхности;
- засоление поверхностных и подземных вод.

Для того, чтобы снизить экологический ущерб от эксплуатации Верхнекамского месторождения на окружающую среду, следует уделять внимание опыту зарубежных коллег, дорабатывать уже существующие проекты по минимизации рисков и ведению мониторинга с учетом имеющихся данных, полученных в ходе наблюдений на месторождениях других стран, и наконец, разрабатывать новые проекты по улучшению сложившейся экологической ситуации в районе, на основе зарубежных и российских исследований.

Литература

1. Бабошко А.Ю. Экологические проблемы Верхнекамского калия // Горное Эхо. – Пермь, 2004. – № 4 (18). – С. 44 – 47.
2. Барбиков Д.В. Старобинское месторождение – кладовая калийных солей республики Беларусь // Горный журнал. – Москва, 2010. – № 8. С. 10 – 13.
3. Шлендова Т.К. Загрязнение геологической среды в районах деятельности калийных предприятий Соликамско-Березниковского и Солигорского промрайонов // Охрана геологической среды на калийных месторождениях: Сборник научных трудов. – Ленинград, 1985. – С.18 – 26.
4. Industrial minerals & rocks: commodities, markets, and uses. 7th ed. / edited by Jessica Elzea Kogal. – USA, 2006 – 1548 с.
5. Vonhov J.A. Waste disposal problems near potash mines in Saskatchewan, Canada // Grounwater Pollution – Symposium: Proceedings of the Moscow Symposium, Moscow 1971: IAHS-AISH Publ, 1975. – №. 103.

ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РИСКА НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО КОМПЛЕКСА

Т.А. Петрова, Д.С. Корельский

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Оценка опасностей и разработка на этой основе оптимальных мероприятий с учетом всей совокупности различных факторов социально-экономического характера – одна из ключевых проблем управления экологической безопасностью. До настоящего времени и за рубежом, и в России разрабатывались основы управления риском техногенных аварий и катастроф. При решении комплексных вопросов техногенной безопасности широко применяется методология риска, основу которой составляет определение последствий и вероятности нежелательных событий. Используя количественные показатели риска, измерялась потенциальная опасность производства. При этом в качестве показателей опасности обычно принимались индивидуальный или социальный риск гибели людей [1].

Разработке управления экологической безопасности в районах воздействия техногенных массивов уделяется значительно меньшее внимание: делались попытки определить риск загрязнения земель, но без экономической оценки, что не могло служить основой для управления природоохранной деятельностью. Разработанная методология определения экологического риска позволяет количественно оценить опасность техногенных массивов и, соответственно, уровень экономических затрат, необходимых для ее предотвращения [2].

Суммарные экономические затраты складываются из двух составляющих, связанных с экологическим риском складирования отходов: затрат на обеспечение экологической безопасности техногенных массивов; эколого-экономического ущерба различным компонентам природной среды. Каждый из указанных выше видов экономических затрат зависит от уровня ожидаемого техногенного воздействия.

Чем больше ущерб, который может возникнуть при эксплуатации хранилища, тем больше и экономические затраты на его предотвращение и обеспечение необходимого безопасного уровня риска.

Чем больше фактическое техногенное воздействие, оказанное на компоненты природной среды, тем выше экономические затраты на компенсацию нанесенного ущерба.

В решении экономических задач, связанных с выбором оптимального варианта расходов, важная роль отводится выявлению функциональных зависимостей рассматриваемых видов затрат от уровня техногенного воздействия.

Для этого определяется зависимость экономических затрат от достигаемого при этих затратах уровня экологической безопасности и риска. Общий вид функций, выражающих зависимость затрат на обеспечение экологической безопасности, значений эколого-экономического риска и кривой суммарных экономических затрат от достигаемого при этих затратах уровня безопасности, представлены на рис. 1.

Анализ характера графических зависимостей, приведенных на рис. 1, показывает, что оптимальный вариант расходов может быть найден путем исследования кривой $Q(G)$ на экстремум, если не требуется принимать во внимание какие-либо обстоятельства. Точка минимума на кривой $Q(G)$ соответствует равенству (1),

$$A(G) = B(G), \quad (1)$$

которое свидетельствует, что в этой точке экономические расходы на обеспечение безопасности равны экономическому эквиваленту ущерба, который следует ожидать при данном уровне безопасности (риска).

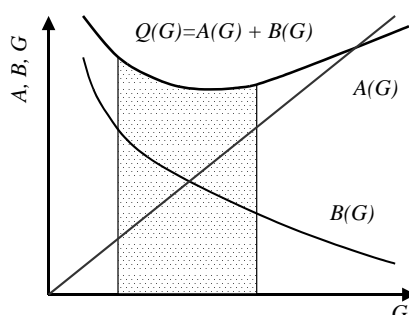


Рис. 1 Вид графических зависимостей расходов на обеспечение экологической безопасности. G — уровень безопасности, G_1, G_2 — допустимые уровни обеспечения экологической безопасности (экологического риска) для сохранения компонентов природной среды, G_{opt} — оптимальный уровень экологической безопасности, $A(G)$ — функция, отражающая изменение экономических расходов на обеспечение уровня безопасности (экологического риска), $B(G)$ — функция, отражающая закономерности снижения эколого-экономического ущерба по мере повышения уровня безопасности $Q(G)$ — функция, выражающая суммарные экономические затраты

Необходимо отметить, что снижение экономического эквивалента ущерба в практике может быть достигнуто различными путями повышения уровня безопасности. Однако в любом случае предпочтение, видимо, следует отдавать такому варианту, при котором достигается минимальное значение функции $Q(G)$, выражающей суммарные экономические затраты.

Для разработки мероприятий по снижению экологической опасности в зоне воздействия техногенных массивов в каждом конкретном случае предлагается осуществлять многовариантное сравнение результатов оценки риска для рассматриваемой ситуации с соответствующими критериями (рис. 2.).

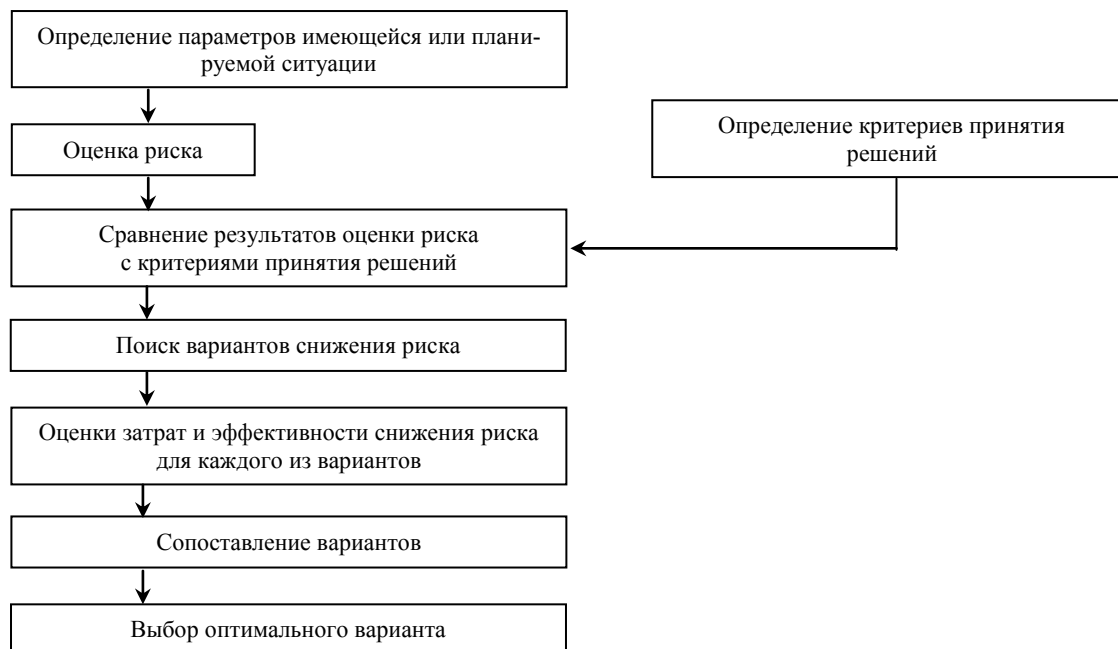


Рис. 2 Схема процесса управления риском

Выбор мероприятий обуславливается уровнем опасности техногенного массива, горно-геологическими и технологическими условиями их формирования, а также количеством средств, выделяемых на снижение экологического риска. В этой связи проводится детальное обследование территории техногенного массива с проработкой ряда вариантов.

Ниже приводится диапазон удельных затрат в странах ЕС на мероприятия по снижению экологического риска действующих и с законченным сроком эксплуатации хранилищ (табл.).

Таблица

Удельные затраты на мероприятия по снижению экологического риска в районах размещения техногенных массивов (в долларах США на квадратный метр территории техногенного массива или тонну заскладированных отходов)

Мероприятия	Диапазон затрат
Обследование техногенного массива	0,2-0,6 \$/м ²
Изоляция техногенного массива:	
экранирование дна	300-1200 \$/м ²
экранирование стенок	40-150 \$/м ²
поверхностное экранирование	50-180 \$/м ²
иммобилизация отходов	25-100 \$/т
Ликвидация загрязнений:	
экстракция и промывка	40-400 \$/т
биологические методы	50-500 \$/т
перемещение свалок	20-100 \$/т

После этого сравнения находят варианты снижения риска, каждый из которых оценивается с учетом затрат на его реализацию. Оценка вариантов является итеративной операцией, она повторяется до тех пор, пока не будет выбрано оптимальное решение. Снижение риска техногенного воздействия хранилищ отходов на окружающую их среду может быть достигнуто мероприятиями, направленными на повышение защищенности природных вод, атмосферного воздуха, через которые происходит миграция загрязняющих компонентов, что достигается созданием дренажно-защитных сооружений (до или в процессе складирования отходов) и поверхностного экранирования техногенных отложений (после окончания складирования).

Выбор мероприятий обуславливается уровнем опасности техногенного массива, горно-геологическими и технологическими условиями их формирования, а также количеством средств, выделяемых на снижение экологического риска. В этой связи проводится детальное обследование территории техногенного массива с проработкой ряда вариантов.

Ниже приводится диапазон удельных затрат в странах ЕС на мероприятия по снижению экологического риска действующих и с законченным сроком эксплуатации хранилищ (табл. 1).

Работы проведены при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

Литература

1. Измалков В.И., Измалков А.В. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. – СПб.: НИЦЕБ РАН, 1998.
2. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. – СПб.: Наука, 2000.

ВЛИЯНИЕ ГОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (НА ПРИМЕРЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «КОВДОРСКИЙ ГОК»)

В.А. Петрова

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

**Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
имени Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия**

Ни один вид человеческой деятельности не оказывает такого масштабного и комплексного воздействия на окружающую среду, как горное дело. В настоящее время на территории России в отвалах и хвостохранилищах накопилось около 80 млрд. т твердых отходов. Под карьерами, отвалами и хвостохранилищами заняты десятки тысяч гектаров земель, пригодных для использования в сельском и лесном хозяйстве. Осушение месторождений для последующего проведения горных работ зачастую вызывает нарушение режима подземных и поверхностных вод в радиусе нескольких десятков километров. Перенасыщение различных компонентов природой среды загрязняющими веществами может привести к экологической катастрофе. Причем, в зоне воздействия горных предприятий, в настоящее время емкость природной среды практически достигла своего максимума, поэтому сложившаяся проблема требует незамедлительного решения.

Объектом исследования в данной работе стали территории, находящиеся под воздействием производственных подразделений ОАО «Ковдорский ГОК». Горно-обогатительное предприятие ОАО «Ковдорский ГОК» работает на Ковдорском месторождении комплексных бадделейт-апатит-магнетитовых руд на юго-западе Кольского полуострова Ковдорского района.

В связи с многокомпонентным составом руд и получением из них трех видов продукции, технологический процесс обогащения рудной шихты характеризуется как весьма разветвленный и сложный в отличие от монопроизводства. На обогатительных производствах Ковдорского ГОКа сосредоточены практически все (за редким исключением) известные в мировой практике способы извлечения компонентов. В производстве железорудного концентрата применяется метод мокрой магнитной сепарации; в производстве апатитового концентрата

– флотации; в производстве бадделеитового концентрата используются гравитационные методы, флотация и магнитная сепарация. Основными объектами для размещения отходов на предприятии являются: отвалы вскрышных пород рудника, хвостохранилище обогатительного комплекса, иловые и песковые канализационные очистные сооружения (КОС).

Каждая из стадий производства концентратов, а именно: добыча, дробление, обогащение руды, размещение отходов, вносит свой вклад в ухудшение качества атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почв, растительного и животного мира. Для оценки состояния природной среды в зоне воздействия ОАО «Ковдорский ГОК» в полевой сезон 2010 года проводилось инженерно-экологическое обследование.

По имеющимся данным, общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, составляет 13139 т/год. Главным источником образования и выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является комплекс обогащения. В атмосферный воздух выбрасываются следующие вредные вещества: пыль, сернистый ангидрид, двуокись азота, окись углерода, пятиокись ванадия, двуокись циркония, сажа. В качестве очистных установок на предприятии используют: прямооточные мокрые пылеуловители (промыватели СИОТ), центробежные скрубберы, пылеуловители коагуляционные мокрые (КМП), циклоны, рукавные фильтры.

Проведенные мониторинговые исследования состояния окружающей среды свидетельствуют о том, что за пределами санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятия наблюдаются превышения предельно допустимых концентраций по двуокиси азота, окиси углерода, сернистому ангидриду на 200-300 %. Кроме того, санитарно-защитная зона проходит в черте города и составляет 500 метров. В период наблюдений наличие неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) способствовало плохому рассеянию загрязняющих веществ, что привело к увеличению приземных концентраций. В результате произошло ухудшение качества воздуха города, находящегося в непосредственной близости к комбинату. Учитывая органолептические показатели, можно было присвоить такую характеристику воздуху, как «тяжелый», то есть трудно вдыхаемый. В период наблюдений был произведен залповый выброс загрязняющих веществ (взрыв на карьере), приведший к образованию облака пыли площадью более 1 км². В результате взрыва на границе с селитебной зоной более чем в десятикратном размере были превышены предельно допустимые концентрации по пыли. Следовательно, работы на карьере, несмотря на недавно проведенное усовершенствование буровзрывных работ, являются одним из основных источников загрязняющих веществ в атмосфере. Стоит также отметить, что значительное загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате ветрового пыления отвалов и хвостохранилищ. Значительно повышается концентрация взвешенных веществ в воздухе при транспортировке, перегрузке руды и складировании полученных концентратов. Проведенные исследования указывают на необходимость повышения эффективности существующего газоочистного оборудования и внедрения нового. Совершенствование средств пылеподавления при производстве буровзрывных работ в карьере, при транспортировке и перегрузке руды, а также рекультивация отвалов не только улучшат условия труда рабочих на ГОКе, но и значительно снизят воздействие на окружающую среду.

Водная система также испытывает значительную антропогенную нагрузку от производственной деятельности ОАО «Ковдорский ГОК». В водные объекты ежегодно сбрасывается около 43 млн. м³ сточных вод, с которыми поступает: сульфатов – около 8 тыс. т, фосфатов – 11,2 т, взвешенных веществ – 216 т, нефтепродуктов – 2,2 т, СПАВ – 1,4 т, солей аммония – 11 т, нитратов – 123 т, нитритов – 2,7 т, хлоридов – 452 т, железа – 2,7 т, марганца – 11 т. Сброс сточных вод осуществляется через 6 выпусков. Часть карьерных вод сбрасывается без очистки, другая часть вместе с замазученными водами ТЭЦ сбрасывается в отстойник, где осуществляется их механическая очистка. Хвостовые воды также подвергаются механической очистке. Несовершенство водоочистных мероприятий на комбинате приводит к ухудшению качества поверхностных вод. Так, выше по течению сбросов сточных вод река Ковдора относится к 1-ой категории загрязненности ($K_3 = 13\%$), а ниже впадения реки Можель – ко 2-ой категории ($K_3 = 21\%$), что вызывает повышение загрязненности по нескольким показателям и загрязняющим веществам. Озеро Ковдору и река Можель относятся ко 2-ой категории загрязненности. Механической очистки, применяемой на предприятии в качестве основной, недостаточно, так как в результате нее качественный и количественный состав сбрасываемых сточных вод не соответствует предъявляемым требованиям. В этой связи механическую очистку предлагается проводить на комбинате в качестве предварительной. Задачи механической очистки должны заключаться в подготовке воды к физико-химической и (или) биологической очистке. Без применения новых методов очистки сточных вод достичь значений нормативно допустимых сбросов (НДС) для сульфатов, марганца, железа и ряда других веществ невозможно.

Мониторинг поверхностных вод заключался в обследовании проб воды методами ионной хроматографии и ИК-спектрометрии. Отбор проб производился из реки Верхняя Ковдора, в которую осуществляется сброс условно чистых карьерных вод. В то же время река Верхняя Ковдора является водной артерией города Ковдор. Также пробы отбирались из озера Ковдору, в которое осуществляется сброс вод из отстойника. В ходе исследований определялись концентрации следующих загрязнителей: сульфаты, хлориды, карбонаты, марганец, железо, медь и барий. Результаты проб показали, что нет превышений предельно допустимых концентраций для рыбохозяйственного водоема по меди и барию. Концентрации остальных веществ составили от 1,5 до 2,5 предельно допустимых концентраций (ПДК) для рыбохозяйственного водоема.

Деятельность горно-обогатительного комбината привела не только к появлению различных загрязнений компонентов окружающей среды, но и к образованию нарушений. Одно из наиболее значительных нарушений наблюдается в гидрогеологической обстановке района. Оно произошло в результате разработки месторождения открытым карьером. В настоящее время отметка отработки находится на горизонте минус 50 м, что ниже уровня озера Ковдору почти на 260 м. Карьер является искусственной дренажной системой, куда практически направлены все потоки подземных вод и атмосферных осадков с окружающей водосборной площади. В карьер разгружаются подрусловые потоки ручьев и река Верхняя Ковдора, протекают инфильтрующиеся в силу большой разницы в отметках

воды озера Ковдоро в восточном борту карьера и хвостохранилища в южном борту. Вблизи карьера произошло снижение статического уровня подземных вод на десятки метров (до 40-50 м), значительно увеличились гидравлические уклоны депрессионной поверхности подземных вод и возросли скорости фильтрации. В настоящее время максимальный гидравлический градиент на западном фланге месторождения составляет 0,020, а на восточном 0,065, что свидетельствует о том, что на востоке очаги питания и разгрузки расположены рядом. Источником питания стало озеро Ковдоро, разгрузки – карьер. Таким образом, в связи с разработкой карьера ниже базиса эрозии, поверхностные водотоки и водоемы (озеро Ковдоро, река Ковдора и ее притоки) превратились из зон разгрузки в источники питания подземных вод. На нарушении гидрогеологической обстановки антропогенное воздействие на подземные воды не закончено. Подземные воды претерпевают не только изменения в количественном составе, но и в качественном. Ярким примером загрязнения подземных вод может служить инфильтрация дренажных вод с территории хвостохранилища.

Стоит отметить, что на территории воздействия предприятия существует угроза загрязнения почв марганцем и барием. Анализ проб почв показал, что предельно допустимый уровень превышен в 4-6 раз. Такие техногенные аномалии почв образуются в результате как косвенного, так и прямого воздействия. Косвенное загрязнение происходит при выпадении техногенных выбросов с осадками, а прямое – при непосредственном осаждении выбросов под действием гравитационных сил. Следовательно, природоохранные мероприятия, направленные на улучшение качества атмосферного воздуха, приведут и к улучшению состояния почв.

Таким образом, проведение мониторинга на территории воздействия ОАО «Ковдорский ГОК» подтвердило наличие существенной нагрузки деятельности горной промышленности на окружающую среду. Улучшение состояния компонентов природной среды может быть достигнуто при внедрении экологически эффективных и экономически выгодных природоохранных мероприятий.

Работа проведена при поддержке федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЧВ Г. УСТЬ-КАМЕНОГОРСКА

Л.А. Петрова

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Являясь одним из крупнейших промышленных центров Республики Казахстан, Усть-Каменогорск характеризуется всеми признаками неблагоприятного экологического состояния, которые обычно свойственны современным промышленным городам. Сложившийся чрезвычайно высокий уровень техногенной нагрузки на окружающую среду и неблагоприятные природно-климатические особенности района обусловили значительные негативные изменения экологии и здоровья населения города.

Усть-Каменогорск характеризуется наличием большого числа техногенных загрязнителей, среди которых можно выделить промышленные предприятия, транспорт, сельхозпредприятия, автозаправки, предприятия пищевой отрасли, частный жилой сектор, свалки твердых бытовых отходов. Основное воздействие на окружающую среду оказывают промышленные предприятия и транспорт. Среди промышленных предприятий главными загрязнителями являются УК МП ОАО «Казцинк», ОАО «АЭС Усть-Каменогорская ТЭЦ», АО УМЗ, ОАО УК ТМК. Производственные площадки находятся в черте города Усть-Каменогорска в пределах Северной промзоны. Все три производства имеют общую инфраструктуру.

Основной особенностью расположения крупных объектов на территории города является тесное пространственное совмещение промышленных и селитебных зон, что неблагоприятно сказывается на экологической ситуации в зоне жилой застройки.

УК МК АО «Казцинк» – крупный интегрированный производитель цинка с большой долей сопутствующего выпуска меди, драгоценных металлов и свинца, вносящий большой вклад в загрязнение окружающей среды.

Антропогенная нагрузка от деятельности ТЭЦ складывается из отрицательного воздействия как непосредственных выбросов вредных веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водоемы, так и за счет складированных золошлаковых отходов [1].

Почвы как депонирующий компонент окружающей среды, отражают загрязнение атмосферного воздуха за многолетний период. Полувековая деятельность УК СЦК, УМЗ, ТМК, предприятий теплоэнергетического комплекса, авто- и железнодорожного транспорта и других, более мелких производств, привела к интенсивному загрязнению почв практически на всей исследованной территории. Для территории Усть-Каменогорска, характеризующейся степными ландшафтами со щелочной реакцией почвенного покрова ($pH > 7$), депонирующие свойства почв проявляются особенно ярко.

Основными антропогенными источниками поступления микроэлементов в почву являются: выпадение тяжелых металлов, в т.ч. радионуклидов из атмосферы; поступление тяжелых металлов с поливными водами; поступления из применяемых минеральных удобрений и пестицидов; поступление микроэлементов с органическими удобрениями (торф, сапропели и т.д.); поступление тяжелых металлов с отходами промышленного производства (шлак, зола и т.д.), бытовым мусором.

Важным источником загрязнения ртутью окружающей среды являются предприятия цветной металлургии. Ввиду того, что ртуть является обязательным компонентом многих типов руд цветных, редких и благород-

ных металлов, в процессе их добычи, обогащения и металлургического передела она высвобождается в окружающую среду [3].

Содержание ртути в изученных автором пробах колеблется от 58 до 1748 нг/г, среднее – 575 нг/г. Наибольшее ртутное загрязнение среди исследованных проб свыше 1000 нг/г представлено в точках с номерами проб 19, 17, 7, 37. Максимум в точке № 37 составляет 1748 нг/г, но без превышения ПДК (2100 нг/г). Но, тем не менее, эти участки можно отнести к районам с высоким ртутным загрязнением. Все указанные точки находятся в районе санитарно-защитной зоны промышленных предприятий г. Усть-Каменогорска.

В общем случае распределение ртути и ее соединений в окружающей среде обусловлено деятельностью природных и техногенных, связанных с деятельностью человека, источников. Существующий в природе глобальный круговорот ртути в большей степени определяется ее поступлением из природных источников. Техногенные источники, рассматриваемые в настоящей работе, являются наиболее важными с позиций локального загрязнения среды обитания человека этим токсичным элементом.

Многолетняя деятельность промпредприятий отрицательно сказалась на экологическом состоянии города. На обследованной территории (свыше 260 кв. км), включающей селитебно-промышленную зону, ближние пригороды и окраины областного центра, все компоненты окружающей среды загрязнены тяжелыми металлами (далее ТМ) с той или иной интенсивностью. По результатам ранее проведенных работ (1990-1992 г.г.) здесь наметились три качественно различных аэротехногенных потока загрязняющих веществ:

- ТМ полиметаллической группы – Pb, Zn, Ag, As, Sb, Cd, Bi, Hg, Mo, Ba. Главным источником загрязнения являлся УК «Казцинк»;
- ТМ редкометальной группы – Sn, Be, Zr, Nb. Источником этих элементов служит, вероятно, УМЗ;
- ТМ группы железа – Ti, V. Зафиксированы только в снеговом покрове в Согринском шлейфе. Наиболее вероятный источник – УК ТМК.

Загрязнение окружающей среды ТМ, обусловленное деятельностью более мелких производств, включая теплоэнергетический комплекс и автотранспорт, затухает токсикантами указанных потоков и не поддается расшифровке.

Исследования почв показали наличие техногенных геохимических аномалий. При этом выявлено, что техногенная составляющая геохимического поля локализуется в верхнем почвенном горизонте (0-5 см), в котором происходит накопление свинца, меди, цинка, ртути, мышьяка и других тяжелых металлов.

Наибольшее загрязнение отмечено в северо-западном направлении и представлено цинком, свинцом, медью и кадмием. В зоне радиусом 5 км от СЦК содержание свинца в почве (по данным 10 проб) составило 6 ПДК, цинка – 16 ПДК, меди 2 ПДК. До 70 % металлов в почве находится в подвижной форме [2].

Приводимые данные свидетельствуют, что геохимическая ситуация в городе Усть-Каменогорск, требует пристального внимания специалистов и принятия ряда первоочередных мер.

Следует особое внимание обратить на «историческое загрязнение». Это, прежде всего, площадной ореол загрязнения почв ТМ, сформированный за более чем полувековую деятельность гигантов цветной металлургии, полигоны накопления отходов производства (терриконы мышьякосодержащих шлаков, золоотвалы, пруды-накопители), территории, загрязненные стойкими органическими загрязнителями. Для ликвидации исторических загрязнений необходима гибкая государственная программа, способная стимулировать реабилитационные мероприятия и утилизацию отходов, накопленных в советскую эпоху.

Литература

1. Комплексная оценка экологии и здоровья населения промышленного города / Самакова А.Б, Белоног А.А, Якупов В.С. и др. – Алматы, 2005. – 300 с.
2. Отчет по теме: «Проведение комплексного геоэкологического исследования территории и здоровья населения г. Усть-Каменогорска в 2004 г.», Усть-Каменогорск, 2004 г. Фонды АО ИГН.
3. Рихванов Л.П., Осипова Н.А., Петрова Л.А. Ртуть в почвах Томского региона // Ртуть в биосфере: эколого-геохимические аспекты: Мат. Международного симпозиума – М.: ГЕОХИ РАН, 2010. – С. 200 – 202.

КОМПЛЕКСНЫЙ СПОСОБ БЕЗРЕАГЕНТНОЙ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД И БРИКЕТИРОВАНИЯ ИЛА

М.В. Потокина

Научные руководители профессор В.В. Сенкус, профессор Б.М. Стефонюк
Кемеровский государственный университет (филиал), г. Новокузнецк, Россия

Масштабы загрязнения и истощения водных ресурсов в настоящее время приняли угрожающий характер. Остро встает проблема нехватки пресной воды в густонаселенных районах, крупных промышленных центрах, в местах орошаемого земледелия. Отсутствие чистой питьевой воды, загрязнение водоемов являются причиной многих заболеваний человека, губительно сказываются на животном и растительном мире.

Важнейшими технологическими мерами охраны водных ресурсов являются совершенствование технологий производства, внедрение безотходных технологий. Поскольку избежать полностью загрязнения воды невозможно, применяются различные методы и способы очистки сточных вод от загрязнений.

Комплексный способ безреагентной очистки сточных вод и брикетирования ила, включающий подвод стоков в отстойник с механизированной выгрузкой, обезвоживание, брикетирование и обеззараживание осевше-

го ила, отвод очищенной воды из отстойника, очистку стоков от различных видов загрязняющих веществ с использованием безреагентных способов и технических устройств очистки и аккумуляции воды, отличается тем, что способ разделен в пространстве и во времени на две стадии: грубой и тонкой очистки воды. Первую стадию очистки реализуют последовательными процессами: распределенного сброса воды в поверхностный слой воды механизированного отстойника; разделения взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей по плотности выше и ниже плотности воды; аккумуляции и удержание взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей с плотностью ниже воды в верхнем слое потока; перепуска взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей с плотностью выше воды на дно отстойника; интенсивного осаждения взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей с плотностью выше воды на дно отстойника; физико-электрической обработки и изменения молекулярной структуры воды; осаждения тонкодисперсных взвешенных частиц и поддержания ламинарного движения потока воды и ее уровня путем последовательной установки касетных технических средств по длине отстойника с механизированной выгрузкой осевшего ила скребковым обезвоживающим конвейером в смеситель, куда добавляют связующее, наполнитель и нейтрализатор, перемешивают и подвергают прессованию, а полученные брикеты обеззараживают в печах СВЧ. Вторую стадию очистки воды реализуют каскадом технических устройств обеспечивающих дополнительную физико-электрическую обработку, изменение структуры и закрепления «памяти» воды, механическую очистку от взвешенных частиц, аэрацию и озонирование воды, рассредоточенный сбор осевшего в устройствах ила, который возвращают в отстойник с механизированной выгрузкой ила первой стадии очистки воды.

Распределенный сброс в отстойник с механизированной выгрузкой производят плоской струей с трамплина в верхний слой воды для погашения энергии потока в направлении движения воды в отстойнике, где на расстоянии 3-5 м установлена водонепроницаемая поперечная перемычка, обеспечивающая одновременное ведение процессов: разделения взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей по плотности выше и ниже плотности воды; аккумуляции и удержания взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей в верхнем слое потока воды с плотностью ниже воды; перепуска взвешенных частиц и несмешиваемых жидкостей с плотностью выше воды под нижней своей кромкой на дно отстойника.

За водонепроницаемой перемычкой на расстоянии не более 0,5 м устанавливают последовательно и касетно каскад наклонных устройств для очистки воды типа «жалюзи», обеспечивающих интенсивное осаждение взвешенных частиц и несмешиваемой жидкости с плотностью выше воды на дно отстойника с механизированной выгрузкой ила.

За каскадом наклонных устройств для очистки воды типа «жалюзи» на расстоянии не более 0,5 м друг от друга устанавливают, электроды устройств физико-электрической обработки воды постоянным пульсирующим током, изменяющим молекулярную структуру воды и ионов загрязняющих химических веществ, насыщая их орбиты недостающими электронами, при этом устройства физико-электрической обработки через каждые 60 минут меняют полярность электродов.

За каскадом устройств физико-электрической обработки воды постоянным пульсирующим током устанавливают каскад тонкослойных осветлителей на расстоянии не более 0,2 м между собой до затопленного конца скребкового обезвоживающего конвейера.

За скребковым обезвоживающим конвейером устанавливают касетно устройство для перепуска воды, работающее по принципу сообщающихся сосудов, разделяющее в отстойнике с механизированной очисткой рабочую и аккумулирующие зоны, имеющее на центральной перегородке продольное отверстие выше уровня воды в отстойнике для перепуска воды верхом, свидетельствующее о необходимости очистки устройства.

Для поддержания ламинарного потока воды и ее уровня на выходе отстойника с механизированной выгрузкой ила, в зоне, где аккумулируют очищенную воду и устанавливают устройство для сброса и регулирования глубины забора воды и аварий водосброс, через которые воду самотеком или насосами подают в промежуточный отстойник, служащий для согласования производительности очистки воды первой и второй стадий и имеющий по длине конусные днища, отделенные от отстойника решетками.

Вторую стадию очистки воды реализуют каскадом автономных устройств, собранных в систему с помощью трубопроводов и воздухопроводов с запорной арматурой, обеспечивающих физико-электрическую обработку воды, механическую ее очистку, аэрацию и озонирование, для закрепления молекулярной структуры воды, удаления растворенных газов, органических веществ и насыщения очищенной воды кислородом, а так же брикетирования обезвоженного осевшего ила.

В автономное устройство физико-электрической обработки воды, представляющее емкость, внутри которой располагают электроды, с конусным днищем, отделенным от емкости решеткой, а воду в устройство подают насосами из промежуточного отстойника первой стадии под давлением 0,5-1,0 МПа для увеличения производительности второй ступени.

В автономное устройство механической очистки воды, представляющее закрытый желоб, имеющий наклон 15-25°, внутри которого располагают устройство для очистки воды типа «жалюзи», пластины которого закреплены шарнирно и могут колебаться с амплитудой на концах пластин 3-5 мм, с конусным днищем, отделенным от емкости решеткой, а вода поступает из автономного устройств физико-электрической обработки воды под давлением 0,5-1,0 МПа.

В автономное устройство аэрации, представляющее емкость, внутри которой располагают форсунки для диспергации воды, с конусным днищем и отделенным от емкости решеткой, при этом над решеткой днища располагают воздухопровод, соединенный с вентилятором, имеющим эжектор для подачи избытка озона от реактора, а наверху устройства имеется труба для отвода газов, а вода в устройство поступает под давлением 0,5-1,0 МПа из устройства механической очистки воды.

В автономное устройство озонирования, представляющее емкость, над которой располагают генератор озона, с конусным днищем и отделенным от емкости решеткой, при этом камера озонирования располагают внутри емкости, а его избыток подают через дроссель из камеры озонирования на эжектор входа вентилятора аэрации, а вода в устройство поступает из устройства аэрации воды под давлением 0,5-1,0 МПа.

В автономное устройство физико-электрической обработки воды, представляющее V – образную емкость, внутри которой располагают электроды и тонкослойный осветлитель, с конусными днищами, отделенным от емкости решеткой, при этом пластины тонкослойного осветлителя закреплены шарнирно и подвижно с амплитудой колебания на концах 2-3 мм и имеют нейтральной покрытие, для предотвращения налипания взвешенных частиц и ионов химических веществ, а воду в устройство подают из устройства озонирования под давлением 0,5-1,0 МПа.

Промежуточный отстойник и автономные устройства очистки воды второй ступени имеют конусные днища с углом наклона стенок 55° к горизонтальной плоскости, соединенные трубопроводами с запорной арматурой со шламовым насосом для откачки осевшего ила, и отделенные от емкости решетками, выполненными в виде жалюзи с углом наклона пластин 45-55 ° навстречу потоку воды.

Воду из промежуточного отстойника используют для технических нужд, а воду второй стадии используют в хозяйственно-бытовых целях и/или сбрасывают во внешние водоемы.

Обезвоженный на скребковом конвейере ил в контейнерах с влажностью 20-30 % подает в смеситель, куда добавляют, %масс.: связующее 5-10, наполнитель 20-30 и нейтрализатор 5-10, массу перемешивают и подвергают прессованию, а полученные брикеты обеззараживают в печах СВЧ 3-4 мин. путем нагрева их до температуры 100-200 °С.

Комплексный способ безреагентной очистки сточных вод и брикетирования ила, позволяет производить очистку сточных вод до уровня ПДК, а также утилизировать осадки сточных вод.

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИТНОГО ХИНГИДРОННОГО ДАТЧИКА ДЛЯ МОНИТОРИНГА Ph ПРИРОДНЫХ ВОД

Т.А. Раденков

Научные руководитель профессор С.В. Романенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

pH-метрия является на данный момент неотъемлемой частью научной деятельности в самых различных сферах. pH-метрия широко применяется в научно-исследовательской практике химиков, микробиологов, почвоведов и агрохимиков в различных лабораториях как стационарных, так и передвижных, в том числе полевых. Измерение pH используется во многих производствах, где необходим контроль среды, так как во многих случаях pH является универсальным показателем состояния среды.

Электрохимические методы анализа (электроанализ), в основе которых лежат электрохимические процессы, занимают достойное место среди методов контроля состояния окружающей среды, так как способны обеспечить определение огромного числа как неорганических, так и органических экологически опасных веществ. Для них характерны высокая чувствительность и селективность, быстрота отклика на изменение состава анализируемого объекта, легкость автоматизации и возможность дистанционного управления. И наконец, они не требуют дорогостоящего аналитического оборудования и могут применяться в лабораторных, производственных и полевых условиях. Непосредственное отношение к рассматриваемой проблеме имеет потенциометрия.

Потенциометрические методы анализа известны с конца прошлого века, когда Нернст вывел (1889) известное уравнение, а Беренд сообщил (1883) о первом потенциометрическом титровании.

Потенциал электрода E связан с активностью и концентрацией веществ, участвующих в электродном процессе, уравнением Нернста:

$$E = E^{\circ} + \frac{RT}{nF} \ln \frac{a_{\text{ox}}}{a_{\text{red}}} = E^{\circ} + \frac{RT}{nF} \ln \frac{[\text{ox}] \gamma_{\text{ox}}}{[\text{red}] \gamma_{\text{red}}}$$

где E° – стандартный потенциал редокс-системы; R – универсальная газовая постоянная, равная 8,312 Дж/(моль К); T – абсолютная температура, К; F – постоянная Фарадея, равная 96485 Кл/моль; n – число электронов, принимающих участие в электродной реакции; a_{ox} , a_{red} – активности соответственно окисленной и восстановленной форм редокс-системы; $[\text{ox}]$, $[\text{red}]$ — их молярные концентрации; γ_{ox} , γ_{red} – коэффициенты активности.

Интенсивное развитие потенциометрии в последние годы связано, главным образом, с появлением разнообразных типов ионоселективных электродов, позволяющих проводить прямые определения концентрации многих ионов в растворе, и успехами в конструировании и массовом выпуске приборов для потенциометрических измерений.

В настоящее время существует достаточно оборудования для pH-метрии. Функциональность этого оборудования также не вызывает претензий. Но существует проблема, заключающаяся в датчиках pH (электродах).

Оптимальный подбор электродов для выполнения конкретной задачи достаточно сложная проблема. Необходимо учесть множество факторов, таких как:

1. Параметры анализируемой среды.
 - диапазон концентраций анализируемого иона;
 - температура и диапазон ее изменения, если она переменная;
 - наличие мешающих ионов;

- наличие веществ, агрессивных к материалу электрода;
- ограничения на объем пробы;
- физическое состояние анализируемого материала;
- 2. Методика анализа.
 - метод — прямая потенциометрия, потенциометрическое титрование или метод добавок;
 - режим измерений — непрерывный или периодический;
- 3. Точность измерений.
- 4. Требования и ограничения со стороны применяемых измерительных приборов и прочего оборудования.
 - габаритные размеры электродов;
 - конфигурация электродов и форма чувствительной мембраны;
 - длина соединительного кабеля и тип разъема.

Таким образом, задача выбора электродов сводится к поиску электродов, параметры которых удовлетворяют перечисленным требованиям и условиям. Задача осложнена тем, что некоторые из них взаимосвязаны. В том случае, если таких электродов нет, необходим поиск компромиссного варианта или другой метод измерения.

Одним из наиболее распространённых pH датчиков является стеклянный электрод. Он представляет собой мембранный ионоселективный электрод, являющийся частью гальванического элемента. Электрический потенциал электродной системы в растворе чувствителен к изменению содержания определённого вида ионов, что выражается в зависимости электродвижущей силы (ЭДС) гальванического элемента от концентрации этих ионов. Данный pH датчик имеет ряд недостатков: хрупкость, достаточно долгое установление равновесного значения потенциала (несколько минут), высокое внутреннее сопротивление (от десятков до сотен МОм).

Меньшее распространение получил хингидронный электрод. Хингидрон – слабо растворимое эквимолекулярное соединение хинона $\text{OC}_6\text{H}_4\text{O}$ и гидрохинона $\text{HOC}_6\text{H}_4\text{OH}$. Эти вещества образуют с ионами водорода обратимую окислительно-восстановительную систему. Хингидронный электрод имеет ряд достоинств. Он прост по устройству и приходит к равновесию быстрее, чем стеклянный электрод. Его можно применять на воздухе. Он применим во многих неводных и смешанных средах, включая водно-этанольные растворители, ацетон, фенолы и муравьиную кислоту. Основным недостатком хингидронного электрода является ограничение диапазона измерений растворами со значением pH, меньше 8. Это ограничение связано с изменением растворимости гидрохинона в щелочных растворах и его селективным растворением из хингидрона.

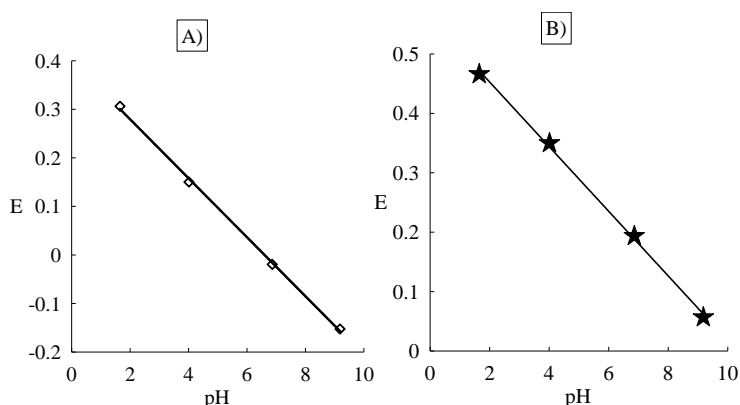


Рис. А) использовался стеклянный электрод, и хлоридсеребряный, как электрод сравнения. В) стеклянный электрод был заменён на хингидроуглеродистый.

Было проведено исследование хингидронного электрода, которое предполагало решение вышеупомянутых проблем.

Данное ограничение может быть снято использованием ненасыщенных растворов хингидрона, что позволяет увеличить диапазон применения электрода в щелочной области. Ключевым моментом является дозировка хингидрона в исследуемый раствор.

Из литературы известно использование композитных датчиков. Проводились исследование pH датчика на основе антрахинона и фенантренхинона в эпоксидной матрице [2]. Было отмечено, что датчик работает в широком диапазоне температур. В отличие от нашего исследования инструментом анализа являлась вольтамперометрия.

В целях улучшения электропроводности при создании композитного датчика использовался графит. Используя эпоксидную матрицу, удалось добиться прочности, и возможности дозировки растворяемого хингидрона. Важным моментом является процесс подготовки датчика к работе. Единственный этап подготовки - обновление поверхности электрода (любым абразивным материалом).

В результате был разработан композитный хингидроуглеродистый датчик для измерения pH природных вод. Как видно на рисунке, новый датчик обладает такой же линейностью показаний, как и стеклянный электрод. Это важно для калибровки по какому-либо значению pH.

Новый датчик обладает повышенными прочностными характеристиками, высокой чувствительностью, повышенным диапазоном измерений в щелочную сторону по сравнению с классическим хингидронным электродом, лёгкостью использования, отсутствием специальных требований к условиям хранения и транспортировки.

Литература

1. Воскресенский П.И. Техника лабораторных работ. – М.: Химия, 1962.
2. Дарст Р. Ионоселективные электроды. – М.: Мир, 1972.
3. Определение pH. Теория и практика: пер. с англ. / Р.Г. Бейтс. – Л.: Химия, 1968. – 398 с.
4. Перельман В.И. Краткий справочник химика. – М.: Химия, 1964.
5. Triple component carbon epoxy pH probe. Nathan S. Lawrence, Markus Pagels, Simon F.J. Hackett, Sean McCormack, Andrew Meredith, Timothy G.J. Jones, Gregory G. Wildgoose, Richard G. Compton. *Electroanalysis*. – 2007. – № 19. – P. 424 – 428.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ УРАНА В ПИТЬЕВОЙ ВОДЕ Г.ПАВЛОДАРА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Д.И. Редькина¹, Н.П. Корогод², Ш.Ж. Усенова²

Научные руководители доцент Н.А. Осипова¹, доцент Н.В. Барановская¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия¹

²Павлодарский государственный педагогический институт, Казахстан

Цель данного исследования – изучение содержания урана в питьевой воде г. Павлодара и его окрестностей.

Питьевая вода – один из основных поставщиков микроэлементов в организм человека, наряду продуктами питания и вдыхаемым воздухом. Растворенные в воде вещества легко усваиваются организмом и от их количества зачастую зависит состояние здоровья человека. Актуальность нашей работы обусловлена тем, что содержание урана в водах определялось в основном с целью поисковой геохимии в геологических изысканиях и несмотря на имеющуюся в литературе обширную информацию по этому вопросу, исследования изменений его концентраций в питьевой воде из разных водоносных горизонтов остаются значимыми. Практические результаты работы могут быть полезны как в рамках геологии так и в геоэкологии, а так же медицине.

Нами изучено содержание урана в 49 пробах питьевой воды, отобранной из централизованных источников (башни, забор воды с глубины 150 – 200м), так и частных колодцев и колонок (забор воды из глубины 10 – 12м).

Определение урана проводили методом флуоресценции. Флуоресцентные методы анализа в настоящее время находят широкое применение для аналитического определения урана. Метод основан на яркой люминесценции иона UO_2^{+2} при возбуждении ультрафиолетовым излучением. Этот метод является очень специфичным и одним из наиболее чувствительных методов определения этого элемента.

Концентрацию урана в растворах определяют методом измерения интенсивности замедленной флуоресценции уранил-ионов при длине волны 530 нм при ее возбуждении ультрафиолетовым излучением. Для усиления люминесценции в раствор вводят полисиликат натрия (рН 8 -10).

Результаты анализа приведены на рисунке 1. В результате исследований было установлено, что среднее содержание урана в пробах воды централизованного водоснабжения составляет $0,24 \pm 0,12$ мкг/л. Картина варьирования урана в воде из колодцев хорошо видна начиная с пробы № 28, значения элемента на порядки выше по сравнению с глубокими горизонтами и достигает в отдельных пробах более 8 мкг/л.

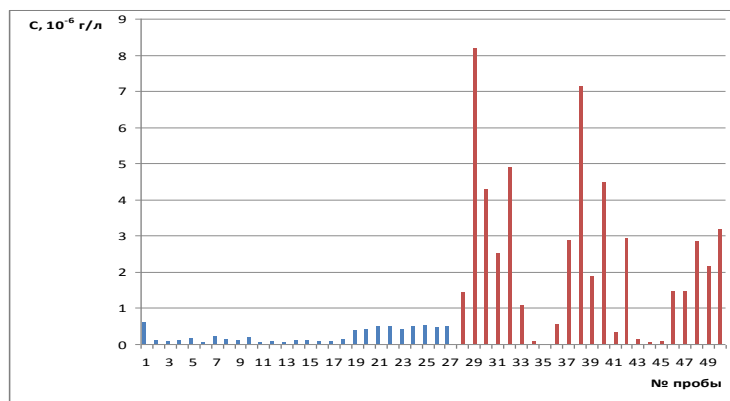


Рис. Содержание урана в питьевой воде г. Павлодара (пробы № 1-27) и его пригорода (пробы 28-49).

Необходимо отметить, что различие в содержании этого элемента в зависимости от глубины залегания вод известны и представлены в исследованиях Л.С. Евсеевой и А.И. Перельмана (1962), С.Л Шварцева (1998) и

др. Воды верхних горизонтов характеризуются зависимостью их химизма от атмосферы, влиянием поверхностных вод и климатических факторов. Их легкая проницаемость создает вероятность привноса урана с атмосферными осадками, поверхностными водами, которые могут быть весьма неоднородны по содержанию элемента вследствие техногенного загрязнения и работы микроорганизмов. Отчетливо просматривается зависимость между содержанием урана в водах и ее минерализацией (чем больше минерализация, тем выше содержание урана в водах).

Для глубоко залегающих вод основное поступление урана связано не с аэрозольными выпадениями, а обусловлено заимствованием его из вмещающих пород.

Согласно литературным данным, в подземных водах содержание урана подвержено большим колебаниям – от 0.1 микрограмм на литр, до 2,5 грамм в литре [2]. В районах с фоновым его содержанием в породах, с нормальными значениями рН и умеренным климатом они обычно низкие. Содержание урана в хлоридных водах более высокое.

Миграция урана в природных водах определяется его формой содержания. В зависимости от этого фактора будет определяться эффект его воздействия на организм человека. Миграционная способность растворенных соединений урана в значительной степени определяется такими факторами как величина рН воды, ионная сила, продолжительность времени пребывания вещества в воде, однако главную роль играет форма поступающего в воду элемента.

Причины повышенного содержания урана в воде децентрализованного водоснабжения еще предстоит выяснить. Однако следует отметить, что в волосах детей, проживающих в этой местности, также отмечено повышенное содержание урана.

Литература

1. Титаева Н.А. Ядерная геохимия. МГУ, 2000. – 336 с.
2. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. Книга 6. Редкие f-элементы – М.: Экология, 1997. – 607 с.
3. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М., Недра, 1998 – 366 с.
4. Арбузов С.И., Рихванов Л.П. Геохимия радиоактивных элементов. Учебное пособие. – Томск, 2009. – 315 с.
5. Корогод Н.П. Оценка качества урбоэкосистемы в условиях г. Павлодара по данным элементного состава волос детей. автореф. дис. к.б.н., Томск, 2010. – 23 с.
6. Евсеева Л.С., Перельман А.И. Геохимия урана в зоне гипергенеза – Москва: Государственное издательство литературы в области атомной науки и техники, 1962 – 239с.

БИОПОЛИМЕРЫ – МНОГООБЕЩАЮЩЕЕ НАПРАВЛЕНИЕ В ПРОИЗВОДСТВЕ ПЛАСТИКОВ

Н.И. Самоний

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Трудно переоценить значение полимеров в нашей жизни. Полимеры окружают нас буквально со всех сторон: из них состоят пакеты в супермаркетах и одноразовая посуда, корпуса телефонов и другой бытовой техники, автомобильные шины и оконные рамы. Это важнейший материал, из которого сделаны постоянно используемые нами предметы.

Широкое применение некоторых синтетических полимеров, например, полиэтилена, сопряжено с необходимостью их утилизации. Известно, что разложение обычного полиэтилена под воздействием света и кислорода может длиться не одну сотню лет. Утилизация полиэтиленовой упаковки и изделий из других синтетических полимеров – одна из глобальных проблем современности. Существующие способы переработки таких полимеров не совершенны, в связи с этим ряду стран пришлось ограничить их производство.

Некоторые полимеры обладают уникальными свойствами – способностью к биоразложению и биологической совместимостью, что делает их предпочтительным, а в отдельных случаях незаменимым материалом во многих отраслях, и позволяет постепенно завоевывать рынок, вытесняя полимерные материалы, не обладающие данными свойствами.

Применение биоразлагаемых полимеров в упаковочной и пищевой промышленности позволяет решить проблему утилизации упаковки, сводя к минимуму вредное влияние на окружающую среду. Сегодня такие технологии разрабатывают ведущие университеты мира и внедряют крупнейшие компании – производители упаковки.

Термин биоразлагаемые пластики включает в себя широкую гамму полимеров, способных при соответствующих условиях разлагаться на безвредные для природы компоненты. В их производстве используются обновляемые ресурсы, то есть вещества, образующиеся в растениях в процессе фотосинтеза. После использования такие материалы могут быть превращены в компост и с помощью микроорганизмов или других природных факторов переработаны в начальные продукты – воду и диоксид углерода. Материалы из биоразлагаемых полимеров по основным свойствам сходны с традиционными пластиками, однако имеют другие технические характеристики и возможности применения благодаря своей особой химической структуре.

На данный момент можно выделить три основных направления в разработке биоразлагаемых пластмасс: полиэфиры гидроксикарбоновых кислот; пластические массы на основе воспроизводимого природного сырья; придание промышленным полимерным материалам свойств биodeградации.

Биodeградируемые полиэфиры. Еще в 1925 году было установлено, что полигидроксимасляная кислота является питательной средой для различных микроорганизмов, разлагающих полилактид до CO_2 и H_2O . Аналогичные свойства имеют и полиэфиры других гидроксикарбоновых кислот: гликолевой, молочной, валериановой и капроновой.

В настоящее время одним из самых перспективных биоразлагаемых упаковочных пластиков считают полилактид, поскольку его можно получать как синтетическим способом, так и ферментативным брожением декстрозы сахара или мальтозы, сула зерна или картофеля. Полилактид – прозрачный бесцветный термопластичный полимер, который можно перерабатывать теми же способами, что и традиционные термопласты. Из него получают пленку, волокно, листы для термоформовки, упаковку для пищевых продуктов, имплантаты для медицины. В результате пластификации полилактид приобретает эластичность и может заменять полиэтилен, пластифицированный поливинилхлорид или полипропилен.

Природные полимеры. Обычно такие полимеры представляют собой композиционные материалы на основе крахмала, целлюлозы, хитозана или протеина, содержащие самые различные добавки. Соотношение компонентов в смеси определяет «биоразлагаемость» всей системы, физико-механические свойства и цену. Наиболее широко в качестве добавки используется крахмал. Для получения водорастворимой пленки из смеси крахмала и пектина в состав композиции вводят пластификаторы: глицерин или полиоксиэтиленгликоль. Причем, с увеличением содержания крахмала увеличивается и хрупкость пленки. Из смеси, содержащей крахмал, амилозу и незначительное количество слабых кислот, экструдированы листы – полуфабрикат для изготовления упаковки. Вспененные листы получают из композиции, содержащей гранулированный крахмал и водный раствор поливинилового спирта. Лучшие показатели прочности, гибкости и водостойкости получены на образцах, содержащих 10-30% поливинилового спирта. Такая смесь разлагается в почве за одну неделю. Вспененные изделия также производят на основе двух биоразлагаемых компонентов: крахмала и полиэфира гидроксикарбоновых кислот.

Водостойкие. Устойчивые к действию воды биоразлагаемые композиции получают из смеси эфиров крахмала и полиоксиалкиленгликоля, в которой часть полиэтиленгликоля заменяют полиоксибутиратом. Пленка на основе деструктированного крахмала, пропитанного сополимером этилена с виниловым спиртом и алифатическими полиэфирами, обладает высокой прочностью и сохраняет свои свойства при температуре $50\text{ }^\circ\text{C}$ в течение 3 месяцев. Полимеры на основе целлюлозы с эпоксидными соединениями и ангидридами дикарбоновых кислот полностью разлагаются в компосте за 4 недели. Из них делают емкости для воды, разовую посуду, пленки для мульчирования. Термоустойчивые многослойные упаковочные материалы получают из целлюлозной пленки, склеенной крахмалом с пищевой жиростойкой бумагой. Такая упаковка может использоваться при запекании продуктов. Бинарные и тройные смеси, предназначенные для формования и литья, производят из сложного эфира целлюлозы, алифатического полиэфира и биодеструктирующей добавки монокристаллической целлюлозы или крахмала в количестве не более 50 % от общей массы.

«Биовозможности» целлюлозы. Особо интересны и перспективны биоразлагаемые смеси, содержащие хитозан и целлюлозу. При содержании в такой смеси 10-20 % хитозана получается пленка с хорошей прочностью и водостойкостью, которая полностью растворяется и исчезает в почве за 2 месяца. Плотность такого пластика – $0,1-0,3\text{ г/см}^3$. Биodeградируемость пленок на основе хитозана, в зависимости от методов его обработки, может достигать 28 дней.

Биodeградируемые материалы для упаковки пищевых продуктов, парфюмерии и лекарственных препаратов также получают на основе метакрилизованного желатина. Термопластичные биоразлагаемые композиции производят и с различными видами белков: казеином, производными серина, кератиносодержащими натуральными продуктами.

Придание биоразлагаемости многотоннажным промышленным полимерам (полиэтилену, полипропилену, поливинилхлориду, полистиролу и полиэтилентерефталату) в настоящее время реализуется в трех направлениях: введение в состав пластиков веществ с функциональными группами, способствующими ускоренному фоторазложению полимера (разложение под действием света); разработка композиций многотоннажных полимеров с биоразлагаемыми природными добавками, способными инициировать распад основного полимера; синтез биоразлагаемых пластических масс на основе промышленных синтетических продуктов.

Инициатором фотораспада полиэтилена или полистирола могут быть винилкетонные мономеры. Введение их в количестве 2-5% в качестве сополимера позволяет получать пластические массы со свойствами, близкими к исходным полимерам, но разлагающимися под действием ультрафиолетового света.

При введении в полиолефиновые композиции светочувствительных добавок (дитиокарбамата железа и никеля или соответствующих пероксидов) получают пленки для мульчирования.

Целлюлозная пульпа, алкилкетоны и вещества, содержащие карбонильные группы, являются катализаторами фото- и биоразложения пленок на основе ПЭ, ПП или ПЭТ. Фото- и биоразложение таких пленок начинается через 8-12 недель, остатки пленки полностью исчезают при бороновании и запахивании, разрыхляя при этом почву.

Для снижения стоимости материалов на основе полиэфиров и полиамидов целесообразно в качестве исходного сырья применять промышленно освоенные продукты, а для их выпуска использовать свободные производственные мощности. Переработка таких композиций в конечные изделия проводится на стандартном оборудовании, что способствует быстрому промышленному освоению новых экологически безопасных полимеров и в значительной мере решает вопрос снижения их цены.

Прозрачный, хорошо формуемый биоразлагаемый сополиэфир для получения пленок и листов синтезируют полимеризацией с раскрытием цикла и переэтерификацией лактида с ароматическими полиэфирами на основе тере(изо)фталевой кислоты и алифатических диолов.

Также разработаны биоразлагаемые композиции с хорошими физико-механическими свойствами и приемлемой ценой, содержащие полиэфир-полиамидные, уретановые, карбонатные группы и фрагменты гидроксикарбоновых кислот.

Из всех перечисленных вариаций в России наиболее распространены модифицированные промышленные полимерные материалы, в то время как самыми экологичными являются пластические массы на основе возобновляемого природного сырья.

Подключение к проблеме государственных структур и заинтересованность со стороны гигантов химической промышленности дают повод говорить о больших перспективах в развитии производства биоразлагаемых полимеров, особенно в Томской области.

Литература

1. Бобович Б.Б. Переработка отходов производства и потребления: справочное издание / Б.Б. Бобович, В.В. Девяткин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2000. – 495 с.
2. Власова И.Л. Обращение с отходами производства и потребления предприятий г. Салават / И.Л. Власова // Безопасность жизнедеятельности. – М., 2004. – № 8. – С. 40 – 43.
3. Гринин А.С. Промышленные и бытовые отходы, хранение, утилизация, переработка: учебное пособие / А.С. Гринин, В.Н. Новиков. – М. ФАИР-ПРЕСС, 2002. – 336 с.
4. Самоний Н.И. Экологические проблемы утилизации полиэтиленовых материалов / Международный год планеты Земля: проблемы геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии: Матер. научной конференции по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии 23-24 декабря 2008 г., г. Томск. – Томск: Изд-во ТГАСУ, 2008. – С. 95 – 100.
5. Fritz J, Link U, Braun R. Environmental Impacts of biobased/biodegradable Packaging. – Starch, 2001. – № 53. – Pp. 105 – 109.
6. Van de Velde, K.; Kiekens, P. Biopolymers: overview of several properties and consequences on their applications. Polymer Testing. – 2002. – № 21. – Pp. 433 – 442.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ «РАСКИНО»

С.Г. Сивуха

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Проблема безопасности является актуальной в процессе работы Нефтеперекачивающей станции (НПС) «Раскино».

По результатам анализа работы НПС «Раскино» нами установлено, что главными причинами являются:

- недостаточный контроль технологических процессов;
- нарушение работы конструктивных узлов;
- человеческий фактор.

За последние три года негативными производственными факторами, вызывающие риск опасности являются:

1. Физические: получение травм от движущихся машин и механизмов, потенциальным причинителем травмы является автомобильный транспорт, спецтехника, получение травм, ожогов, отравлений при инцидентах на опасном производственном объекте причинителем данных травм и ожогов является нефтепровод, технологические трубопроводы, насосы, резервуары, емкости, газопроводы, арматура, приборы, поражение электрическим током основные причинители это электросети, электропроводка, электро-приемники, электропотребители, электрооборудование, переносные инструменты: шлифовальные машинки, электродрели, получение травм при погрузо-разгрузочных работах причинителями являются грузозахватные приспособления и тара, автокары, электрокары, стеллажи, падение груза при погрузке, разгрузке и переноске, получение травмы при падении с высоты главные причинители это площадки обслуживания задвижек, резервуаров, неисправные перила и ограждения, получение травм от разлетающихся изделий, заготовок, материалов, предметов- воздействие разлетающихся предметов из-под гусениц или колес, станки, переносной электроинструмент: шлифовальные машинки, электродрели, получение травм от подвижных частей производственного оборудования- привод насосов, вентиляторов, подвижные части станков, шлифовальные машинки и дрели, получение травмы от острых кромок, заусенцев на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования причинителем служит инструмент, кромки трубы или листового материала, стекло, ножницы и ножи, телесные повреждения от противоправных действий причинителями являются холодное оружие, твердые предметы, заболевание от повышенного уровня вибрации основными причинителями являются двигатели внутреннего сгорания, переносной электроинструмент: шлифовальные машинки, дрели, получение ожогов, заболевания, от повышенного уровня ультрафиолетовой и инфракрасной радиации – излучение дуги при электросварке, заболевание от повышенного уровня шума на рабочем месте – двигатели внутреннего сгорания, насосы, компрессоры, вентиляторы, переносной электроинструмент: дрели шлифовальные и машинки, получение обморожения от пониженной температуры поверхностей оборудования, материалов причинителями опасности является оборудования и материалы, получение травмы и заболевания при

обращении с оружием и спецсредствами причинителями является оружие и спецсредства, аварии на воздушном транспорте при выполнении служебных поездок – вертолеты, самолеты, контактные удары деталями, заготовками, элементами трубопроводов причинителями служат детали, заготовки, элементы трубопроводов, получение травм от железнодорожного транспорта – железнодорожный транспорт, получение ожогов и отравлений при пожаре на судне причинителями являются топливное оборудование.

2. Химические: ожоги и отравления от воздействия химических факторов – лабораторное оборудование и приборы, топливное оборудование, приготовление композитных составов, изоляционные работы, пищевые отравления причинителями являются некачественные продукты, питание в сухомятку, питание домашними заготовками, прием пищи на рабочих местах, получение ожогов от повышенной температуры поверхностей оборудования, материалов, воды причинителями служат горячая вода, пар, нагретая поверхность металла после сварки, двигатели внутреннего сгорания, получение заболевания от повышенной загазованности воздуха рабочей зоны причинителями являются разгерметизация оборудования и нефтепровода при ремонте объектов МН, проведение анализа воздушной среды, отбор проб нефти, выполнение анализа нефти, выделение аэрозолей при сварке, выхлоп из двигателей внутреннего сгорания, топливная аппаратура.

3. Природные: получение обморожения от пониженной температуры воздуха рабочей зоны – это происходит в следствии неблагоприятных климатических условий, получение травм при гололеде происходит в результате ледяной поверхности дорог и пешеходных дорожек, наледи на ступенях и лестницах, переходных мостиках, утопление причинителем являются водоёмы, получение травм от обрушения грунта в данной ситуации причинителями будут служить грунт, камни, незакрепленные шпунты.

4. Биологические: получение заболевания от укусов кровососущих насекомых в данном случае причинителем являются клещи, получение травмы, заболевания от укусов животных причинителями являются служебные и бродячие собаки;

Для предотвращения данных негативных производственных факторов необходимо проводить производственный экологический контроль (ПЭК) в соответствии с действующими нормативными документами.

Целями ПЭК являются: выполнение требований природоохранного законодательства Российской Федерации и её субъектов, соблюдение установленных нормативов воздействия на окружающую среду, лимитов использования природных ресурсов, нормативов качества окружающей природной среды в зоне влияния предприятия.

К основным задачам ПЭК относятся: проверка соблюдения требований, условий, ограничений, установленных законодательством, нормативными правовыми актами и иными документами в области охраны окружающей среды, контроль за соблюдением нормативов и лимитов всех видов воздействия, установленных соответствующими лицензиями и разрешениями, постоянный контроль за технологией производства работ, предупреждение и оперативное устранение вреда, причиняемого окружающей среде деятельностью предприятия, повышение эффективности использования сырьевых и энергетических ресурсов (сбережения, использования вторичных и нетрадиционных ресурсов, повторное использование), организация и обеспечение деятельности по предупреждению аварий и аварийных ситуаций, деятельности в условиях аварий, ведение экологической документации предприятия, в том числе экологических паспортов, оперативное и своевременное предоставление информации, предусмотренной государственной статистической отчетностью, системой государственного экологического мониторинга, экологическое информирование и образования персонала.

ПЭК предназначен для решения задач: поддержание текучей экологической производственной деятельности путём оперативного выявления отклонений нормируемых параметров негативного воздействия на окружающую среду, обеспечение общей безопасности производства и соблюдения технологических регламентов путём косвенного выявления отклонений технологических параметров работ оборудования, информационная поддержка планирования природоохранных и осуществления иных мероприятий, в частности инвентаризации воздействий и разработки природоохранных нормативов, а также оформления государственной статистической отчетности, обеспечение объективности платежей за негативное воздействие на окружающую среду, оценка эффективности природоохранных мероприятий.

А порядок проведения ПЭК определяется программами проверок, планами природоохранных мероприятий и другой нормативно-методической документацией. Он осуществляется отделом экологической безопасности аппарата управления Общества или инженерами ООС филиалов Общества с привлечением и других специалистов, ответственных за этот участок работы (руководителей подразделений, ведущими специалистами).

ПЭК в филиалах и структурных подразделениях Общества осуществляется за выполнением и соблюдением требований законодательства об охране окружающей среды, выполнением природоохранных мероприятий, выполнением предписаний и рекомендаций специально уполномоченных государственных органов в области и охраны окружающей природной среды, соблюдением требований рационального природопользования, обращением с опасными веществами, состоянием окружающей среды в зоне воздействия на неё хозяйственной и иной деятельности предприятия, соблюдением предприятием нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сбросов загрязняющих веществ в составе сточных вод и нормативов образования отходов и лимитов на их размещение, учётом номенклатуры и количества загрязняющих веществ, поступающих в окружающую природную среду от источника загрязнения, обеспечение своевременной разработки (пересмотра) нормативов воздействия на окружающую среду (предельно-допустимых выбросов, допустимых сбросов, лимитов разрешения отходов), установленных для филиала, источниками выделения загрязняющих веществ и образования отходов, наличием лицензий и лицензионных соглашений, решений и договоров, предусмотренных природоохранным законодательством, организацией и состоянием санитарно-защитных зон площадок структур-

ных подразделений, организацией работ с подрядными организациями в части соблюдения природоохранного законодательства.

К объектам производственного экологического контроля относятся: источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух – стационарные и передвижные, источники образования отходов производства, объекты размещения отходов, природные ресурсы (водные объекты, земля, недра, лес), сточные воды, животный мир.

Результат проверки подразделения оформляется актом, в котором указываются замечания, и подписывается обеими сторонами. После получения акта ответственный, назначенный руководителем проверяемого подразделения, в соответствии с ОР-10.00-74.20.40-КТН-009-1-05 «О порядке формирования, согласования, утверждения и реализации планов мероприятий» обязан составить мероприятия по выявленным замечаниям в течение 3-х суток и направить их в Общество для согласования. В случае не исполнения поручений согласно плану мероприятий ответственный исполнитель не позднее, чем за двое суток до контрольного срока направляет в адрес Общества письмо или служебную записку с указанием причин срыва исполнения поручения и обоснованием гарантированного срока его исполнения.

Контроль за исполнением плана мероприятий осуществляется отделом экологической безопасности.

По завершению исполнения плана мероприятий отдела экологической безопасности формируется в учётное дело окончательный отчёт с планом и хранится в соответствии с номенклатурой дел.

Литература

1. Технологический регламент НПС «Раскино». – Стрежевой, 2008. – 105 с.
2. Положение о производственном экологическом контроле в ОАО «Центрсибнефтепровод». – Стрежевой, 2008. – 50 с.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВОД Р.ПЕРВАЯ РЕЧКА НА АМУРСКИЙ ЗАЛИВ В РАЙОНЕ НЕФТЕБАЗЫ 1-Я РЕЧКА ОАО «ПРИМОРНЕФТЕПРОДУКТ»

Е.А. Смолярчук

Научный руководитель профессор А.В.Зиньков

*Дальневосточный государственный технический университет им. В.В. Куйбышева,
г. Владивосток, Россия*

Окружающая человека среда постоянно изменяется под влиянием его хозяйственной деятельности. В одних случаях эта деятельность регламентируется и совпадает с законами природы, в других идет вразрез с ними, нанося тем самым огромный вред окружающей среде. Амурский залив с его водосборным бассейном является одним из уникальнейших природных объектов российского Дальнего Востока. Южные границы акватории залива примыкают к Дальневосточному морскому государственному заповеднику. Бассейн Амурского залива относится к наиболее загрязненным природоохранным объектам, и, к сожалению, идет тенденция к ухудшению качества вод. Целью настоящей работы является изучение воздействия вод Первой речки на акваторию Амурского залива в районе бухты кирпичного завода, в месте расположения нефтебазы 1-я Речка ОАО «Приморнефтепродукт».

Первая Речка – это один из основных водотоков, впадающих в Амурский залив, которой обладает высокой степенью антропогенного освоения (комплексы промышленно-хозяйственных объектов и жилой застройки). Микроэлементный состав данного водотока разнообразен и отражает в большей степени промышленные и бытовые стоки, поступающие в русло реки. Анализ микроэлементного состава поверхностных вод показывает, что концентрация тяжелых металлов в них, хотя и превышает фоновое значение в несколько раз, все же ниже существующих нормативных пределов. В водах Первой Речки миграция элементов с высокой степенью концентрирования происходит как в растворимой, так и во взвешенной форме. Это можно объяснить метеоусловиями в весенний и осенний периоды наблюдений. В период стабилизации водного режима реки и отсутствия поверхностного стока сильного изменения концентраций микроэлементного состава не наблюдается. Это говорит о том, что главным фактором, влияющим на изменение концентраций микроэлементов в поверхностных водотоках является поверхностный сток с антропогенных территорий. Сбросы жидких отходов предприятий носят локальный характер и не имеют таких масштабов как ливневый сток с поверхности территории города в речную сеть.

В основу предложенной работы положены данные гидрохимического состава вод Амурского залива и 1-й Речки Приморского центра мониторинга загрязнения окружающей среды.

В Амурском заливе установлено наиболее сильное загрязнение фенолами (здесь и далее превышение составляет 4 ПДК) и цинком (3,5 ПДК). Содержание остальных рассматриваемых элементов в пределах нормы: азот аммонийный – 0,1004 ПДК, азот нитрильный – 0,085 ПДК, азот нитратный – 0,001 ПДК, фосфаты – 0,072 ПДК, нефтепродукты (НП) – 0,0012 ПДК, $Fe_{\text{общ}}$ – 0,7 ПДК, медь – 0,64 ПДК, никель – 0,06 ПДК.

В устье р. Первой речки присутствуют значительные концентрации железа общего – 17,6 ПДК, цинка – 3,5 ПДК и фенолов – 2 ПДК, а также отмечается превышения по содержанию нефтепродуктов – 2,2 ПДК, что обусловлено протеканием реки непосредственно через нефтебазу ОАО «Приморнефтепродукт». По следующим элементам концентрации не превышены: азот аммонийный (0,58 ПДК), азот нитрильный (0,25 ПДК), азот нитратный (0,0022 ПДК), фосфаты (0,235 ПДК), медь (0,76 ПДК), никель (0,24 ПДК).

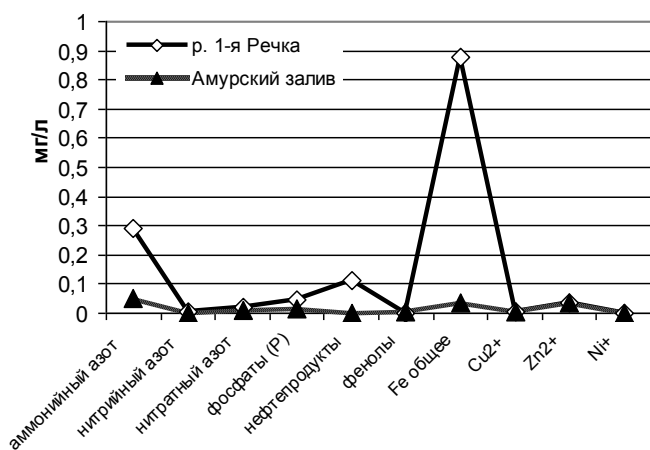


Рис. Влияние вод р.1-я Речка на акваторию Амурского залива

Анализ распределения поллютантов в Амурском заливе и стоках р.Первая Речка показывает значительное воздействие речных вод на акваторию Амурского залива (рис.). Данный водоток привносит в значительных количествах общее железо, аммонийный азот, фосфаты и нефтепродукты.

Особую остроту, в свете катастрофических событий на нефтедобывающих предприятиях в мире, представляет собой загрязнение акватории залива нефтепродуктами, тем более что на берегах бухты Кирпичного завода расположена нефтебаза 1-я Речка ОАО «Приморнефтепродукт».

Учитывая загрязнение акватории Амурского залива нефтепродуктами поступающими с водами 1-Речки, а также те катастрофические явления 2009 г. в бассейне р.1-я Речка, когда произошел не санкционированный сброс огромного количества

ва НП в воды реки, можно сделать вывод о том, что производственная деятельность нефтебазы 1-я Речка ОАО «Приморнефтепродукт» не оказывает существенного влияния на загрязнение акватории.

По-видимому, степень влияния вод Первой речки на Амурский залив в ближайшее время будет значительно снижена в результате строительства и пуска в эксплуатацию очистных сооружений.

ПРОБЛЕМЫ СОХРАНЕНИЯ УНИКАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ В ОКРЕСТНОСТЯХ Г. КРАСНОЯРСКА

Э.В. Спиридонова

Научный руководитель доцент О.Ю. Перфилова
Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Пожалуй, во всей России нет другого города, который имел бы окрестности с такой интересной геологической историей, как г. Красноярск. Даже выдающийся геолог академик Обручев говорил, что, изучая их, можно понять геологическую историю развития всей Сибири. На стыке уникальных геологических субстратов формируются неповторимые ландшафты, которыми можно бесконечно любоваться. Компактное расположение объектов на сравнительно небольшой территории удваивает их уникальность. Но в настоящее время окрестности города подвергаются мощному антропогенному воздействию. Происходит повреждение и уничтожение геологических достопримечательностей в результате интенсивной хозяйственной деятельности и неконтролируемого посещения объектов туристами. Чтобы сохранить уникальные ландшафты окрестностей города, нужно взять эту территорию под охрану. Поэтому мы предлагаем создать комплексный природный геологический парк, в котором деятельность человека будет ограничена законом.

Природные парки являются природоохранными рекреационными учреждениями, находящимися в ведении субъектов Российской Федерации, территории которых включают в себя природные комплексы и объекты, имеющие значительную экологическую и эстетическую ценность, и предназначены для использования в природоохранных, просветительских и рекреационных целях, на территории которых разрешается регулируемый и массовый туризм (это менее строгий режим, чем в национальном парке). Основной целью работы является обоснование необходимости создания геопарка на изучаемой территории. Для достижения этой цели мы поставили следующие задачи: изучив территорию окрестностей города Красноярск, доказать значимость и уникальность природных достопримечательностей; а также детально изучить современные природные и техногенные геологические процессы на данной территории; найти источники загрязнения территории будущего геопарка и выяснить степень их влияния на состояние окружающей среды. Для выполнения поставленных задач автором в течение 3 лет проводились маршрутные геологические наблюдения в окрестностях г. Красноярск. Впоследствии были проанализированы все имеющиеся данные о состоянии окружающей среды в пределах изучаемой территории.

Парк должен быть именно геологическим или геолого-геоморфологическим, так как его геологическое строение в первую очередь представляет огромный научный интерес, а туристов привлекают красивые скалистые ландшафты. Природный потенциал окрестностей Красноярск высок, поэтому Красноярский комплексный природный геологический парк мог бы стать не только объектом охраны окружающей среды, но и постоянным местом здорового контролируемого отдыха туристов и жителей Красноярск. На данный момент наиболее детально изучена территория полигона экологического мониторинга «Долгая Грива» на левобережье р. Енисей, для которой составлены крупномасштабная геологическая карта, карта четвертичных образований, карта современных природных геологических процессов и начата работа по созданию карты современных техногенных геологических процессов. Данная работа является начальным этапом в дальнейшем изучении территории окрестностей города для создания геопарка. В дальнейшем планируется аналогичная работа и на других участках, чтобы охватить всю территорию проектируемого геопарка.

Комплекс геопарка может включать в себя туристско-экскурсионную зону заповедника «Столбы», с основными участками выходов сиенитовой интрузии – с наиболее известными скалами, Торгашинский хребет, на северных склонах которого развит останцовый карстовый рельеф (гроты, арки) и гряды «Долгая Грива» с прилегающими к ней территориями.

Государственный природный заповедник «Столбы» находится на правом берегу р. Енисей недалеко от юго-западной окраины г. Красноярск. В настоящее время он занимает площадь 47,156 тыс. га (471, 56 кв. км). Естественными границами заповедника являются реки Енисей, Базаиха, Мана и Большая Слизнева, а сама территория буквально испещрена густой сетью их притоков- речек и ручьев, текущих в узких глубоких долинах [1, 2]. В геоморфологическом отношении территория заповедника весьма разнообразна. Неповторимость природного комплекса «Столбов», в первую очередь связана с особенностями геологии этого района – текстурно-структурными особенностями и неравномерностью метасоматических изменений пород Столбовского массива. Они влияют на устойчивость пород к выветриванию.

На Торгашинском хребте в водораздельной части участка и на его обрывистых южных склонах находятся многочисленные карстовые пещеры, самой известной из которых является Торгашинская. В карьерах северо-восточных склонов хребта добывался мраморный оникс – ценный поделочный камень. Здесь находится знаменитое местонахождение раннекембрийской фауны и флоры (архециаты, трилобиты, известковые водоросли) [2].

Субширотная низкогорная гряда Долгая (Гремячая) Грива расположена на левом берегу р. Енисей на западной окраине г. Красноярск [2]. Отсюда можно рассмотреть практически все террасы р. Енисей и увидеть панораму города и его окрестностей. Здесь представлены разнообразные эффузивные и субвулканические породы (базальты, трахиты, их туфы, сиенит-порфиры, микрогаббро).

«Лог Пещерный» расположен на левобережье р. Енисей, в 4 км ниже устья р. Собакина, в месте, где одна из высоких (VII) терраса р. Енисей пересечена глубоко врезанной в неё долиной ручья. Свообразие геологического строения доколя террасы на этом участке обусловило формирование уникальных форм эрозионного рельефа, не имеющих аналогов во всей южной Сибири. Это пещеры и гроты сухого типа, образованные за счет вымывания известняков атмосферными водами (процесс наружного карста).

Но сохранению уникального природного комплекса территории препятствуют современные техногенные геологические процессы, которые обусловлены деятельностью человека, выступающего как геологическая сила. Они делятся на эрозионно-денудационные и аккумулятивные.

Эрозионно-денудационные техногенные процессы включают в себя: создание искусственного эрозионного рельефа (шахты, карьеры, дорожные выемки); приводят к усилению склоновых процессов (делювиально-осыпные и оползневые процессы); а также эрозионных процессов на склонах (образование промоин и оврагов). При разработке горных пород происходит создание искусственного эрозионного рельефа: это мраморный карьер, сиенитовый карьер на ручье Моховом, карьеры на северных склонах Торгашинского хребта и образовавшийся при строительстве дороги на Николаевской Сопке. В результате неправильной оценки гидрогеологической ситуации и низкого качества строительства дорог в болотистых районах происходит просадка грунтов – образование суффозионных воронок (район посёлка Удачный). При расчистке дороги (увеличении её ширины) происходит «расшатывание» и обрушение склонов. Усиление эрозионных процессов на склонах происходит вдоль подножия Второй Сопки или по новой биатлонной трассе, где снят растительный покров.

Аккумулятивные процессы включают в себя: загрязнение отходами различных типов (несанкционированные свалки, накопление техногенных илов в отстойниках); создание искусственного аккумулятивного рельефа (дамбы, дорожные насыпи). Например в районе Второй Сопки долина небольшого ручья была перегорожена насыпной плотиной из гравийно-галечного материала, в результате чего сформировался искусственный водоём, на дне которого находятся илистые осадки с примесью бытового мусора. Пример загрязнения вод территории геопарка – р. Кача. Все техногенные геологические процессы тесно взаимосвязаны друг с другом и нередко один процесс приводит к активизации другого. Современные техногенные геологические процессы в основном усиливают природные, расшатывая хрупкое равновесие в окружающей среде, нарушают целый комплекс взаимодействий в природе, что приводит к наложению и ускорению разрушительных процессов. В подавляющем большинстве случаев техногенные процессы имеют отрицательные последствия (уничтожение знаменитого на весь мир местонахождения раннедевонской проптеридофитовой флоры Сибири в результате расширения золоотвала ТЭЦ-2 и строительства новой дамбы на северных склонах Торгашинского хребта в восточной стенке карьера «Увал Промартели»). Но некоторые из техногенных процессов, наоборот, препятствуют эрозии и денудации (перегораживание промоин досками в районе Николаевской Сопки препятствует образованию оврагов).

Также важной частью нашего исследования являлось выявление основных источников загрязнения территории проектируемого геопарка и классификация отходов. В ходе маршрутов мы обнаружили места наиболее крупных свалок твердых бытовых отходов и нанесли их на карту.

Таким образом, в процессе работы были сделаны выводы, позволяющие достойно оценить природный потенциал проектируемого геологического парка и его уникальность. Территория окрестностей города представляет собой уникальный природный комплекс, не имеющий аналогов в Сибири не только по неповторимости ландшафтов, но и благодаря особому сочетанию климатических условий, специфическому геологическому строению и биологическим ресурсам. Организация геопарка здесь будет способствовать более внимательному отношению к ней и поможет максимально ограничить разрушительную деятельность человека. Кроме того, территория представляет интерес практически для всех сфер естественно-научной деятельности. Это не только полигон для ландшафтно-геологического мониторинга, но прекрасный предмет изучения для студентов не только геологических, но и геоэкологических и биологических специальностей, научных сотрудников и преподавателей

вузов. Для студентов младших курсов Педагогического университета, Аграрного университета и Сибирского федерального университета здесь проводятся полевые практики по геологии, почвоведению и ботанике. Полигон «Долгая грива» имеет также превосходный рекреационный потенциал. Именно поэтому территорию можно использовать для оздоровительного отдыха населения. Неповторимые ландшафты постоянно будут привлекать туристов и горожан, поэтому целесообразно разработать и организовать здесь экскурсионные маршруты различной тематики. Часть таких маршрутов уже представлена в нашей работе.

Литература

1. Величко М.Ф. Маленькие путешествия вокруг большого города. – Красноярск: Красноярское книжное издательство, 1989. – 280 с.
2. Кириллов М. В. Природа Красноярска и его окрестностей. – Красноярск: Красноярское книжное издательство, 1988. – 225 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ НА ТЕРРИТОРИИ, ПОДВЕРГАЮЩЕЙСЯ НЕГАТИВНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ СРЕДНЕ- ТИМАНСКОГО БОКСИТОВОГО РУДНИКА

А.В. Стриженок

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Ежегодно происходит увеличение негативного воздействия предприятий минерально-сырьевого комплекса на окружающую среду. Потребление материальных ресурсов человечеством с каждым годом растёт, а, следовательно, и растёт загрязнение биосферы веществами, являющимися продуктами добычи и переработки этих ресурсов. Многие вещества, оказавшись на поверхности и подвергшись влиянию климатических факторов, способны трансформироваться и мигрировать на сотни километров от источника загрязнения, тем самым оказывая негативное влияние на компоненты природной среды в населённых пунктах, особо охраняемых районах и заповедниках, которые расположены на огромном, казалось бы, расстоянии от предприятий горной промышленности. Особенно значительной трансформации подвергаются ландшафты при открытой добыче полезных ископаемых в высоких широтах. Северные экосистемы под действием техногенных источников легко разрушаются, так как имеют низкий потенциал самоочищения и самовосстановления, а антропогенная нагрузка на природные ландшафты ежегодно увеличивается. В этой связи возникает необходимость проведения мониторинга северных экосистем, подверженных воздействию предприятий минерально-сырьевого комплекса для оценки степени нарушения и загрязнения компонентов природной среды. Примером образования техногенной нагрузки на компоненты природной среды является Средне-Тиманский бокситовый рудник, являющийся структурным подразделением открытого акционерного общества «Боксит Тиммана», расположенный в Республике Коми, в 165 км к северо-западу от города Ухта, в междуречье рек Ворыква и Вымь, составляющих ихтиологический заповедник «Вымский». Так же в 25 км к западу от производственных объектов Средне-Тиманского бокситового рудника расположен комплексный ландшафтный заповедник «Удорский», в 50 км к востоку флористический заповедник «Павьюжский», являющийся одновременно генетическим резерватом по сосне обыкновенной, а в 60 км к северу расположены три генетических резервата основных лесобразующих пород (сосна обыкновенная и лиственница сибирская). Таким образом, в связи с тем, что рассматриваемое горнодобывающее предприятие расположено на охраняемой территории, целью проводимых исследований является оценка негативного воздействия промышленного комплекса Средне-Тиманский бокситовый рудник на компоненты природной среды.

Проведённый на территории воздействия предприятия мониторинг компонентов природной среды показал, что источниками выбросов на предприятии являются автотранспорт, буровзрывные работы, горнопромышленное оборудование, дизель-генераторные установки и отвалы пустой породы. Основными загрязняющими атмосферу веществами являются неорганическая пыль, NO_x , SO_2 , CO , сажа и углеводороды, в результате чего происходит формирование атмосферных ореолов загрязнения площадью более 30 км². Очистка газовых выбросов на предприятии не производится, единственным мероприятием по пылеподавлению является орошение водой автомобильных дорог с помощью поливальных машин, при этом на погрузочно-разгрузочные пункты и места ведения вскрышных, добычных и буровзрывных работ это мероприятие не распространяется. Для выявления негативного влияния выбросов производственных объектов рудника на атмосферный воздух был проведён биологический мониторинг на территории, подвергающейся влиянию промышленного комплекса, в качестве биоиндикаторов использовались хвойные деревья – сосна обыкновенная и лиственница сибирская. Было отобрано по 200 молодых побегов лиственницы и сосны в разных точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятия, при определении состояния хвои определялась степень её повреждения и усыхания. Сухой хвои на отобранных побегах было отмечено около 70 %, остальная хвоя была поражена жёлто-коричневыми пятнами, здоровой хвои без поражённых участков на побегах не было обнаружено. Так же при отборе побегов, для проведения биоиндикационного анализа, было отмечено наличие бокситовой пыли на коре и хвое деревьев. Таким образом, биоиндикационными методами экологического мониторинга, подтверждёнными результатами химического анализа, было выявлено превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) по основным газовым выбросам и пыли на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) Средне-Тиманского бокситового рудника. Так же в

программе Эколог 3.1 были проведены расчёты полного рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, графические результаты которых показали, что зона негативного воздействия бокситового рудника на атмосферный воздух этого региона простирается в среднем на 10-15 км за границы санитарно-защитной зоны рассматриваемого горнодобывающего предприятия.

Наряду с влиянием выбросов предприятия на атмосферный воздух значительная часть загрязняющих веществ, попавших в атмосферу, выпадает и аккумулируется в приповерхностном почвенном слое, тем самым формируя литохимические ореолы загрязнения. Для определения влияния выбросов промышленного комплекса Средне-Тиманский бокситовый рудник на литосферу был проведён биологический мониторинг на территории воздействия предприятия, в качестве индикатора использовались лишайники гипогимнии вздутая (*Hypogumnia physodes*), широко распространённые в лесах этого региона. Лихеноиндикационный анализ проводился на основе сравнения состояния лишайников в зоне воздействия промышленного комплекса с образцами, изученными на территории, не подвергающейся влиянию бокситового рудника. На границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятия было отмечено уменьшение видового разнообразия лишайников и наличие на них бокситовой пыли, а патоморфологический анализ талломов гипогимнии вздутой выявил незначительное их отмирание и наличие повреждений на поверхности корового слоя (до 10-15 %). Результаты проведённого экологического мониторинга свидетельствуют об испытываемой этой территорией антропогенной нагрузке, связанной с осаждением загрязняющих веществ на земную поверхность из атмосферного воздуха. Так как большинство загрязняющих веществ попадают в почву в результате сухого выпадения из атмосферного воздуха, то, приняв во внимание графические результаты расчётов, проведённых в программе Эколог 3.1 для атмосферного воздуха, можно так же утверждать, что литохимические ореолы загрязнения фактически повторяют контуры атмосферных ореолов загрязнения, а, следовательно, простираются далеко за границы санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятия.

Помимо выбросов загрязняющих веществ в атмосферу горнопромышленные предприятия так же осуществляют сброс сточных вод в поверхностные водоёмы и водотоки, в результате чего происходит формирование гидрохимических ореолов и потоков загрязнения. Проведённая на территории воздействия Средне-Тиманского бокситового рудника оценка состояния компонентов природной среды выявила, что сброс сточных вод с предприятия производится в ручей Чёрный, который через 3,7 км впадает в реку Ворыква. Река Ворыква отнесена к высшей категории рыбохозяйственного водопользования, так как является местом нереста лососевых видов рыб (сёмга). Рассматриваемое горнодобывающее предприятие имеет 2 выпуска сточных вод: первый – это ливневые и карьерные воды, а так же воды с ремонтных и обслуживающих карьерную технику мастерских; второй – хозяйственные стоки с вахтового посёлка. Для каждого выпуска установлен свой комплекс очистного оборудования, рассчитанный на содержащиеся в стоках загрязняющие компоненты: в первом случае – это нефтепродукты и взвешенные вещества, а во втором – органические загрязняющие вещества. Для выявления негативного влияния предприятия на гидросферу были отобраны пробы воды на гидрохимическом посту, расположенном в месте впадения ручья Чёрный в реку Ворыква. Результаты химического и бактериального анализа проб показали, что в контрольном створе наблюдается превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) по алюминию, железу, нефтепродуктам и взвешенным веществам в 2-3 раза, а по биологическому и химическому потреблению кислорода (БПК и ХПК) в 3-5 раз. Расчёт кратности разбавления сточных вод детальным методом Караушева, проведённый в программе Эколог 2.5, показал, что общая кратность разбавления сточных вод к моменту впадения ручья Чёрный в реку Ворыква составит более чем 12 раз. Приняв во внимание рассчитанную кратность разбавления сточных вод и полученные в лаборатории данные о качестве воды в контрольном створе, можно сделать вывод о значительном превышении предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в сточных водах, сбрасываемых с территории Средне-Тиманского бокситового рудника. Таким образом, результаты проведённых исследований свидетельствуют о некачественной работе очистного оборудования, установленного на предприятии, и необходимости его немедленной замены или ремонта.

Выбросы и сбросы предприятий минерально-сырьевого комплекса являются существенным, но не единственным источником негативного воздействия на компоненты природной среды. Значительным источником негативного воздействия так же являются образующиеся на предприятии производственные и бытовые отходы. На Средне-Тиманском бокситовом руднике образуются производственные и хозяйственно-бытовые отходы I, II, III, IV и V классов опасности, включающие 42 наименования. Отходы I и II классов опасности вывозятся на переработку на специализированные предприятия, отходы III, IV и V классов опасности складированы на полигоне твёрдых бытовых и промышленных отходов, а хозяйственно-бытовые отходы утилизируются в инсинераторной установке ИН-50.02, после чего зола складирована на полигоне. Полигон твёрдых бытовых и промышленных отходов занимает 2 га на территории земельного отвода предприятия, расположен в 6,4 км к юго-востоку от вахтового посёлка и является источником химического и бактериологического загрязнения окружающей среды. Размещённые на полигоне отходы и зола от инсинераторной установки, подвергаясь воздействию климатических факторов, попадают в атмосферный воздух и грунтовые воды, накапливаются в приповерхностном слое почвы, тем самым, увеличивая площади формирующихся на территории воздействия бокситового рудника атмосферных, литохимических, и гидрохимических ореолов загрязнения. Для выявления негативного воздействия полигона на компоненты природной среды и выявления возможности проникновения растворённых загрязняющих веществ через изолирующий слой в грунтовые воды были отобраны пробы воды из мониторинговых скважин, пробуренных в непосредственной близости к полигону и вниз по склону к реке Ворыква. Химический анализ проб не выявил нарушений нормативов качества грунтовых вод этого горизонта по всем загрязняющим веществам за исключением нефтепродуктов, содержание которых превышает предельно допустимую концентрацию (ПДК) в 1,5-2 раза. Эти данные свидетельствуют о не совершенном изоляционном слое полигона твёрдых

бытовых и промышленных отходов, а, следовательно, о его негативном воздействии на компоненты природной среды данного региона.

Проведённые автором мониторинговые исследования дают возможность построения карт геохимических ореолов и потоков загрязнения, а так же возможность составления долговременного прогноза изменения техногенной нагрузки промышленного комплекса Средне-Тиманский бокситовый рудник на компоненты природной среды. Это особенно важно для региона, в котором расположено рассматриваемое горнодобывающее предприятие, так как природные экосистемы тундры имеют слабый потенциал самовосстановления, а, следовательно, повышенная антропогенная нагрузка на них может привести к исчезновению многих видов животных и растений, или исчезновению экосистемы в целом.

Работа проведена при поддержке федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ПЫЛЕВОЙ НАГРУЗКИ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ РИСКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Е.В. Сычев

Научный руководитель доцент Л.П. Парфенова

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Объектом исследования является промплощадка Среднеуральского медеплавильного завода (СУМЗ), расположенного на расстоянии 50 км. западнее г. Екатеринбурга. Металлургическая промышленность является основной отраслью производства, формирующей экономику Свердловской области. С другой стороны, именно металлургические предприятия являются основными источниками выбросов в атмосферу, нанося, таким образом, значительный ущерб окружающей среде региона.

В рамках проведения работ выполнена снеговая съемка. На территорию воздействия загрязняющих веществ входят г. Первоуральск, г. Ревда, жилая застройка, садово-дачные кооперативы, лесные массивы, заповедные места, такие как гора Волчиха и р. Чусовая. Исходя из этого необходимо рассмотреть ситуацию окружающей среды и воздействие на земельные участки.

Для определения степени загрязнения изучаемой территории была проведена снеговая съемка. Снеговая съемка – это определенная сеть точек, по которой отбираются пробы снегового покрова. Снеговой покров рассматривается как удобный по степени доступности индикатор загрязнения окружающей среды. Точки опробования располагались достаточно равномерно по всей изучаемой территории относительно источника загрязнения. Всего было организовано 52 точки опробования снежного покрова. Методика отбора проб стандартная, изложена во «Временных методических указаниях Госкомгидромета», 1985г. Площадь исследования составила 37 км². Лабораторные исследования снеговой воды выполнены в аккредитованной на данные виды исследований химической лаборатории УГГУ.

По расчетам были построены карты пылевой нагрузки на 2006 и 2009 года. За 2006 год фон составил 13 кг/км²*сут, а за 2009 год 12 кг/км²*сут. По картам пылевой нагрузки относительно фона максимальное накопление пыли в снеге концентрируется непосредственно около источника выброса (СУМЗа) и его прилегающей территории. К прилегающей территории относится гора Змееныш, которая находится на юго-востоке территории близко к Волчихинскому водохранилищу. И другая точка с наибольшим значением пылевой нагрузки, кроме промплощадки СУМЗа, это Трудпоселок и гора Пильная на северо-востоке территории. В непосредственной близости от завода протекает р. Чусовая. Она втекает в Волчихинское водохранилище и далее используется для питьевых нужд.

Кроме Среднеуральского Медеплавильного Завода на данной территории находятся еще много предприятий, таких как Первоуральский новотрубный завод, ОАО "Ревдинский кирпичный завод" и т.д.

Соответственно, исходя из полученных данных можно говорить о воздействии предприятия на земельные ресурсы данных заповедных мест. В 2010 году проводились природоохранные мероприятия по увеличению очистки отходов предприятия и уменьшению загрязнения прилегающей территории.

На карте 2006 года заметно воздействие второго (другого) источника загрязнения (в восточной части). На карте 2009 года видно, что ореол территории с превышающими значениями пылевой нагрузки относительно фона сдвинулся на северо-восток. Это может быть связано с климатическими условиями данной территории. Площадь воздействия Среднеуральского Медеплавильного Завода составила 15 км², а наиболее загрязненные участки заняли площадь 10 км². Также была посчитана пылевая нагрузка и на 2010 год. В сравнении с прошлыми годами, значения пыли снизились на порядок (в 8 раз).

Результаты исследований с одной стороны позволяют говорить о некоей стабильности сложившейся на данной территории ситуации, при этом налицо положительный процесс снижения (улучшения) ее как результат внедрения природоохранных мероприятий. Предложенная методика вполне может применяться для контроля за эффективностью таких мероприятий как на ОАО «СУМЗ» так и на других металлургических предприятиях Свердловской области, тем более они и создают основу экономики области.

Почвы представляют собой биокосные природные тела, в которых сосредоточена основная масса живого вещества суши. Оно осуществляет грандиозную геохимическую работу, поддерживающую равновесное состояние биосферы. Нормальное экологическое состояние почвенного покрова Земли – одно из главных условий не только высокого уровня и качества биопродукции, но и сохранения устойчивости среды обитания в целом.

Положение почв на поверхности Земли предопределяет высокую опасность химического загрязнения. В ряду депонирующих природных сред почвы, как показала мировая статистика, испытывают наибольший техногенный пресс токсикантов, поступающих с атмосферными осадками, осаждающихся в виде сухих аэрозолей, привносимых с удобрениями, ядохимикатами, различного рода компостами, и др. Химические загрязняющие вещества поступают в основной массе в верхние, наиболее экологически ранимые горизонты почв.

Тяжелые металлы, попавшие в почву в результате техногенного воздействия промышленных объектов, сразу поступают в природный миграционный процесс. Некоторая часть подвижных форм закрепляется почвенными органо-минеральными сорбентами, какая-то часть усваивается растительным ценозом, большая часть становится механической составляющей почвы. С течением времени соединения ТМ переходят из одной среды в другую (аэрозоли – выпадения на почву – растения – растительный опад - почвы), принимая активное участие в экологическом круговороте веществ, изменяя формы нахождения, но неизменно оставаясь в пределах данного элементарного ландшафта.

Несмотря на интенсивность протекающих геохимических процессов, продолжительность пребывания загрязняющих компонентов в почвах гораздо больше, чем в других частях биосферы, и загрязнение почв, особенно тяжелыми металлами, по-видимому, практически вечно. Металлы, накапливающиеся в почвах, медленно удаляются при выщелачивании, потреблении растениями, эрозии и дефляции. Период полуудаления тяжелых металлов из почв сильно варьирует и составляет: для Zn от 70 до 510 лет, для Cd от 13 до 1100 лет, Cu от 310 до 1500 лет и для Pb от 740 до 5000 лет.

В зависимости от свойств и режимов почв, а также характера поступающих загрязнителей, соотношение процессов аккумуляции, трансформации и рассеяния изменяются. Именно поэтому при картировании техногенного загрязнения урбанизированных территорий нельзя ограничиваться изучением лишь валового количества загрязняющих веществ, в том числе ТМ.

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ (Zn, Cd, Pb, Cu) В ВОЛОСАХ СТУДЕНТОВ ИЗ Г. ПАВЛОДАРА И ПАВЛОДАРСКОЙ ОБЛАСТИ Ш.Ж. Усенова

Научный руководитель старший преподаватель Н.П. Корогод
Павлодарский государственный педагогический институт, г. Павлодар, Казахстан

Негативные последствия воздействия загрязненной окружающей среды на живые организмы, возникающие от широкого спектра химических компонентов органического и неорганического происхождения, в том числе микроэлементов, вызывают серьезную озабоченность в современных условиях формирования техногенных геохимических провинций [1-8].

На организм человека, особенно в условиях техногенного города, постоянно воздействует множество факторов. Одной из главных причин неблагоприятного изменения окружающей среды в современном промышленном городе является загрязнение ее микроэлементами [9].

Цель работы - определить уровень содержания тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в биосубстратах (волосы) для определения эколого-геохимической характеристики территорий (на примере г. Павлодара и населенных пунктов).

Задачи исследования:

1. Используя литературные источники, изучить метод вольтамперометрической инверсии.
2. Провести отбор проб волос студентов из г. Павлодара и Павлодарской области.
3. Определить уровень накопления тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в биосубстратах.

Содержание тяжелых металлов определяли методом вольтамперометрической инверсии в научном центре «Биоценологии и системных экологических исследований» Павлодарского государственного педагогического института. Данный метод анализа основан на способности элементов, осажденных на индикаторном ртутно-пленочном электроде, электрохимически растворяться при определенном потенциале, характерном для каждого элемента [10].

Пробы волос отбирали с пяти точек головы, затем отмывали от поверхностного загрязнения с помощью ацетона и дистиллированной воды, измельчали и упаковывали в фольгу. Для стрижки и измельчения волос использовали ножницы из медицинской стали, а для транспортировки - полиэтиленовые пакеты, что позволило не допустить загрязнения проб на стадии отбора и подготовки к анализу.

Всего было отобрано и проанализировано 58 проб.

Статистическая обработка результатов исследования проводилась с использованием стандартных программ MS Excel XP, Word, Statistica 6.0.

Результаты исследования представлены в таблице 1.

Анализ результатов исследования показывают, что максимальное количество цинка (13,89 мг/кг) содержится в волосах студентов, проживающих в г. Павлодаре. Максимальное значение кадмия (21,00 мг/кг), свинца (5,30 мг/кг) и меди (12,00 мг/кг) выявлено в волосах студентов, проживающих в Железинском районе, рисунок 1.

Сравнительный анализ данных по содержанию тяжелых металлов студентов из г. Павлодара и Павлодарской области показывают, что максимальное количество цинка ($13,89 \pm 6,84$) содержится в волосах городских жителей, а кадмия ($5,38 \pm 2,74$) и меди ($5,06 \pm 1,30$) у студентов, проживающих в сельской местности (табл. 2, рис. 2.).

Таблица 1
Сравнительная характеристика содержания тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах студентов из г. Павлодара и Павлодарской области, мг/кг

Элементы, мг/кг	г.Павлодар	Актогайский район	Железинский район	Успенский район	Павлодарский район	Лебяженский район	Качирский район
Zn	13,89	0,02	0,03	0,04	0,17	0,04	0,05
Cd	3,25	2,98	21,00	0,06	1,00	1,25	22,00
Pb	1,80	2,05	5,30	1,60	1,30	1,08	0,42
Cu	2,50	2,64	12,00	3,30	7,70	2,46	4,10

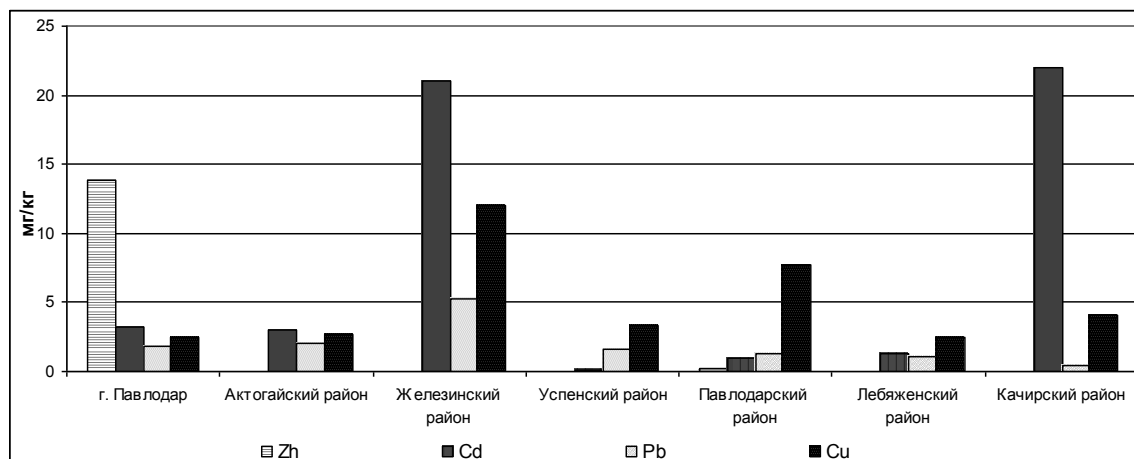


Рис. 1 Диаграмма распределения тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах детей из Павлодарской области, мг/кг

Таблица 2
Сравнительная характеристика содержания тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах городских и сельских жителей, мг/кг

Элементы, мг/кг	Городские жители	Сельские жители
Zn	13,89 ± 6,84	0,06 ± 0,02
Cd	3,25 ± 1,57	5,38 ± 2,74
Pb	1,80 ± 0,53	1,70 ± 0,50
Cu	2,50 ± 0,47	5,06 ± 1,30

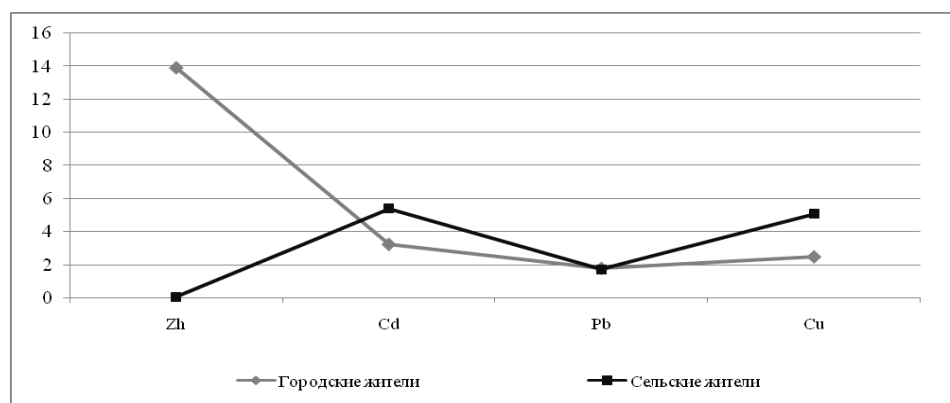


Рис. 2. Диаграмма распределения тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах городских и сельских жителей мг/кг

Таким образом, в результате проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

1. Изучен метод инверсионной вольтамперометрии, который позволяет определить химические элементы (Zn, Cd, Pb, Cu) в диапазонах содержаний определяемых элементов.
2. Отобраны и обработаны 58 проб волос студентов из г. Павлодара и Павлодарской области.

3. Анализ результатов позволил выявить максимальное содержание цинка ($13,89 \pm 6,84$) содержится в волосах студентов, проживающих в г. Павлодаре, наибольшее значение кадмия ($5,38 \pm 2,74$) и меди ($5,06 \pm 1,30$) у студентов, проживающих в сельской местности.

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. Ревич Б. А. Химические элементы в волосах человека как индикатор воздействия производственной и окружающей среды // Гигиена и санитария, 1990. – № 3. – С. 55 – 59.
3. 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.
4. Гичев Ю.П. Загрязнение окружающей среды и здоровье человека. – Новосибирск: СО РАМН, 2002. – 230 с.
5. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно – измененных территорий (на примере южной части Томской области). Автореферат. Дисс. на соискание ученой степени кандидат. биологич. наук. – Томск 2003. – 28 с.
6. Ермаков В.В. Биогеохимические провинции: концепция, классификация и экологическая оценка. Основные направления геохимии. Москва, 1995. – С.183 – 196.
7. Ермаков В.В. Геохимическая экология как следствие системного изучения биосферы. В кн.: Проблемы биогеохимии и геохимической экологии. Москва, 1999. – С.152 – 182.
8. Ермаков В.В. Куценогий К.П., Савченко Т.И., Чанкина О.В., Журавская Э.Я., Гырголькау Л.А. // Тяжелые металлы, радионуклиды в окружающей среде: Доклады IV Международной научно-практической конференции - Семипалатинск, 19-21 октября 2008 г. - Семипалатинск: Семипалатинский государственный педагогический институт, 2008. – Т. 1. – С. 18 – 32.
9. Большаков А.М., Черепов Е.М., Акимова Е.И. О комплексной гигиенической оценке состояния окружающей среды и её влияния на здоровье населения области // Гигиена и санитария. – 1999. – № 2. – С. 47 – 49.
10. Методика количественного химического анализа проб круп, зерна, муки, кофе, какао, мяса, рыбы и продуктов их переработки на содержание цинка, кадмия, свинца и меди методом инверсионной вольтамперометрии. Томск, 1995. – 3 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ПЧЕЛОВОДСТВА В МЕДИЦИНСКИХ ЦЕЛЯХ (ОБЗОР)

С.Н. Фёдорова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мед и продукция пчеловодства (воск, маточное молочко, прополис, перга) – это естественные продукты, незаменимые по своим качествам. Они занимают первое место среди лекарств, которые дарит нам природа.

Удивительные свойства продукции пчеловодства по достоинству оценил уже древний человек: «напитком молодости» мед считался в Древней Греции. В «Книге о приготовлении лекарств для всех частей человеческого тела», написанной 3500 лет тому назад есть многочисленные рецепты, в состав которых входит мед. Высоко ценил продукцию пчеловодства (в частности воска) и целитель и ученый 11 века Авиценна. Он считал, что воск полезен при кашле, гайморите, астме и насморке. Отец медицины, гениальный древнегреческий врач Гиппократ, живший более 2500 лет назад, любил и употреблял мед, широко использовал его в своей практике. На Руси мед также был важным лечебным средством народной медицины. В старинных русских лечебницах немало говорится о его лечебных свойствах.

Современные исследования свидетельствуют, что продукция пчеловодства имеет основания считаться действенным лечебным средством для людей разного возраста. В странах, занимающих ведущее положение в научной сфере, пчеловодство уже стало самостоятельной отраслью научных исследований по изучению уникальных свойств меда и его пользы для человека. Так, в связи с последствиями радиационной обстановки в Японии ученые многих стран (США, Япония, Россия и др.) провели исследования по восстановлению человека, пострадавшего от воздействия радиации. В ходе исследований выяснили, что чуть ли не единственным средством для пострадавших людей является употребление меда и его продукции, а именно маточного молочка. Так, как при радиационном поражении больше всего страдает иммунная система человека, система головного и спинного мозга и, как в следствии, общее ослабление организма с дальнейшими тяжелыми заболеваниями, то маточное молочко восстанавливает иммунную систему, связывает тяжелые металлы и радионуклиды, препятствует образованию новых нежелательных продуктов [1].

Мед и его продукция эффективны при лечении многих заболеваний, благодаря таким свойствам, как антибактериальное, бактерицидное, противовоспалительное, противоаллергическое свойства. В 1906 году Г. Уайт в своих опытах показал, что мед является совершенно стерильным продуктом, который не содержит ни одной бактериальной вегетативной формы, то есть, мед - антисептичен.

В химическом составе меда содержатся многие очень важные для организма человека витамины и микроэлементы, а также простые сахара - фруктоза и глюкоза. Такая смесь, как показали научные исследования [2], является самым действенным средством против усталости, повышает физическую производительность и выносливость организма.

Проведенные клинические наблюдения и опытные эксперименты также дали знать и о том, что продукция пчеловодства (в частности прополиса) чрезвычайно действенна в безболезненном очищении открытых

ран, инфекций и ожогов [3]. Профессор биохимии университета Вайкато (Новая Зеландия) Петер Милан (2000г) считает, что: «исследования, проводившиеся во многих клиниках, показали, что прополис гораздо эффективен и лучше контролирует нераспространение инфекций у больных с открытыми ожогами тела, нежели сульфат серебра, которое также используется как антибактериальный крем»[4]. Сфера применения прополиса в медицине крайне обширна. Официально можно лечить с его использованием более четырехсот заболеваний, так как это природный антибиотик с широчайшим спектром действия. Главное качество прополиса - биологическая активность: активизирует в организме защитные механизмы, обезвреживает некоторые бактериальные яды.

Таким образом, прием продукции пчеловодства полезен всем больным и здоровым людям, для которых нет ограничений в употреблении углеводов. Применяется как профилактическое средство для повышения иммунобиологической реакции организма, при частых простудных заболеваниях, для укрепления слабых и истощенных организмов, при анемии, кожных, эндокринных заболеваниях, неврозах. Анализ литературных данных показал, что каждый человек может найти в продукции пчеловодства необходимое средство для решения проблем со здоровьем.

Литература

1. Гуржеев В.Н. Свойства пчелиного маточного молочка // Электронный вариант учебно-методического пособия «Свойства и применение пчелиного маточного молочка» <http://www.tokgranmed.ru>
2. Полоз И.Н. Чем полезен мед//Электронный вариант учебно-методического пособия» Чем полезен мед?»<http://www.sot med.ru>
3. Петер Милан. Первый всемирный конгресс методологии излечения ран.2000 год 10-13 сентября Австралия, г.Мельбурн//Электронный вариант статьи <http://www.sdearthtimes.ru>
4. Собакевич А.И. Мед и его исследование. Сибирский мед.//Электронный вариант учебно-методического пособия» Мед и его исследование. Сибирский мед»<http://www.medic.Tomsk.ru>

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ ПРИ РАБОТЕ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Д.Е. Фоминых

Научный руководитель профессор Г.Г. Щербак

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Система поддержания пластового давления (ППД) является неотъемлемой частью технологии добычи нефти. Помимо своего прямого назначения – поддержания давления в нефтяном коллекторе с целью наиболее полного отбора нефти, она решает также проблему утилизации подтоварной воды. В условиях нефтяных месторождений Среднего Приобья наиболее подходящим рабочим агентом (технологической жидкостью) для системы ППД являются высокоминерализованная вода апт-сеноманского горизонта. По своим характеристикам (техническому качеству) она более приемлема, чем вода из поверхностных водных объектов, которая требует предварительной подготовки перед закачкой в пласт. Качественными свойствами минерализованной воды апт-сеноманского горизонта являются: ее высокая минерализацией – до 20 г/литр и более, ее плотность, отсутствие бактериологического загрязнения, низкое содержание взвешенных веществ. Основными растворенными солями являются хлориды. С увеличением объема добычи и периода эксплуатации растет обводненность скважинной продукции, достигая 95 % и более процентов. При этом после добычи сырой нефти (скважинной продукции), усложняется процесс ее подготовки в товарную нефть. Во время подготовки нефти производят ее обезжелезивание и обессоливание, удаление механических примесей. Образуются подтоварная вода, объемы которой достигают сотни тысяч и миллионы тонн по отдельным месторождениям. При этом основной составляющей рабочего агента системы ППД становится подтоварная вода, заменяя минерализованную воду апт-сеноманского горизонта. Количество водозаборных скважин уменьшается. Состав системы ППД и ее развитие предусматривается проектом на разработку и эксплуатацию нефтяного месторождения. Элементами системы ППД являются: водозаборные и нагнетательные скважины, водоводы низкого и высокого давления, блочные кустовые насосные станции (БКНС), водораспределительные блоки (ВРБ). Рабочий агент системы ППД в зависимости от источника (минерализованная вода апт-сеноманского горизонта, подтоварная вода или вода из поверхностного водного объекта) по системе трубопроводов низкого давления подается на БКНС, где центробежными насосами давление повышается до 160-220 атм. Далее по водоводам высокого давления рабочий агент поступает через ВРБ в нагнетательные скважины. Качество рабочего агента контролируется по показателям, предусмотренным проектной документацией (остаточное содержание нефти, наличие механических примесей, взвешенных веществ, плотность).

При работе системы ППД происходят аварии и инциденты, связанные с разгерметизацией трубопроводов и технологического оборудования, что сопровождается развитием рабочего агента на рельеф. Наиболее уязвимыми элементами системы ППД по наблюдению автора являются водоводы высокого давления. Причины разгерметизации - высокое давление в сочетании с агрессивностью рабочего агента к металлическим поверхностям труб и запорной арматуры, обусловленное активной коррозией (растворенные соли и повышенная температура), значительная протяженность (рис. 1, 3, 4). Прямого экономического ущерба нефтедобывающим предприятиям разливы рабочего агента системы ППД не наносят. Стоимость тонны рабочего агента системы ППД практически нулевая. По этой причине, большее внимание при обеспечении эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов отдается напорным промысловым трубопроводам и нефтесборным коллекторам.

Эксплуатация нефтепромысловых трубопроводов регламентируется РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов». Данный документ определяет объем и сроки проведения работ по обслуживанию трубопроводов, их диагностике, ремонту и отбраковке. Надежность работы водоводов зависит от многих составляющих таких как: качество проектной документации, качество трубной продукции и запорно-регулирующей арматуры, средств измерения и контроля, автоматики, качества выполнения строительно-монтажных работ. Во многом безаварийная работа водоводов зависит от соблюдения технологических регламентов, условий эксплуатации. Нормативные сроки эксплуатации водоводов не всегда подтверждаются на практике. На количество отказов водоводов сказывается полнота и своевременность их обслуживания, диагностики и ремонта, своевременная замена изношенных участков [3].

По наблюдениям автора техногенно засоленные участки располагаются спорадически вдоль ВВД, их площадь составляет от нескольких сотен м² до нескольких гектаров (рис. 2). Природоохранное законодательство РФ напрямую содержит требования к уменьшению разливов высокоминерализованной воды в нефтедобывающей промышленности. Статья 46 ФЗ «Об охране окружающей среды» содержит правовую норму о том, что при эксплуатации объектов нефтегазодобывающих производств, объектов переработки, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбора нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду [4]. Солевое загрязнение агрессивно и быстро поражает ткани растений, отмирание растений происходит в течение одного вегетационного периода. На месте разливов возникают техногенные солончаки, которые надолго остаются без растительности. Растительность начинает постепенно появляться только по мере естественного промывания засоленных участков [1, 2].



Рис. 1. Разгерметизация ВВД по фланцевому соединению узла задвижек, Каргасокский район, декабрь 2005 г. (фото автора)



Рис. 2. Разлив рабочего агента системы ППД на рельеф, Каргасокский район, декабрь, 2005 г. (фото автора)



Рис. 3. Разгерметизация ВВД по фланцевому соединению узла врезки, Каргасокский район, декабрь 2005 г. (фото автора)



Рис. 4. Отложение солей на водоводе ВД, Александровский район, июнь 2005 г. (фото автора)

Проведенный автором анализ количественных данных по отказам водоводов высокого давления, водоводов низкого давления и нефтесборных коллекторов, произошедших в Александровском и Каргасокском районах Томской области в 2007-2009 гг. показал следующие результаты:

1. в количественном отношении отказы водоводов высокого давления происходят в три - пять раз чаще, чем водоводов низкого давления;
2. количество отказов нефтесборных коллекторов превышает количество отказов водоводов высокого и низкого давления вместе взятых более чем в два раза;
3. данные по объемам и площадям разливов рабочего агента системы ППД (высокоминерализованной жидкости) представляют вызывающими сомнение, так как давление в 160-220 атм. слабо соотносится с показанными объемами излившегося рабочего агента в 10-40 литров и площадями разливов 4-10 м² по отдельным случаям отказов водоводов;
4. причиной некатегорийных отказов нефтепромысловых трубопроводов более чем в 98 % случаев является коррозия.

Сравнительный анализ причин отказов нефтепромысловых трубопроводов различного назначения трудно провести, так как у всех трубопроводов различные сроки и условия эксплуатации.

Повышение надежности работы водоводов высокого давления может быть достигнуто применением более устойчивых к коррозии материалов при изготовлении трубной продукции и запорно-регулирующей арматуры, усилением контроля за соблюдением порядка и сроков осмотров, ревизии, ремонта и отбраковки водоводов.

Литература

1. Лымарь О.А. Техногенные поверхностные образования зоны солеотвалов и адаптация к ним растений. Автореферат на соискание ученой степени кандидата биологических наук. – Пермь, 2007. – С. 8.
2. Седых В.Н. Леса Западной Сибири и нефтегазовый комплекс. – М.: Экология, 1996. – Вып. 1. – С. 20 – 22.
3. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
4. ФЗ «Об охране окружающей среды».

ТЕХНОГЕННЫЙ ГАЛОГЕНЕЗ И ЕСТЕСТВЕННОЕ САМОВОССТАНОВЛЕНИЕ НАЗЕМНЫХ ЭКОСИСТЕМ НА ТЕРРИТОРИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ Д.Е. Фоминых

Научный руководитель профессор Г.Г. Щербак

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

Проблема охраны окружающей среды при добыче нефти является весьма актуальной. Аварийные разливы нефти и рабочего агента (технологической жидкости) системы поддержания пластового давления вследствие аварий и отказов нефтепромысловых трубопроводов сопровождают процесс добычи нефти. От качества выполнения строительно-монтажных работ, качества трубной продукции и запорно-регулирующей арматуры, средств измерения и контроля, автоматики, условий эксплуатации во многом зависит надежность работы нефтепромысловых трубопроводов. Немаловажная роль в уменьшении аварийности отводится соблюдению технологических регламентов эксплуатации трубопроводов, их обслуживанию, диагностике и ремонту, своевременной замене изношенных участков [8]. Если сравнивать специфику эксплуатации и обслуживания нефтесборных сетей и водоводов, то можно однозначно отметить приоритет первых и не всегда должное внимание ко вторым. Разливы рабочего агента системы поддержания пластового давления (ППД) практически не наносят прямого ущерба нефтедобывающим предприятиям: стоимость минерализованной воды практически нулевая, за ее разливы государственные природоохранные органы привлекают к административной ответственности крайне редко, иски за гибель древесной растительности имеют слабую судебную перспективу. Приоритет при осуществлении государственного экологического контроля отдается разливам нефти. Разливы рабочего агента системы ППД, которые наносят значительный вред окружающей среде, в настоящее время добываемыми и государственными природоохранными организациями контролируются недостаточно.

Наиболее уязвимыми элементами системы ППД по наблюдению автора являются водоводы высокого давления. Давление в 14-20 МПа, температуры выше 30 °С в сочетании с агрессивными свойствами растворенных солей по отношению к металлическим конструкциям трубопроводов и запорной арматуры на них приводит к разгерметизации водоводов высокого давления и разливам минерализованной воды на рельеф. При этом наблюдается залповое интенсивное техногенное засоление почв. Установлено, что площади засоленных участков располагаются спорадически вдоль водоводов высокого давления и составляют от нескольких сотен квадратных метров до двух-трех и более гектаров.

На наземные экосистемы процесс техногенного галогенеза (засоления) воздействует по схеме: изменение физико-химических свойств почвы и грунтовых вод – угнетение и гибель растительности – снижение количества беспозвоночных организмов (почвенных и наземных) – исключение участков из кормовой базы животных и птиц.

Пусковым механизмом техногенного галогенеза является залповый сброс минерализованной воды (рабочего агента системы ППД) на рельеф. В составе минерализованных вод значительную роль играют водорастворимые хлориды, а в меньшей степени – сульфаты и карбонаты. В загрязненных почвах происходит резкое увеличение показателя плотного остатка, которое обусловлено как прямым привнесением легкорастворимых

солей, входящих в состав поллютанта, так и повышением под их влиянием растворимости минеральных и органических соединений почвы. Наблюдается сильная прямая зависимость величины плотного остатка от интенсивности исходного загрязнения – чем больше доза загрязнителя, тем выше содержание плотного остатка в почве. Первоначально незасоленные почвы, даже при уровне загрязнения до 1,0 % плотного остатка, согласно группировке почв по степени засоленности, перешли в разряд солончаков. Наибольшее содержание водорастворимых солей отмечалось в первый год после загрязнения. В условиях гумидного климата к концу третьего года происходит значительное естественное рассоление верхнего слоя загрязнённых почв атмосферными осадками и талыми водами [1]. В отличие от нефтяного загрязнения разливы минерализованных вод, как правило, вызывают полную гибель как древесной, так и травянистой растительности, затрагивая и прилегающую зону, размеры которой зависят от рельефа. Солевое загрязнение более агрессивно и поражает растения значительно быстрее нефти. При высокой концентрации минерализованных вод отмирание растений происходит в течение одного вегетационного периода. На месте разливов возникают техногенные солончаки, которые надолго остаются без растительности. Растительность начинает постепенно появляться только по мере естественного промывания засоленных участков [2].

На засоленной почве ионы проникают через корни во все органы растения и накапливаются в его клетках. Повышенное содержание солей в клетках с одной стороны обеспечивают нормальное поступление воды и тургор (внутриклеточное давление), а с другой оказывается токсичным для большинства растений, так как их физиологические процессы могут нормально протекать только в узких пределах концентрации солей [2]. Среди солей, наиболее опасных для растений из научной литературы можно выделить гидрокарбонаты, хлориды и сульфаты, а также ионы натрия и хлора. Ущерб растительным сообществам наносится суммарным влиянием токсичных солей. В отличие от нефтяного загрязнения разливы минерализованных вод, как правило, вызывают полную гибель, как травостоя, так и древесно-кустарниковой растительности. Солевое загрязнение более агрессивно и поражает растения быстрее, чем нефть. Это обусловлено тем, что растворенные соли проникают через корневую систему растений и действуют на молекулярном уровне, нарушаются процессы ассимиляции, дыхания растений, отравляющее действие токсичных солей приводит к некрозу тканей растений. По литературным источникам повышенное содержание в почвенном растворе солей увеличивает в нем осмотическое давление, которое может достигать 300-400 атмосфер, при норме порядка 10 атмосфер. Повышение осмотического давления в почвенном растворе вызывает нарушения устьичного аппарата растений и усиливает транспирацию. Превышение осмотического давления в почвенном растворе над давлением в растительном организме затрудняет поглощение растением влаги из почвы. Что приводит к явлению физиологической сухости: влага в почве имеется в достаточном количестве, но растения не могут её использовать. Особенно вредное воздействие на растения оказывает повышенная концентрация хлористого натрия, некроз отдельных растений наступает при концентрации в почвенном растворе 0,3-0,4 процента [3,5].

Далее влиянию подвергаются трофически связанные с растительностью почвенные беспозвоночные, например фитонематоды. Отмирание наземных частей растений приводит к исчезновению насекомых питающихся растениями и как следствие на засоленных территориях уменьшается количество хищных насекомых, животных и птиц. По наблюдениям, проведенным автором на территории Советского нефтяного месторождения в Александровском районе Томской области в июле – августе 2005 года с использованием почвенных ловушек количество наземных беспозвоночных на участке техногенного засоления ориентировочной площадью 1 га в два раза ниже, чем на фоновом участке. На основе данного наблюдения можно сделать вывод, что наземные беспозвоночные избегают засоленные участки с отмершей растительностью.

С целью изучения количественной динамики естественного самовосстановления почв на техногенно засоленных участках летом 2010 года автором был произведен отбор проб почвы для химического анализа. Определемыми показателями были хлорид-ионы и pH водной вытяжки. Отбор проб почвы и обследование территории были произведены 9 июля 2010 г. на Советском нефтяном месторождении в Александровском районе Томской области согласно требованиям ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана Природы. Почвы. Общие требования к отбору проб [7]. Фоновые пробы отбирались к одной точки, пробы с загрязненного (засоленного) участка отбирались объединенные из пяти точек. Химический анализ проб почвы на концентрацию хлорид-ионов и pH водной вытяжки проводился в Стрежевской лаборатории ОГУ «Облкомприрода», согласно методике ГОСТ 26425-85 Почвы. Методы определения иона хлорида в водной вытяжке [8]. Полученные результаты представлены в таблице.

Таблица

Результаты изучения почв

проба почвы	хлорид-ионы мг/100 г почвы	pH водной вытяжки
фоновая 0-5 см	12,43 ± 1,87	6,90 ± 0,1
фоновая 5-20 см	8,86 ± 1,33	6,92 ± 0,1
загрязненная 0-5 см	17,8 ± 2,67	6,81 ± 0,1
загрязненная 5-20 см	10,7 ± 1,61	6,92 ± 0,1

Разница в концентрации хлорид-ионов в почвенных горизонтах фонового и загрязненного участков на глубине 0-5 см. составляет 5,37 мг/100 г почвы (43 %). Разница в концентрации хлорид-ионов в почвенных горизонтах фонового и загрязненного участков на глубине 5-20 см. составляет 1,48 мг/100 г почвы (25 %). При этом следует отметить, что концентрации хлорид-ионов и pH по всему горизонту почвы на глубине 0-20 см. как фонового, так и загрязненного участка не превышает критических для растений значений. По степени засоления ис-

следуемый загрязненный участок при сравнении с солончаками, солонцами и осолонцованными почвами является благоприятным для произрастания растительности, вне зависимости от толерантности к засолению [2].

Естественное самоочищение техногенно засоленных участков обусловлено промывным режимом почв Среднего Приобья. Годовое количество осадков превышает испарение, что приводит к заболачиванию значительных площадей и формированию повышенного уровня поверхностного стока, что дает эффект самоочищения почв от водорастворимых солей.

Литература

1. Леднев А.В. Изменение свойств дерново-подзолистых суглинистых почв под действием загрязнения продуктами нефтедобычи и приемы их рекультивации. Автореферат на соискание ученой степени доктора сельскохозяйственный наук. – Ижевск, 2008. – С. 20 – 33.
2. Лымарь О.А. Техногенные поверхностные образования зоны солеотвалов и адаптация к ним растений. Автореферат на соискание ученой степени кандидата биологических наук. – Пермь, 2007. – С. 8.
3. Седых В.Н. Леса Западной Сибири и нефтегазовый комплекс. – М.: Экология, 1996. – Вып. 1. – С. 20 – 22.
4. Чижов Б.Е. Лес и нефть Ханты-Мансийского автономного округа. – Тюмень, 1998. – 148 с.
5. ГОСТ 17.4.3.01-83 Охрана Природы. Почвы. Общие требования к отбору проб.
6. ГОСТ 26425-85 Почвы. Методы определения иона хлорида в водной вытяжке.
7. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

ПСИХОЛОГИЧЕСКИЕ И ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ БАРЬЕРЫ «ЭКОЛОГИЧЕСКОГО» МИРОВОЗЗРЕНИЯ

С.Б. Хуф

Научный руководитель инженер-геолог А.Д. Бушков
Сибирская академия права, экономики и управления, г. Иркутск, Россия

Защита окружающей среды охватывает не только саму экосистему и биологические единицы, но и психологию, культуру, политику, экономику, социологию и другие дисциплины. Изменение мировоззрения, развитие «зеленых привычек» и прочие задачи охраны окружающей среды, выходят далеко за рамки биологических наук. Так как контроль над воздействием человека на окружающую среду, с ограничением его отрицательного влияния, является важной задачей природоохранителей, то непременно необходимо обратить внимание и на гуманитарные и культурные аспекты охраны окружающей среды.

Культура и развития мировоззрение – начальные точки воспитания, в том числе и экологического. Исходя из этого, мы в данной работе развиваем идею, что природозащита – комплексная система регулирования взаимоотношения человек – природа. Начиная с его психологического аспекта отношения к природе с формированием мировоззрения и заканчивая реализацией эффективных природозащитных мероприятий. В данной работе, рассмотрим некоторые психологические и инфраструктурные барьеры, которые мешают реализации «экологического» мировоззрения. Сделаем это на примерах, имевших место в г. Иркутске, используя данные, собранные автором во время проведения опроса среды руководителей и членов экологических организации в г. Иркутске в 2010.

Психологические аспекты взаимоотношений с природой: мировоззрение и действия. Экологическое мировоззрение, т. е. система взглядов, воззрений на природу и общество или спектра допустимых взаимоотношений с ней, является важной базой природозащиты, так как экологическое мировоззрение является первоначальным источником мотивации природоохраны. Многие сторонники экозащиты сейчас проводят «эко-занятия» с детьми и взрослыми, публикуют материалы о новых для России экологических идеях. Организаторы таких мероприятий стараются сменить мировоззрение потребительского отношения к природе на «экологическое». Мы понимаем экологические отношения к природе как мировоззрение, в котором человек – часть природы, а не владелец её.

Однако, исследование в г. Иркутске доказывает, что наличие «экологически устойчивого мировоззрения» (в котором человек представляет себя частью природы, признавая серьезность современных экологических проблем и соглашаясь с утверждением, что способности человека ограничены) не является обязательным индикатором склонности этого человека участвовать в конкретных природозащитных действиях. Наблюдение, что мировоззрения человека, далеко не всегда соответствуют его участию в природоохранительных мероприятиях, подчеркивает необходимость социального и психологического подхода к решению экологических проблем и охраны окружающей среды. Мы должны уяснить психологию человека, чтобы понять, почему он охраняет или уничтожает природные ресурсы, а чаще всего остается равнодушным наблюдателем надвигающейся экологической катастрофы.

Рассмотрим один пример из собственных наблюдений стандартного проявления экологического мировоззрения в г. Иркутске. В соответствии с нашим ожиданием, подавляющее большинство наших респондентов, которые являлись активными членами или руководителями иркутских экологических организаций (n = 65), проявили осознанность экологического мировоззрения. Уровень «экологичности» их мировоззрения мы мерили международным индексом «Новая экологическая парадигма» (Dunlap, 2000). В среднем, наши респонденты проявили относительно высокий рейтинг экологичности (57 из 75 возможных баллов) и только по трем вопросам ответы респондентов не соответствовали эталону западного экологического мировоззрения. Т.е. в основном они делают упор непосредственно на охрану окружающей среды. Однако, экологическое мировоззрение респонден-

тов не обязательно ассоциируется с совершением действий, которые применяются на практике по охране окружающей среды.

В наш опрос мы включили другой индекс, разработанный нами, о «зеленых привычках». В этом индексе, мы считаем «зелеными» те конкретные действия, которые являются «ежедневными» возможностями природозащиты: повторное использование отходов, переработка бумаги, бутылок и т.д., отношение к мусору на улицах, про-экологически влияние на знакомых. Наши респонденты в среднем набрали лишь 11 из 20 возможных баллов в индексе ($n = 65$). Таким образом, мы видим, что отсутствует связь между мировоззрением и действиями.

Это явление мы можем объяснить, рассматривая теорию ученых Айзена и Фишбайна об «обдуманых действиях». Эти ученые описывали образец усвоения представления о мире, в котором объясняется необходимость соединения абстрактных концептов с жизнью на бытовом уровне, с конкретным опытом или образованием. Необходимо конкретно осознавать эту связь между представлениями и «настоящей» жизнью, чтобы эти представления действительно влияли на действия человека. Иначе, человек может иметь мнение, мировоззрение, которое не соответствует его действиям. Отсутствие таких связей является барьером к природозащите; так как не используются самые базовые (т.е. психологические) отношения человека-природы в пользу охраны окружающей среды.

Инфраструктура: создание связь между мировоззрением и действиями. Исходя из интерпретации данного явления, которое абстрактно объясняется теорией Азбейн и Фишбейн, мы понимаем, какие обстоятельства могут позволить реализации экологического мировоззрения. Социальная и инфраструктурная среда, в которой реализуются «зеленые привычки» и в которой конкретные действия человека соответствуют его мировоззрению характеризуется общим экологическим мировоззрением, возможностями реализовать «экологичные» действия, и также высоким уровнем информированности о том, как реализовать данные действия. Однако эта среда редко достигает совершенную форму в современной России. Это явление объясняется противоречием мировоззрения, проникающего с запада, и внутренней инфраструктурой, которая не позволяет реализовать это мировоззрение.

Глобальное экологическое движение имеет в своем ряду активистов, в основном горожан пост-промышленных стран и их представления о нужной для их общества отношения человека – природы и инфраструктуры иные, чем у представителей развивающихся и переходных стран. Это явление, в которое проникновение экологических ценностей запада формирует представления о том, как население переходных стран должно относиться к природе, противоречит отсутствию постиндустриальной инфраструктуры, которая позволяла бы реализовать это новое мировоззрение запада. Например, в г. Иркутске, экологи, под влиянием западной экологической литературы, заинтересовались возможностями перерабатывать мусор, но инфраструктура переработки мусора недоразвита, вернее она практически отсутствует.

Вот почему кажется противоречивым включение в наш индекс конкретных экологических действий, и действия, которые не напрямую связаны с инфраструктурой. Так, например повторное использование бытовых отходов, сбор мусора и активность в экологическом движении. Мы ждали, что респонденты совершали бы те действия, которые не связаны с инфраструктурой. Наши респонденты, однако, очень редко совершали эти действия.

Мы должны обратить внимание на другой раздел опроса, с помощью которого мы можем найти объяснение этого противоречия в наших данных. В этом разделе мы рассмотрели частоту других действий, не связанных с инфраструктурой. Но в отличие от действий в первом индексе, действия во втором разделе связываются не с ценностями глобального экологического движения, а с традиционным образом жизни Сибириков. По большому счету, реализация мировоззрения зависит от наличия административной природоохранной инфраструктуры, но не только от нее. Ведь, есть и другие способы жить «устойчиво», (т. е. безалаберно потреблять природные ресурсы), кроме тех, которые популяризируют глобальное экологическое движение.

Мы разработали индекс традиционных отношений к природе, считая, что совершение действий, связанных с традиционным образом жизни, (т. е. образ жизнь который признает прямую взаимосвязь между человеком и природой) также может являться индикатором «экологичности» мировоззрения. Мы спрашивали, охотятся ли наши респонденты, отапливают свое помещение дровами, занимаются ли они ремеслом, используя естественные материалы, и потребляют ли они в пищу натуральные продукты. Наши респонденты, в общем, продолжают реализовать традиционное, экологическое устойчивое мировоззрение их предков в соответствии со степенями, которые современная инфраструктура позволяет и поддерживает их реализации. 97 % респондентов потребляют в пищу натуральные продукты. Более 50 % респондентов ответили, что они топят дома дровами и занимаются традиционными ремеслами. Процент респондентов, которые отапливают свои жилища дровами ограничен тем, что многие живут в г. Иркутске, в благоустроенных квартирах. Несмотря на то, что все опрошенные участвуют в городских, а не в сельских экологических организациях, мы считаем, что и 50 % довольно большая часть респондентов. Сравнительно низкий процент охотников (лишь 38 %) объясняется тем, что многие из наших респондентов – вегетарианцы или отказываются от добычи мяса. Низкой процент также объясняется сложностями в получении оружия и его регистрации, ограничении охотных сезонов, скудностью животного мира вокруг городов, из-за того, что зверей уничтожили браконьеры в голодные годы и т. д.

Тот факт, что наши респонденты предпочитают потреблять в пищу натуральные продукты, чаще всего выращенные недалеко от Иркутска, служит примером реализации традиционного экологического мировоззрения, благодаря развитой инфраструктуре местной торговли. Лавки на рынке, где местные жители могут продавать свои продукты, развитая система транспорта до центрального рынка г. Иркутска, рыночные отношения, которые вписываются в традиции местных жителей, а порой торговля продуктами со своего огорода является единственным источником дохода и т. д.

Итак, мы видим, что противоречие между экологическим мировоззрением (и старым, традиционным, так и новым, западным) и действиями, скорее всего, связаны с отсутствием инфраструктуры, необходимой для реализации любого экологического мировоззрения. Но сегодня, когда мировое общество старается как можно активнее участвовать в процессе глобализации (в международном рынке, в обмене идей и культур) инфраструктура для реализации западного экологического мировоззрения является особенно важной. В России, новое, западное представление об отношении к природе и «зеленых привычках» проникает в ценностную картину мира россиян как дополнение к традиционным ценностям. Отсутствие соответствующей инфраструктуры и финансирования, однако, не позволяет внедрять новые западные методы и, как следствие, это мировоззрение не находит сегодня путей реализации.

Глобализация России и проникновение новых отношений к природе требуют поддержку локальных экологических инициатив, сосредоточение на развитии местных инфраструктур. К сожалению, многие из зарубежных грантов направлены на распространение теории глобального экологического движения, на «экологизацию», мировоззрения мирового общества, а не на действенное решение локальных проблем. Хотя эти идеи активно распространяются, без инфраструктурной поддержки, они не имеют практического значения для сохранения окружающей среды. Лучшим способом продвижения реализации экологического мировоззрения является участие в гражданских процессах, начиная с локального уровня, где можно требовать от государства инфраструктурную поддержку. Экологические программы охраны окружающей среды должны сосредотачиваться на локальном решении экологических проблем, а не на импортировании зарубежных идей, которые вряд ли подходят к чужим социальным и природным условиям и чаще всего отвлекают от реального решения проблем.

ОЦЕНКА ЗАВИСИМОСТИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ УСКОРЕНИЯ ВРАЩЕНИЯ ЗЕМЛИ

И.А. Цурко

Научный руководитель профессор В.И. Уткин

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Ежегодно на всей Земле происходит около миллиона землетрясений, но большинство из них так незначительны, что они остаются незамеченными. Действительно сильные землетрясения, способные вызвать обширные разрушения, случаются на планете примерно раз в две недели. Возможный прогноз землетрясений позволил бы избежать значительных потерь.

Прогноз землетрясения – это заблаговременное определение места, времени и силы ожидаемого сейсмического события. Для этого необходимо изучить не менее трех прогнозных параметров, которые позволяют создать систему определения основных параметров будущего события. Но дать такой полный прогноз удается редко, и в практических целях используют более простые варианты. Первым приближением к прогнозу служит сейсмическое районирование, отвечающее на вопрос, какой силы подземные толчки в принципе могут ожидать в данной местности. Различные степени приближения по времени дают долгосрочный (десяtkи лет), среднесрочный (годы, месяцы) и краткосрочный (дни, часы) прогнозы землетрясений. Для долгосрочного прогнозирования необходимо проанализировать предшествующие события, набрать статистические данные сейсмологических исследований за много лет по конкретным районам и построить на этой основе карты сейсмического районирования и сейсмической опасности, которые дают вероятностные значения по месту, времени и мощности события. Несмотря на отдельные промахи при практическом использовании алгоритмов расчета сейсмической опасности, можно сказать, что проблема долгосрочного прогноза тектонических землетрясений в виде вероятностных моделей в принципе решена [2, 3]. Достаточно надежно решаются проблемы среднесрочного (год, месяцы) прогноза, решение которых также основано на изучении истории сейсмических событий [1]. Несмотря на большой объем исследований в различных направлениях сейсмологии и геодинамики, решение проблемы краткосрочного (дни, часы) прогноза тектонических землетрясений остается такой же загадочной и непредсказуемой [1, 3].

Необходимым условием возникновения тектонического землетрясения является наличие необходимого напряжения в земной коре, которое вызывается деформированием литологического блока или литологической плиты. Достаточным условием можно считать появление некоторой внешней силы, которая спровоцирует сброс напряжения. Таким образом, для краткосрочного прогноза необходимо определить эту внешнюю силу и сопоставить с информацией о напряженных состояниях планеты. Разница в величине энергии землетрясений (самое мощное – порядка 10^{17} - 10^{18} Дж) и энергии вращения Земли (по различным оценкам 10^{30} - 10^{32} Дж) составляет почти полтора десятка порядков. Причем, ввиду неравномерности вращения Земли, вариации энергии вращения Земли сопоставимы с энергией землетрясения. Учитывая это, можно сделать предположение, что кратковременное изменение скорости вращения планеты является достаточным условием для возникновения землетрясения.

В качестве обрабатываемого материала использовались данные сейсмического каталога NEIS и каталога IRES (Каталог точного времени) за 2000 и 2010 годы. В первую очередь при проводимых исследованиях была изучена плотность землетрясений в указанные годы. В подсчет вошли все сейсмические события с магнитудой большей или равной 5, в том числе повторяющиеся в одном и том же эпицентре, с небольшим временным интервалом. Наша планета, вращаясь неравномерно, в точках изменения ускорения генерирует достаточно мощный механический импульс, который воздействует на земную кору и вызывает сброс накопленной упругой энергии. Точками, в которых ускорение Земли меняет свой знак, являются экстремумы второй производной длительного ряда изменения продолжительности суток (условное обозначение – lod''). Как показано на рис. при сопоставлении графика lod'' со значениями магнитуд можно сделать вывод, что после экстремума функции lod'' в течение

2-3 дней происходит землетрясение с достаточной магнитудой. Следовательно, на основе вариаций вращения Земли возможно определение начала сейсмического события за 24-48 часов до его наступления, что позволяет говорить о возможности краткосрочного прогноза. Но интенсивность и координаты землетрясения с помощью этой методики определить невозможно, поэтому можно рекомендовать комплексирование этой методики с другими способами, определяющими координаты и силу землетрясения. Тем не менее, полученный результат уже дает возможность для дальнейших исследований в данном направлении. Связь неравномерности вращения с величиной магнитуды не наблюдается, но тенденция изменения соблюдается для обоих параметров одинаково.

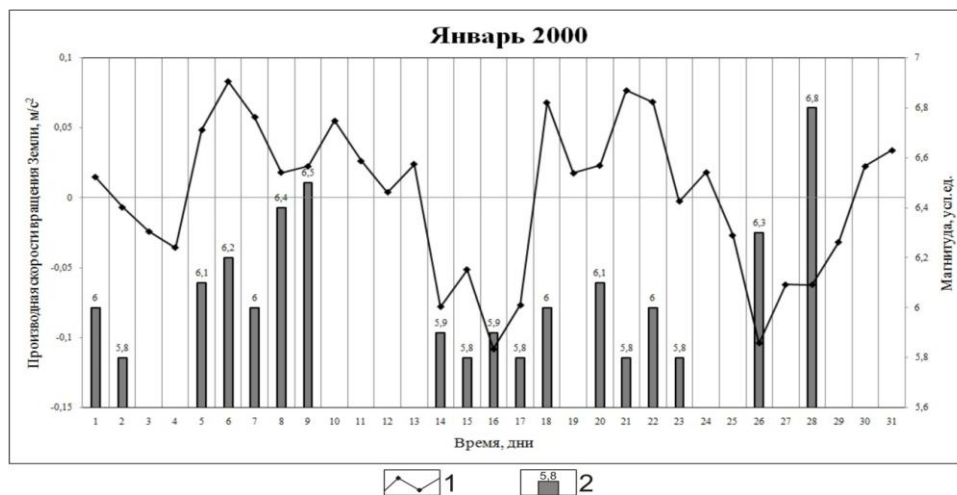


Рис. Зависимость между производной скорости вращения Земли и магнитудой в январе 2000 года
Условные обозначения: 1 — график производной скорости вращения Земли, м/с² (lod^{''}); 2 — магнитуда, усл. ед.

На основе приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1. Неравномерность вращения планеты является одним из мощных факторов, воздействующих на земную кору и приводящую к инициализации землетрясений в различных точках по всей планете.
2. Вариации вращения планеты всегда предшествуют росту общей сейсмичности Земли, поскольку изменение скорости вращения планеты вызывает перераспределение масс в земной коре и соответствующее воздействие на участки земной коры, накопившие избыток упругой энергии. Как правило, это известные сейсмогенные зоны.
3. За счет перестройки земной коры при изменении скорости вращения Земли рост сейсмичности (появление первых землетрясений, инициированных изменением скорости вращения) наблюдается через 24-48 часов после регистрируемого изменения скорости вращения Земли. Этот факт имеет особое значение при оценке возможности краткосрочного прогноза землетрясения.
4. Смена знака ускорения вращения планеты служит общим (для всех землетрясений планеты) краткосрочным предвестником тектонического землетрясения.

Литература

1. Завьялов А.Д. Среднесрочный прогноз землетрясений: основы, методика, реализация. — М.: Наука, 2006. — 254 с.
2. Кейлис-Борок В.И., Косококов В.Г. Комплекс долгосрочных предвестников сильнейших землетрясений мира // Землетрясения и предупреждение стихийных бедствий: Труды XXVII Международного геологического конгресса. — М., 1984. — Т.6. — С. 56 — 66.
3. Соболев Г.А. Основы прогноза землетрясений. М.: Наука, 1993. — 314 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РИСКОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАНОМАТЕРИАЛОВ НА ЖИВЫЕ ОРГАНИЗМЫ

Е.Н. Юнда

Научный руководитель доцент А.Ю. Годымчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наноматериалы имеют самые широкие перспективы применения в различных отраслях производства: в лакокрасочной, текстильной промышленности, электронике, медицине и др. Применение наноразмерных порошков обусловлено рядом новых, кардинально отличающихся свойств нанопорошков по сравнению с грубодисперсными порошками того же состава. При переходе в наноразмерную область реакционная способность вещества может увеличиваться [1]. Такие данные вполне могут объяснить повышенные токсичные свойства наноматериалов [2]. Многочисленные данные о токсичности наноматериалов и их повышенной активности при

попадании в живые организмы делают прогнозирование рисков при их производстве очень актуальной задачей. Цель данной работы заключалась в анализе прогностических факторов и условий воздействия наноматериалов на живые организмы с использованием литературных источников, а также экспериментальных результатов.

Одним из условий возникновения потенциального вредного воздействия наноматериалов на живые организмы является производство нанопорошков – место, в котором концентрация наночастиц может достигать критических значений. Так, увеличение спроса на нанопорошки подталкивает производителей к наращиванию мощностей. Например, компания *CNano* (США) в 2009 г. завершила строительство крупного завода в Китае по производству углеродных нанопорошков мощностью 500 т/год, японская компания *Showa Denko* намерена нарастить объемы до 650 т/год, а бельгийская *Nanosyl* – до 150 т/год [3]. В Томске производство нанопорошков металлов и их соединений суммарно достигает 1 т/год [4, 5].

Следующим условием возникновения потенциальных рисков нанопорошков является использование товаров, содержащих наноматериалы. Металлические нанопорошки добавляют к моторным маслам для восстановления трущихся поверхностей. Наноматериалы используют в качестве сверхпрочных конструкционных материалов и износостойких покрытий. В военном деле они применяются в качестве радиопоглощающего покрытия, а также при изготовлении взрывного оружия [6]. Применение косметических средств и товаров гигиены, содержащих наночастицы, обеспечивает непосредственный контакт наноматериалов с потребителем. Например, нетоксичные по своей природе частицы TiO_2 , традиционно используемого в косметике, проявляют повышенное цитотоксическое действие при переходе в наноразмерное состояние [7].

Важным фактором в прогнозировании рисков наноматериалов является незащищенность организма от проникновения наночастиц через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт и кожный покров [8,9]. При этом наночастицы благодаря размеру быстро разносятся кровью и лимфой по организму и попадают в органы-мишени (печень, селезенка, мозг и т.д.).

Одним из важных факторов является доказательство токсического действия наноматериалов при взаимодействии с живыми организмами. Так, наночастицы могут целиком всасываться (без растворения), могут растворяться с образованием новых продуктов, вызывая общетоксическое, раздражающее, сенсибилизирующее, канцерогенное, мутагенное действие, а также влиять на репродуктивную функцию живого организма [10].

Также одним из важных условий прогнозирования потенциальных рисков является склонность наноматериалов к агрегации при попадании в биосреды и накоплении агрегатов в тканях и органах организма. Так, с помощью метода лазерной дифракции было определено, что в простейших физиологических растворах диаметр частиц и агрегатов нанопорошка цинка увеличивается от 40 мкм до 50 мкм (дистиллированная вода, фосфатный буфер) и до 70 мкм (раствор глюкозы) (рис.1).

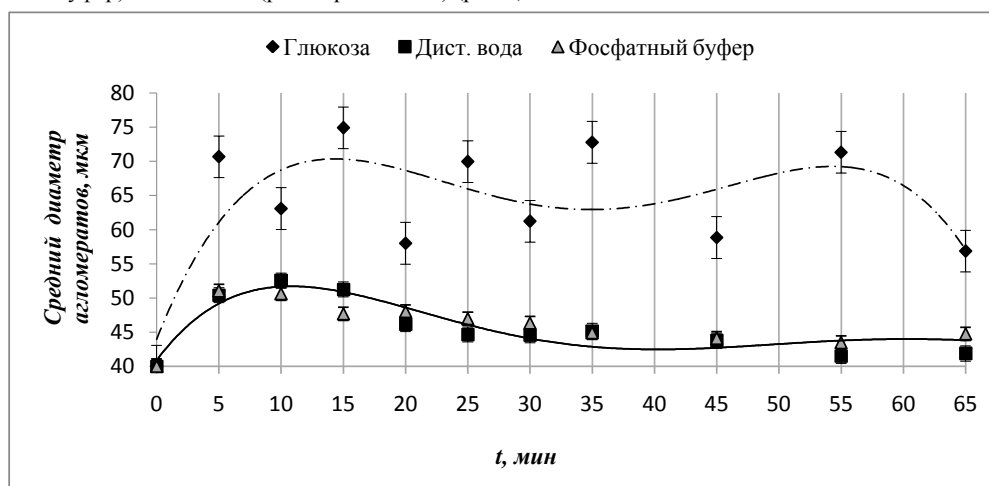


Рис.1. Изменение среднего диаметра агрегатов нанопорошка цинка в зависимости от времени

Далее важным фактором воздействия наноматериалов на живые организмы может являться изменение морфологии и состава. На рис. 2-3 представлены данные электрономикроскопического исследования нанопорошка Zn. На поверхности частиц исходного образца могут образовываться пористые структуры, а также кристаллы вытянутой формы с неправильными гексагональными гранями. Результаты рентгенофазового анализа того же образца и продуктов взаимодействия нанопорошка с физиологическими растворами показывают увеличение доли ZnO в образце от 24 мас.% до 36-50 мас.%.

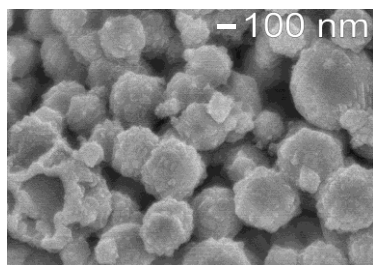


Рис.2. Морфология исходного нанопорошка цинка

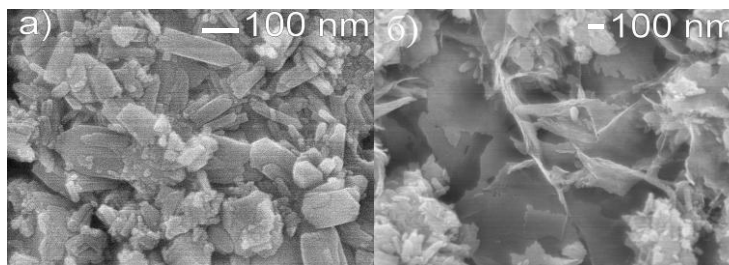


Рис.3. Морфология продуктов взаимодействия нанопорошка цинка с дистиллированной водой

Растворимость металлических частиц в биосреде является одним из источников высокотоксичных для организмов ионов тяжелых металлов (Zn, Fe, Ni, Cd, Pb и др.). В работе с помощью экспериментального наблюдения было показано, что физиологический раствор, в котором находится нанопорошок цинка, приобретает голубоватую окраску, что, вероятно, связано с поступлением в него ионов цинка.

Таким образом, проведенный литературный обзор и экспериментальный задел позволяют сделать вывод о наличии целого ряда факторов и условий возникновения потенциальных рисков воздействия наноматериалов на живые организмы. Расширение производства нанопорошков, неизбежный контакт наноматериалов с окружающей средой, малый размер и повышенная реакционная способность – все это дает основания для прогнозирования высокого риска негативного воздействия наноматериалов, а, следовательно, необходимости применения специфических мер для защиты и предупреждения воздействия наночастиц на живые организмы.

Литература

1. Астанкова А.П., Годымчук А.Ю., Громов А.А., Ильин А.П. О кинетике саморазогрева в реакции нанопорошка алюминия с жидкой водой // Журнал физической химии. – 2008. – Т. 82, № 11. – С. 2126 – 2134.
2. Ким С. От углеродных волокон – к нанотрубкам // The Chemical Journal. – 2009. – С. 60 – 65.
3. Лернер М.И. ООО «Передовые порошковые технологии», г. Томск, Россия: <http://www.nanosized-powders.com>
4. Яворовский Н.А. НИИ высоких напряжений, г. Томск, Россия: <http://www.impulse.tom.ru/ndp/ndp-02.html>
5. Анциферов В.Н. Новые материалы. – Москва: МИСИС, 2002. – С.35 – 36.
6. Vevers W.F., Jha A.N. Genotoxic and cytotoxic potential of titanium dioxide nanoparticles on fish cells in vitro // *Ecotoxicology*. – 2008. – V. 17. – P. 410 – 420.
7. Oberdörster G., Oberdörster E., Oberdörster J. Nanotoxicology: An Emerging Discipline Evolving from Studies of Ultrafine Particles // *Environmental Health Perspectives*. – 2005. – V. 113. – № 7. – P. 823 – 839.
8. Sahoo S.K., Parveen S., Panda J.J. The present and future of nanotechnology in human health care // *Nanomedicine: Nanotechnology, Biology and Medicine*. – 2007. – № 3. – P. 2 0 – 31.
9. Tinkle S. Skin as a Route of Exposure and Sensitization in Chronic Beryllium Disease // *Environmental Health Perspectives*. – 2003. – № 111. – P. 1202 – 1208.
10. Wang B. Acute toxicity of nano- and micro-scale zinc powder in healthy adult mice // *Toxicology Letters*. – 2006. – V. 161. – № 2. – P. 115 – 123.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ В РАЙОНАХ МЕТАСОМАТИЧЕСКИХ СЕРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Д.А. Яблонская, Т.Н. Лубкова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

В современных условиях метасоматические серные месторождения вследствие огромных объемов минерального сырья аргументировано рассматриваются как перспективные на золото-серебряное и медно-порфировое с золотом оруденение. Сероносность площадей массивов кварцитов узлов района с золотом, серебром, медью, полиметаллами является, например, установленной для плиоценовых и неогеновых месторождений Японии. Применительно к территории России наибольший интерес представляют вторичные кварциты Северо-Камчатского сероносного района, образующие семь рудных узлов, из которых четыре прогнозируемых надежно аргументированы геолого-геофизическими данными [1, 4].

Обращение к вторичным кварцитам как новому виду минерального сырья на Au, Ag, Cu и ряд других элементов, ведет к увеличению темпов и масштабов освоения метасоматических серных месторождений и требует, в соответствии с нормами законодательства в области охраны природы, проведения исследований для эколого-геохимической оценки состояния окружающей среды в районах их размещения. Полученные фоновые характеристики являются основой экологического мониторинга, проводимого на всех стадиях производственно-хозяйственного освоения территории.

Применительно к Северо-Камчатскому сероносному району серные рудопроявления приурочены к крупным вулcano-тектоническим структурам позднеогеново-четвертичного возраста, расположенным по линии Главного сероносного разлома, связаны с серно-алунитовыми и серными фациями сульфидизированных кварцитов и представляют собой зоны с массивным и гнездово-прожилковым оруденением со средним содержанием серы – 12-30 %, сульфидов – до 15 %, алунита – 10-20%. Минеральный состав руд предполагает широкую

ассоциацию элементов-спутников Bi, Ag, Hg, W, Pb, As, Cu, Mo, Zn, Sn, для которых также установлены признаки самостоятельных проявлений [2].

Эколого-геохимические исследования по оценке состояния природной среды были проведены в пределах двух рудных узлов района, расположенных в юго-западной части Корякского нагорья. Рельеф территории представляет собой низкогорье с абсолютными отметками до 1000 м, относительными превышениями до 600-700 м, резким преобладанием эрозионно-денудационных форм. Ландшафтная структура изученных участков представлена чередой сменяющих друг друга с абсолютной высотой типов местностей, среди которых выделяются (сверху вниз): скально-нивальный каменисто-пустынный (в среднем 20 % площади), горно-тундрово-луговой (40 %), подгольцовый горно-стланиковый (30 %), предгорный холмисто-увалистый, надпойменно-террасовый и пойменный. Всем ландшафтным комплексам исследуемой территории свойственна высокая динамика, которая проявляется в большой скорости современных эндогенных (тектонических) и экзогенных (эрозионных и денудационных) процессов.

В исследуемом районе преобладают тундровые иллювиально-гумусовые и малогумусовые почвы (подбуры иллювиально-гумусовые и подбуры железистые), в почвенном профиле которых выделяют два основных горизонта: органогенный и альфегумусовый. В условиях относительно затрудненного дренажа почвообразование протекает по гидроморфному торфянисто-глеевому типу с образованием тундровых глеевых почв (подбуров глееватых), развитых фрагментарно. Почвы имеют кислую реакцию ($pH = 3,0-4,5$), степень насыщенности основаниями варьирует от 10 до 30 %. Содержание гумуса в органогенном горизонте составляет около 10 %, серы – 0,5-1,2 %, железа – 2,5-8,5 %. Распределение химических элементов в основных горизонтах почв приведены в табл. 1.

Таблица 1

Содержание некоторых химических элементов
в основных горизонтах иллювиально-гумусовых и малогумусовых почв

Горизонт	Pb	Sn	V	Mn	Cr	Mo	Cu	Zn	Co
АО	1,9	1,1	1,6	1,2	1,3	1,9	0,8	2,8	0,8
ВНФ	1,5	1,1	1,3	1,3	1,2	1,9	1,0	2,6	1,3
ВС-С	1,8	0,9	1,5	1,9	1,2	2,1	1,1	3,4	1,8
С _ф , г/т	21	1,7	163	247	36	1,5	32	47	13

В ареале типичных для района исследований почв над полями гидротермально-измененных пород, вмещающими зоны сульфидизации, формируются специфические каменисто-щепнистые почвы (абраземы), nasledующие окраску элювиально-делювиальных отложений (от белой до кирпичной). Профиль почв укорочен (до 30-50 см), состоит из сохранившейся части альфегумусового горизонта. Под растительными куртинами развивается маломощный (1-2 см) грубогумусовый горизонт с содержанием гумуса менее 2 %. Почвы кислые ($pH = 3,4-4,1$), содержат в среднем 0,8-4,4 % (до 7 %) серы, железа – 3,6-4,6 (до 30 %), степень насыщенности основаниями – около 10 %.

По результатам площадного опробования верхнего горизонта почв были закартированы геохимические аномалии, преимущественно приуроченные к полям гидротермально-измененных пород, вмещающих зоны сульфидизации и минерализованные зоны дробления. Ассоциация элементов-загрязнителей почв представлена Mo, Pb, Ag, Bi, Hg, Zn, W, As ($K_c = n$). Выявленные аномалии представляют собой площади с низким – высоким уровнем загрязнения ($Z_c = 8-128$). Локально, на отдельных участках площадью менее 1 км², установлен очень высокий уровень загрязнения ($Z_c > 128$), обусловленный As, Hg ($K_c = n-n100$), Ag, Mo, Bi ($K_c = n-n10$), Pb, Sn ($K_c = n$).

По данным анализа вертикальных разрезов, заложенных над зонами сульфидизации с прожилково-вкрапленным типом оруденения (табл. 2), не установлено выраженного уменьшения концентраций ведущих рудных элементов от горизонта С к поверхности, что характерно для вторичных остаточных ореолов рассеяния, формирующихся в условиях преобладающего физического выветривания над «мощными» рудными телами (штокверковыми зонами, пластовыми залежами с прожилковыми и вкрапленными рудами) [3]. На участках развития рудной минерализации жильного типа наблюдается закономерное уменьшение концентраций ведущего рудного элемента (Mo) и его основных спутников (As, Bi, Hg) вверх по почвенному разрезу.

Пониженными относительно фона содержаниями характеризуются Zn, а также Mn, Co и Ni ($K_c = 0,1-0,5$), дефицит которых связан с гидротермально-метасоматическим процессом преобразования горных пород, при котором происходит вынос ряда элементов, прежде всего относящихся к группе железа, в периферийные части рудно-магматических систем.

Загрязнение донных отложений водотоков изученных площадей на большей части протяженности русел не превышает низкого уровня, ассоциация загрязнителей представлена Mo, Zn, Pb, Bi, Co ($K_c = n$). В зоне влияния гидротермально-измененных пород загрязнение аллювия соответствует среднему – высокому уровню, типовыми элементами в потоках рассеяния являются As, Pb, Sb ($K_c = n10$), Mo, Zn, Bi, Sn ($K_c = n-n10$).

Поверхностные воды территории по химическому составу относятся преимущественно к сульфатному, реже гидрокарбонатно-сульфатному типу со смешанным составом катионов (кальциево-натриевые, кальциево-магниево-натриевые, кальциево-магниево-натриевые). Величина pH варьирует от 3,2 до 7,7; воды имеют малую минерализацию, редко превышающую 0,2 г/л, очень мягкие и мягкие, редко до умеренно жестких. На отдельных участках водотоков в водах установлены аномальные концентрации Al, Fe, S ($K_c = n10-n100$), Cu ($K_c = n10$), As, V, Ba, Si,

Sr, Be, Ni, Mn ($K_c = n \cdot n_{10}$). Загрязнение вод, оцениваемое по $K_{ПДК}$ (для объектов питьевого и хозяйственно-бытового назначения), в целом варьирует от минимального до среднего уровня ($K_{ПДК} \leq 2-3$). Исключением являются водотоки, дренирующие зоны сульфидизации, загрязнение вод которых соответствует высокому и очень высокому уровню ($Al, Fe, Tl - K_{ПДК} = n \cdot n_{10}$, $Mn, Si - K_{ПДК} = n$).

Таблица 2

Коэффициенты концентрации химических элементов в почвах над зонами сульфидизации

Горизонт	H, см	As	Pb	Sn	V	Mn	Cr	Bi	Mo	Cu	Zn	Hg
<i>Прожилково-вкрапленный тип оруденения</i>												
BF	0-10	29	5,1	1,7	1,5	0,2	1,0	5	13	1,4	0,6	1,0
	10-30	43	5,4	1,9	1,5	0,1	1,1	7	14	1,4	0,5	1,0
BC	40-60	47	5,5	1,7	1,6	0,1	1,2	4	11	1,7	0,5	1,0
C	60-80	26	5,9	1,8	1,7	0,1	0,9	6	14	1,7	0,5	0,8
<i>Жильный тип оруденения</i>												
BF	0-10	27	6	2,1	2,4	0,2	1,5	13	9	1	0,5	2,5
	10-30	50	10	2,5	2,6	0,1	2,4	28	12	0,8	0,6	1,6
BC	40-60	34	10	2,2	2,6	0,1	2,4	37	11	0,9	0,4	3,8
C	60-80	143	8	1,6	2,1	0,1	2,1	31	14	1	0,6	4,1

Подземные воды изученных площадей приурочены к водоносным горизонтам современных (болотных, пролювиальных, аллювиальных) и верхнечетвертичных (флювиогляциальных) рыхлых отложений и водоносным горизонтам скальных горных пород плиоценового и плиоцен-миоценового (отложения корфской свиты) возраста. За исключением последних, подземные воды территории характеризуются гидрокарбонатно- и гидрокарбонатно-сульфатно-кальциевым (кальциево-магниевыми) составом, имеют нейтральную и слабощелочную реакцию среду ($pH = 7,0-7,6$) и минерализацию, не превышающую 0,2 г/л. Содержание в водах основных нормируемых макрокомпонентов (в первую очередь, фторидов и сульфатов) и высоко опасных (Pb, Co) и опасных (Cu, Zn, Ni, V, Fe, Mn) микроэлементов значительно ниже ПДК. Воды плиоцен-миоценовых отложений корфской свиты, циркулирующие в зонах гидротермально-измененных пород, вмещающих зоны сульфидизации, характеризуются сульфатно-кальциевым (кальциево-магниевым) составом, являются кислыми ($pH \sim 4$), имеют среднюю минерализацию (0,2-0,5 г/л). Низкие значения pH вызывают активное выщелачивание из водовмещающих пород Al ($K_{ПДК} = 14,8-51,4$), Fe ($K_{ПДК} = 3,6-6,7$) и Mn ($K_{ПДК} = 2,1-3,4$) и приводят к появлению очень сильно загрязненных вод, не пригодных для водопользования и водопотребления.

Литература

1. Безрукова Л.А., Большаков Н.М., Газизов Р.Б., Кноль В.В. Использование и развитие сырьевой базы благородных металлов ЗАО «Коряк геолДобыча» // Горный вестник Камчатки. – 2007. – № 2. – С. 73 – 76.
2. Власов Г.М. и др. Вулканические серные месторождения и некоторые проблемы гидротермального рудообразования. – М.: Наука, 1971.
3. Соловов А.П. Геохимические методы поисков месторождений полезных ископаемых. – М., 1985.
4. Яроцкий Г.П. Геолого-геофизические закономерности размещения вулканических серных месторождений Тихоокеанского рудного пояса (Корякия – Камчатка – Курилы – Япония). – Петропавловск-Камчатский: Изд-во КамГУ им.В.Беринга, 2006.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ СЕВЕРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗОНЫ Г. УСТЬ-КАМЕНОГОРСКА (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

А.Р. Ялалтдинова

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент А.В. Таловская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Город Усть-Каменогорск является одним из наиболее крупных индустриальных центров Республики Казахстан. По степени концентрации производства и интенсивности загрязнения окружающей среды он занимает лидирующее положение в Республике. Расположение города в долине, ограниченной почти со всех сторон возвышенностями, и размещение промышленных предприятий практически на тех же высотах, на которых размещены жилые массивы, содействует формированию застойных условий в воздушном бассейне города и затрудняет рассеивание токсичных веществ, выбрасываемых предприятиями в атмосферу. Базовыми отраслями г. Усть-Каменогорска, негативно влияющими на состояние окружающей среды, и в частности атмосферного воздуха, являются цветная металлургия, атомно-промышленный комплекс и теплоэнергетика [2].

По результатам ранее проведенных исследований можно сделать вывод, что на данный момент основной вклад в загрязнение атмосферы 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, свинец, медь, золото и серебро, и Усть-Каменогорская ТЭЦ, обеспечивающая теплом и электричеством большую часть города [3].

Но в ходе проведения этих исследований не уделялось должного внимания изучению вещественного состава пылеаэрозолей. Как показали результаты исследований сотрудников кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (ГЭГХ ТПУ) (Л.П. Рихванова, Е.Г. Язикова, А.Ю. Шатилова и др.), изучение вещественного состава пылеаэрозолей позволяет выявить источники загрязнения и обрисовать ореолы воздействия предприятий, дать более объективную оценку пылевого загрязнения территории [5].

Целью работы является изучение специфики пылевых выбросов предприятий Северной промышленной зоны и выявление ореолов их воздействия. В этой статье будут рассмотрены предварительные результаты изучения минерального состава техногенных образований пылеаэрозолей.

Для изучения пылевых атмосферных выпадений в районе Северной промзоны в феврале 2011 г. автором было отобрано 6 снеговых проб. Пробы отбирались с учетом элементов рельефа и преобладающих направлений ветра. Точки отбора размещались в пределах ранее установленных ореолов аномальных концентраций загрязняющих веществ в зоне воздействия предприятий Северной промышленной зоны в соответствии с результатами ранее проведенных исследований ТОО «Экосервис С» в 2005 г. [4]. Схема пробоотбора представлена на рисунке 1. Точки 1 и 2 расположены на расстоянии 1700 и 400 м соответственно к юго-востоку от северной площадки ОАО «УМЗ», точка №3 находится на северной границе СЗЗ ОАО «Казцинк» и в то же время на расстоянии 200 м от площадки УК ТЭЦ, 4 точка удалена на 2700 м к северо-западу от площадок предприятий СЦК и ТЭЦ, точки 5 и 6 в свою очередь располагаются на расстоянии 600 и 300 метров, одна в юго-западном, другая в южном направлении от южной границы площадки Усть-Каменогорской ТЭЦ.

Все работы по отбору и подготовке снеговых проб выполнялись с учетом методических рекомендаций приводимых в работах В.Н. Василенко и др. (Василенко и др., 1995), И.М. Назарова и др. (Назаров и др., 1978), методических рекомендациях ИМГРЭ (Методические..., 1982) и руководства по контролю загрязнения атмосферы (РД 52.04.186-89).

Исследования проводились на базе учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики Международного инновационного образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ. Минералогический анализ проводился с помощью бинокулярного микроскопа Leica EZ4D с определением магнитных и немагнитных частиц с помощью намагниченной металлической иголки и установлением процентного соотношения всех природных и техногенных составляющих методом сравнения с эталонными кружками (Вахромеев, 1950), согласно патенту № 2229737 [5]. Далее из выделенных фракций отбирались наиболее характерные частицы для изучения их качественного состава при помощи лазерного микроанализатора ЛМА-10.

По результатам проведенных исследований было установлено, что уровень пылевой нагрузки изменяется от 7,82 мг/м²*сут - п. Примыкание до 140,15 мг/м²*сут - зона воздействия СЦК (пересечение ул. Промышленной и ул. Куйбышева). Среднее значение пылевой нагрузки в зоне воздействия предприятий Северной промзоны составляет 60,41 мг/м²*сут. Можно выявить зависимость величин пылевой нагрузки от расстояния: максимальные значения в точках, ближайших к предприятиям с наветренной стороны, минимальные – в точках, расположенных вкост преобладающим направлениям ветров. По существующей градации [1] пылевая нагрузка на всей исследуемой территории в зимний сезон 2010/11 гг. следует отнести к низкой степени загрязнения и неопасному уровню заболеваемости (<250 мг/м²*сут).

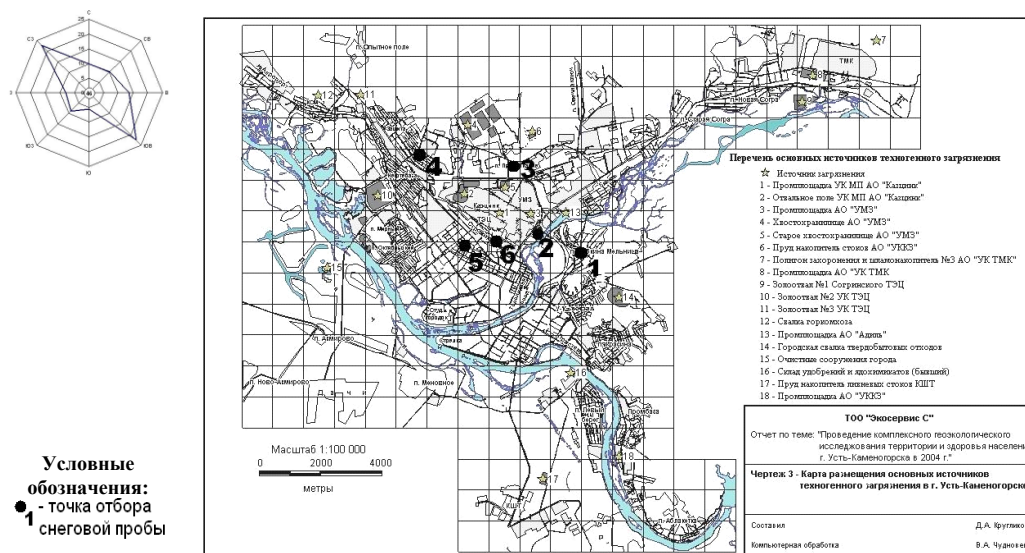


Рис. Схема отбора снеговых проб в зоне воздействия предприятий Северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска (на основе карты размещения основных источников техногенного загрязнения [3])

В ходе изучения минералогического состава проб твердого осадка снега были обнаружены частицы природного (кварц, кальцит, чешуйки слюды, биогенные частицы) и техногенного (металлический микросферу-

лы, частицы сажи и угля, железистые, волокнистые, голубо-зеленые, ярко-оранжевые и стекловатые частицы, полые микротрубочки) происхождения.

Из природных частиц в пробах преобладают кварц (12-40%) и кальцит (5-35%).

Частицы сажи и угля (отходы углесжигания) встречаются во всех пробах, максимальные их концентрации (30%) обнаружены в пробах, отобранных в районе ТЭЦ и в частном секторе, отапливаемом частными котельными. Металлические микросферулы, как и стекловатые частицы были обнаружены в пробах отобранных к юго-западу (3%) и юго-востоку (1-2%) от границы Северной промзоны, что указывает на 2 возможных источника образования: углесжигание или же отходы литейного производства. Непосредственно в зоне влияния Ульбинского металлургического завода были обнаружены железистые частицы (9-12%), голубовато-зеленые частицы различной формы, по результатам ЛМА содержащие такие элементы, как Ti, Mg, Si, Al, Fe, Mn, Cu, Cr (3-7%) и ярко-оранжевые частицы с неоднородной поверхностью, по результатам ЛМА, имеющие схожий состав (Mg, Si, Al, Fe, Ti, Mn, Cu) (1-2%). Происхождение волокнистых частиц и полых микротрубочек установлено не было, хотя и те, и другие преобладают в пробах, отобранных вкост преобладающим направлениям ветров: 27% волокнистых частиц содержится в пробе, отобранной к северо-востоку от промзоны, 6% микротрубочек в пробе, отобранной к юго-западу.

В целом для большинства проб характерно равное процентное содержание природных и техногенных частиц, однако отмечается незначительное преобладание техногенных частиц (59%) в пробе, отобранной в п. Бабкина за счет резкого преобладания частиц сажи и угля, а также незначительное преобладание природных частиц (62% и 68%) для проб, отобранных соответственно в районе Бажова и Защиты.

Литература

1. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саев, Б.А. Ревич, Е.П. Янин и др. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
2. Комплексное обследование и оценка состояния загрязнения природных сред в районе г. Усть-Каменогорска (промежуточный отчет). М.: ИПГ им. академика Федорова Е.К., 1986.
3. Отчет по теме: "Проведение комплексного геоэкологического исследования территории и здоровья населения города Усть-Каменогорска" (в 3 томах). Том 1. / Федоров Г.В. и др. - Усть-Каменогорск: ТОО "Экосервис С", 2004. – 332 с.
4. Отчет по теме: "Разработка научно-обоснованного экологического паспорта города Усть-Каменогорска" (заключительный). Том 1. / Федоров Г.В. и др. - Усть-Каменогорск: ТОО "Экосервис С", 2005. – 304 с.
5. Пат. 2229737 Россия, МПК 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.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИТЬЕВЫХ ВОД ПРИБАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Б.Р. Соктоев, Т.А. Монголина

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В практике комплексных эколого-геохимических исследований в качестве депонирующих сред используются такие объекты, как почва, кровь, волосы, поверхностные и подземные воды, снеговой покров, растительность. Перспективной средой, которую можно использовать в процессе таких исследований, является накипь питьевых вод, или солевые отложения.

Накипь представляет собой солевые отложения, образующиеся в бытовой посуде (чайниках, кастрюлях и т.д.) в процессе кипячения и последующего остывания воды. Время, в течение которого накапливаются данные образования, достигает нескольких месяцев и, возможно, лет. Первые опыты в использовании солевых отложений питьевых вод в качестве индикаторов экологического состояния территорий оказались достаточно успешными [4, 5, 6].

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 геохимические особенности накопления химических элементов в солевых образованиях питьевых вод Прибайкальского региона и попытаться связать данные особенности с геологическим строением территории, а также возможным влиянием ПЯВ «Рифт-3».

В данном исследовании были проанализированы солевые отложения питьевых вод пяти районов Иркутской области: Аларский, Балаганский, Боханский, Нукутский, Осинский. Общее количество проанализированных образцов – 84. Кроме того, для сравнительного анализа были проанализированы образцы природных образований – травертинов (Паммукале (Турция), Таловские чаши (Томская область)), а также накипь вод оз. Байкал. Пробоотбор и пробоподготовка осуществлялась в соответствии с патентом [2]. 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.).

Исследуемые районы находятся на берегах р. Ангара: Аларский, Балаганский, Нукутский – на левом, Боханский, Осинский – соответственно, на правом. В геологическом отношении данные районы резко отличаются: территория правобережья представляет собой осадочный чехол юга Сибирской платформы, в строении которой участвуют палеозойские гипсово-соленосно-карбонатные, юрские угленосные терригенные и кайнозойские терригенные породы. Левобережье является зоной сочленения Сибирской платформы и Восточных Саян, так называемым Присяянским эрозионно-тектоническим прогибом, выполненным, главным образом, отложениями нижнего кембрия и юры [1].

В гидрогеологическом отношении территория приурочена к Иркутскому артезианскому бассейну, входящему в состав более крупного Ангаро-Ленского артезианского бассейна [3].

По результатам химического анализа, солевые отложения питьевых вод представляют собой карбонатные образования со средним содержанием кальция 30,6%.

Распределение основных петрогенных элементов (Na, Ca, Fe) показывает, что для данной территории характерны натрово-железистые воды, которые характеризуют геохимическую специализацию территории. Ангаро-Ленский артезианский бассейн по литературным данным выделяется по минерализации вод, связанной, прежде всего, с палеозойскими гипсово-соленосно-карбонатными породами. В верхнем течении р. Ангара располагаются заводы по добыче поваренной соли (г. Усолье-Сибирское).

По данным кластерного анализа, для левобережья выделяются две устойчивые ассоциации: Sb-Sr-Zn-Co-Fe, Sc-Hf-Sm-Yb-Th-Tb-Eu. Первая ассоциация является геохимически специализированной, так как на данной территории известны рудопроявления Cu, Zn, Co, Fe. Вторая ассоциация может являться показателем потенциальной редкометалльной минерализации.

На правобережье выделяются 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 связана с воздействием подземного ядерного взрыва (ПЯВ) «Рифт-3».

ПЯВ «Рифт-3» был произведен 31.07.1982 г. на территории Осинского района в долине р. Обусы вблизи (7-12 км) сел Борохал, Горхон в 20 км от залива Обуса Братского водохранилища. Взрыв был произведен в зоне разлома закарстованных трещиноватых карбонатных пород кембрия, сопровождался разрывом сплошности геологических пластов, дроблением горных пород и прорывом глубинных напорных минерализованных вод в горизонт грунтовых питьевых вод населения.

Факт воздействия ПЯВ на гидросферу в целом подтверждается при изучении распределения редкоземельных элементов. Солевые отложения из населенных пунктов, расположенных вдоль р. Обуса характеризуются наиболее высокими показателями концентрации Sm и Eu.

В целом, накипь в районе возможного воздействия ПЯВ характеризуется также повышенными показателями Th и торий-уранового отношения. Значение торий-уранового отношения составляет 0,05 при среднем показателе для остальной территории 0,01.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. для изучаемой территории характерны натрово-железистые воды, подтверждающие геохимическую специализацию территории, обусловленную соленосными карбонатными породами;
2. для левобережья и правобережья устанавливаются различные ассоциации, связанные, прежде всего, с природной составляющей (месторождения, рудопроявления);
3. в зоне возможного воздействия ПЯВ «Рифт-3» отмечаются повышенные содержания редкоземельных и радиоактивных элементов, а также повышенные показатели торий-уранового отношения.

Литература

1. Атлас. Иркутская область: экологические условия развития. – М. – Иркутск, 2004.
2. 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.
3. Пиннекер Е.В. Рассолы Ангаро-Ленского артезианского бассейна. – М.: Издательство «Наука», 1966. – 332 с.
4. 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.
5. 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.
6. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Томск: Б.и., 2006. – 423 с.

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ РТУТИ В ПЫЛЕАЭРОЗОЛЯХ
НА ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА****Е.А. Филимоненко, О.С. Финк, Д.А. Комарова**

Научные руководители профессор Е.Г. Языков, доцент А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ртуть является одним из самых токсичных химических элементов, она определена как элемент I класса опасности во всех природных средах. Основная форма нахождения ртути в природе - рассеянная, ртуть является халькофильным элементом и присутствует в большинстве сульфидных минералов, а также в повышенных концентрациях она содержится в полиметаллических, медных, железных рудах. Установлено накопление ртути в бокситах, некоторых глинах, горючих сланцах, известняках и доломитах, в углях, природном газе, нефти. В природных условиях ртуть обычно мигрирует в трех наиболее распространенных состояниях - в виде элементарной ртути, иона двухвалентной ртути и иона метилртути.

Поступление ртути в атмосферу от природных источников происходит в результате дегазации земной коры, испарения ртути из горных пород, почв, вод - эти процессы идут непрерывно и активизируются при извержениях вулканов, землетрясениях, геотермальных явлениях. Техногенными источниками поступления ртути в атмосферный воздух являются предприятия топливно-энергетического комплекса, работающие на природном органическом топливе, предприятия черной и цветной металлургии, химические, электротехнические производства, предприятия по производству цемента, а также предприятия по производству соединений самой ртути и заводы по утилизации мусора.

Для Сибирского региона и г. Томска в частности основным источником эмиссии ртути в атмосферу является теплоэнергетика. А за счет тенденции увеличения использования на ТЭС доли каменного угля (доля угля относительно газа на Томской ГРЭС-2 в 2001 г. составляла 14 %, в 2007 г. - 27 %, 2010 г. - 50 %), эмиссия ртути от сжигания данного вида топлива в будущем будет только увеличиваться. Ртуть обладает низкой температурой плавления и высокой упругостью паров, в следствие чего она обладает высокой летучестью и при температурах горения угля может находиться только в виде паров элементарной ртути. Вынос ртути в газовую фазу из высокотемпературной зоны пылеугольной топки (какие как раз используются на ГРЭС-2) составляет 98-99 %.

Ртуть и ее соединения обладают высокой токсичностью, обусловленной высоким химическим сродством ртути (II) и ее метилированных соединений к биомолекулам. Поступление соединений ртути в организм человека возможно с продуктами питания, водой и конечно же при дыхании, причем в организме человека задерживается в среднем до 80% вдыхаемых им паров ртути. При систематическом поступлении даже небольших доз ртути она активно всасывается в желудочно-кишечном тракте, накапливается в мозге и почках и в конце концов вызывает хроническое отравление организма, у людей развивается микромеркуриализм. Это выражается в заметном снижении работоспособности, в быстрой утомляемости, в повышенной возбудимости. Воздействие ртути на мозг и ЦНС заключается в том, что даже при поступлении в организм незначительных концентрации этого металла происходит разрушение мембран нейронов, для примера подобной реакции не происходит при введении в нервную ткань таких же микроконцентраций Cd, Al, Pb, Mn.

С целью изучения содержания ртути в атмосферном воздухе г. Томска были проанализированы пробы твердого осадка снега, так как снег, являясь естественным планшетом-накопителем, в условиях развития сплошного снегового покрова отражает загрязнение окружающей среды, обусловленное поступлением химических элементов от различных техногенных источников. Отбор проб снега осуществлялся сотрудниками кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ в марте 2007 г. по площадной сети с интервалом 500 - 600 м, было отобрано 69 проб. А также были изучены пробы, отобранные в 2010 г. Филимоненко Е.А. в зонах воздействия разнопрофильных промышленных предприятий (ООО "Томскнефтехим", ООО "ЖБИ-27" и ООО "ЖБК-40", кирпичные заводы ЗАО "Карьероуправление" и ОАО "Томский завод строительных материалов и изделий") по векторной сети с учетом преобладающего направления ветра (юг, юго-запад) с шагом 200 м на расстояние 1 км. Общее количество проб, отобранных на территории г. Томска - 84. Для сравнения изучались пробы твердого осадка снега, отобранные в других регионах, а именно - в г. Киселевске (4 пробы) и г. Междуреченске (10 проб) Кемеровской области и в республике Хакасия на территории Тейского железорудного месторождения (3 пробы). Все работы по отбору и подготовке снеговых проб выполнялись с учетом методических рекомендаций приводимых в работах В.Н. Василенко и др., И.М. Назарова и др., методических рекомендациях ИМГРЭ и с учетом много летнего опыта проведения атмогеохимических съемок, накопленного сотрудниками кафедр ГЭГХ ТПУ.

Содержание ртути в пробах твердого осадка снега определялось в лаборатории микроэлементного анализа природных сред МИНОЦ "Урановая геология" кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ на ртутном анализаторе "РА-915+" с пиролитической приставкой "ПИРО-915+". Измерения для каждой пробы проводились трижды, использовались навески проб твердого осадка с нег по 50 мг.

По результатам измерения содержания ртути в пробах, отобранных по площадной сети на территории г. Томска, была построена карта-схема ореолов загрязнения снежного покрова данным элементом (рисунок 1). Минимальная зафиксированная концентрация ртути на территории г. Томска составляет 0,29 мг/кг, наибольшее же значение - 0,9 мг/кг, при средней величине 0,34 мг/кг. В южной части города (Советский и Кировский районы) наблюдаются 2 ореола повышенных содержаний ртути в пылеаэрозолях, в зонах воздействия предприятий машиностроительной отрасли (ОАО «Манотомь», ОАО «Сибэлектромотор», ФГУП «Томский электротехнический завод» и НПО «Полос»), имеющих чугуно-литейные цеха и осуществляющие металлообработку; а также в зоне воздействия Томской ГРЭС-2, основные выбросы которой исходят из двух труб высотой по 130 м, вслед-

ствие чего зона интенсивного воздействия данного предприятия топливно-энергетической отрасли составляет более 2500 м. В северной части города обнаружено два меньших ореола загрязнения ртутью по сравнению с южной частью города, вероятно они приурочены к местам несанкционированных свалок бытового мусора.

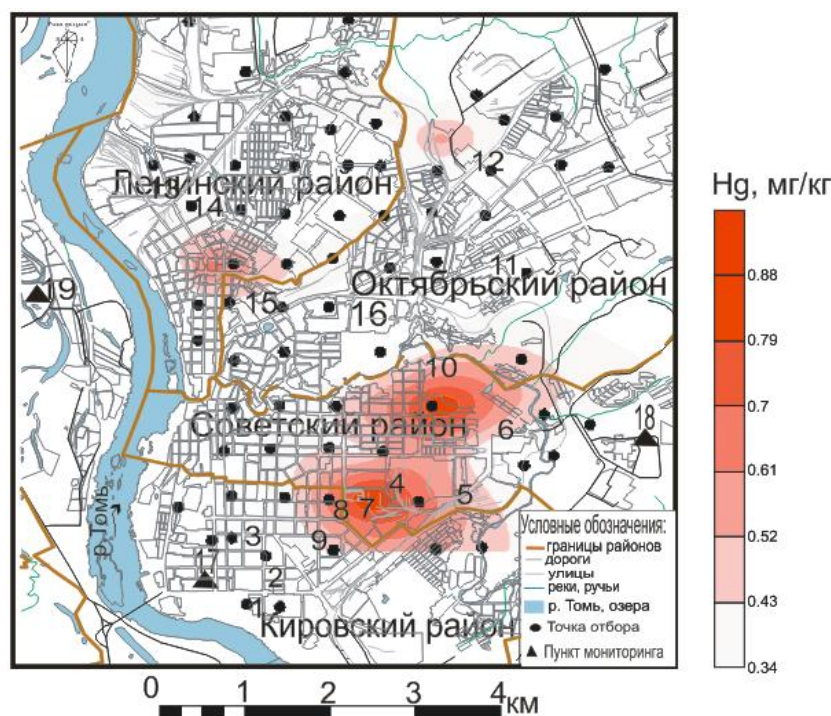


Рис. 1. Карта-схема содержания ртути в пробах твердого осадка снега на территории г. Томска. Промышленные предприятия (1 -16): 1 ООО «Континенть», 2 ОАО «Томский инструмент», 3 ОАО «Томский электроламповый завод», 4 Томская «ГРЭС-2», 5 ООО «Завод крупнопанельного домостроения ТДСК», 6 «Эмальпроизводство ЗАО «Сибкабель», 7 ОАО «Манотомь», 8 ОАО «Сибэлектромотор», 9 ФГУП «Томский электротехнический завод» и НПО «Полнос», 10 Золотовал Томской «ГРЭС-2», 11 ЗАО «Карьероуправление», 12 ОАО «Завод ЖБК-100» и ООО «Керамзит-Т», 13 ОАО «Томский шпалопроточный завод», 14 ООО «Томский завод резиновой обуви», 15 ЗАО «Сибкабель», 16 ЗАО «Томский подшпикник»

При сопоставлении средней концентрации ртути в пробах твердого осадка снега, отобранного на территории г. Томска, с другими городами, не отмечается сильного различия в полученных значениях: г. Томск - 0,34 мг/кг, г. Киселевск - 0,20 мг/кг, г. Междуреченск - 0,30 мг/кг. Однако для территории железорудного Тейского месторождения концентрация ртути в пылаэрозольях превышает полученные значения для городских территории более чем в 2 раза и составляет 0,66 мг/кг.

В зонах воздействия различных промышленных предприятий изменения концентрации ртути в пробах твердого осадка снега по мере удаления пункта отбора проб не наблюдается. Наибольшее содержание ртути зафиксировано в зоне воздействия ООО "Томскнефтехим" - 0,41 мг/кг, минимальное - в зоне кирпичных заводов 0,12 мг/кг.

Таким образом, на территории г. Томска были выявлены ореолы повышенных концентраций ртути в твердом осадке снега, сравнены средние содержания ртути в пылаэрозольных выпадениях на территории г. Томска и городов Кемеровской области, а также железорудного месторождения.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ВОЛОС ДЕТЕЙ В БАКЧАРСКОМ РАЙОНЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.В. Швецова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время по-прежнему существует недостаточное количество информации об изменчивости диапазона концентраций микроэлементов в волосах как функции различных локальных факторов в популяционных группах, неподверженных повышенному воздействию загрязнения окружающей среды. На таких территориях к факторам, искажающим элементный состав организма, относятся наличие природных аномалий. В качестве

природных источников поступления элементов в состав волос выступают месторождения полезных ископаемых, природные воды [7, 8].

Для более подробного выявления влияния природной геохимической ситуации на формирование элементного состава волос населения нами рассмотрены результаты, полученные на территории Бакчарского района, где по ранее проведенным исследованиям фиксируются природные геохимические аномалии, а факторы техногенного характера менее значимые по своей мощности по сравнению, например, с Томским районом.

Район расположен на юге Томской области. На севере район граничит с Чаинским и Парабельским районами, на востоке – с Парабельским, на юге – с Новосибирской областью, на западе – с Шегарским, Кривошеинским и Молчановским районами [5].

На территории Бакчарского района Томской области в междуречье Андорма и Икса находится месторождение железных руд, являющееся составной частью огромного по площади Западно-Сибирского железорудного бассейна (рис. 1). Оолитовые железные руды Бакчарского месторождения относятся к прибрежно-морскому типу осадочных сидерит-гидрогетит-лептохлоритовых руд. Они открыты и предварительно изучены в 50-х гг. XX в [1].

Бакчарское месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности и находится в административных границах Бакчарского района Томской области. В геологическом отношении район имеет двухъярусное строение: складчатый фундамент палеозойского возраста и перекрывающий его чехол осадочных мезозойско-кайнозойских отложений. Железные руды приурочены к верхнемеловым и палеогеновым отложениям и прослеживаются в виде горизонтов на всей площади месторождения, а также за её пределами, разделяясь безжелезистыми или сладожелезистыми породами, которые иногда с размывом перекрывают друг друга [4].

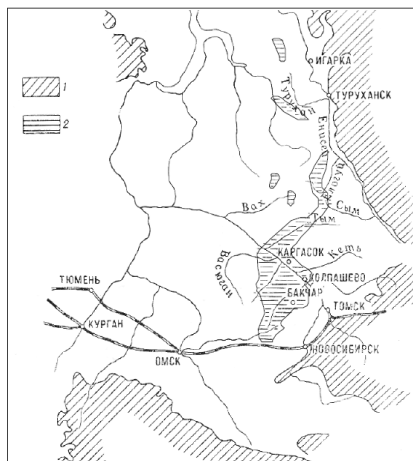


Рис. 1. Западно-Сибирский железорудный бассейн [4].

Условные обозначения: 1 – горное обрамление; 2 – разведанные участки бассейна

Пробы волос были взяты у детей в возрасте от 3 до 15 лет. В Бакчарском районе было взято 52 образца волос в 19 населенных пунктах. Пробоотбор и пробоподготовка проводились согласно стандартным методикам, рекомендованным МАГАТЭ [6]. В выборку включались дети, не имеющие отклонений по медицинским показателям, коренные жители. Пробоподготовка проводилась на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета.

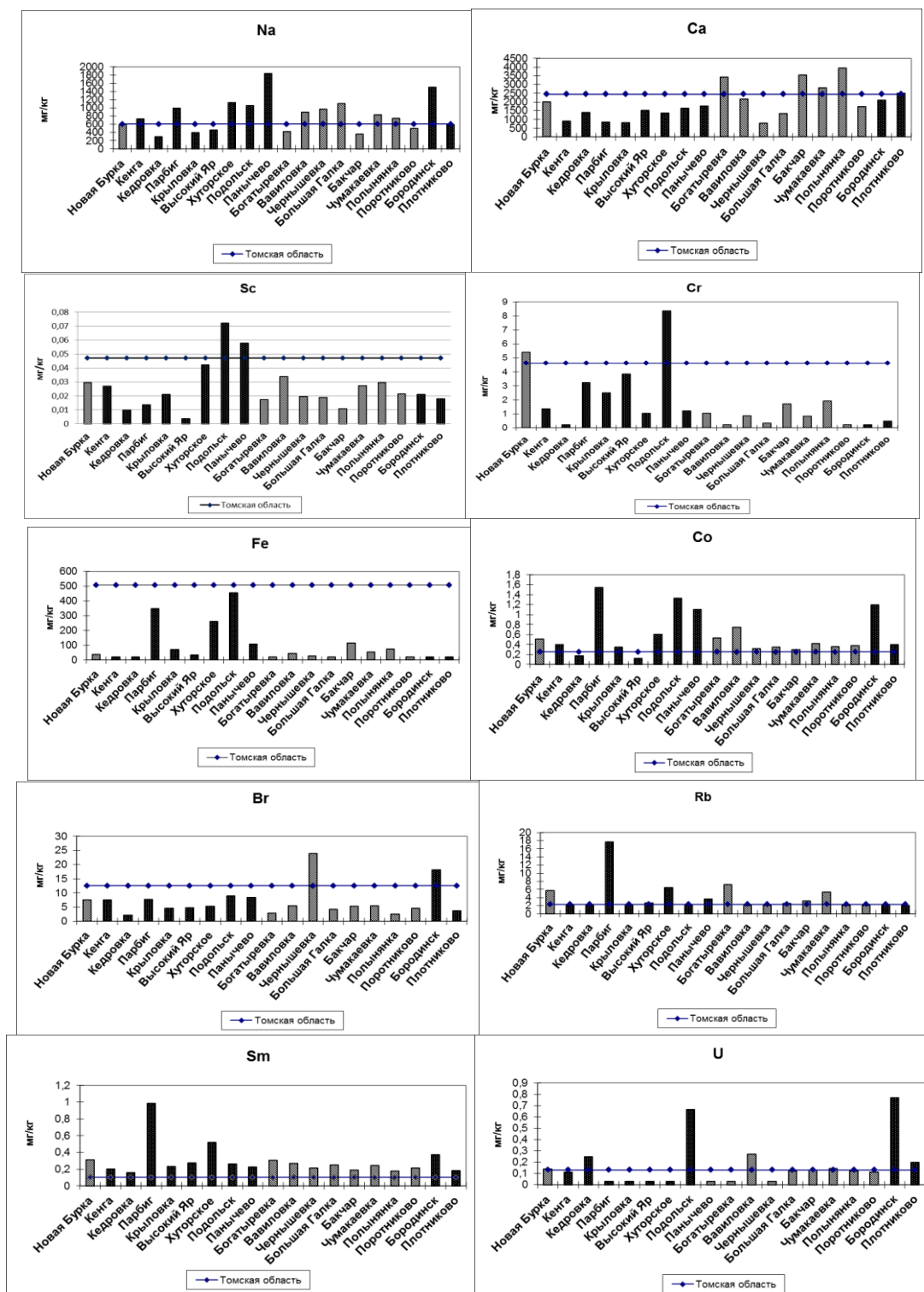
Для количественного определения химических элементов использовался метод инструментального нейтронно-активационного анализа, осуществляемый на Томском исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т в лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. А.Ф. Судыко). Измерения производились на гамма-спектрометре с германий-литиевым детектором.

Содержание железа в составе волос детского населения Бакчарского района составляет в среднем 99мг/кг, что в 2 раза ниже средне областных показателей. Данный факт, по всей вероятности, обусловлен формой нахождения железа в питьевых водах [2], откуда оно поступает в организм человека, и неспособностью этой формы накапливаться в депонирующих тканях в высоких концентрациях.

На рис. 2 показана особенность в распределении элементов в изученном материале в срезе населенных пунктов Бакчарского района. Так, отчетливо прослеживается тенденция снижения концентрации химических элементов в пробах волос, отобранных в населенных пунктах, территориально расположенных в зоне локализации железорудного узла – это н.п. Богатыревка, Вавиловка, Чернышевка, Большая Галка, Бакчар, Чумакаевка, Польшнянка, Поротниково, и на его границах.

Яркой особенностью биосубстрата в Бакчарском районе можно считать значительное накопление кобальта, являющегося характерным элементом для железных руд, распространенных на данной территории. Но, в то же время, в них не фиксируется мышьяк, постоянно присутствующий в рудах этого типа. Кроме того, элементный состав волос детей практически во всех населенных пунктах района характеризуется высокими концен-

трациями самария (рис. 2). Возможно, это связано с присутствием циркон-ильменитовых песков. Так, некоторыми авторами [3] отмечается, что к зоне распространения оолитовых осадочных руд железа приурочены и многочисленные проявления ильменит-циркониевых россыпей.





 населенные пункты, территориально расположенные в зоне локализации железорудного узла;
 населенные пункты, находящиеся вне зоны локализации месторождения.

Рис. 2. Диаграммы содержания некоторых химических элементов (мг/кг) в составе волос детей, проживающих в населенных пунктах Бакcharsкого района

Данные химического анализа волос детей Бакcharского района были изучены с помощью кластерного анализа в программе STATISTICA. При кластерном анализе осуществляется непосредственная корреляция между изучаемыми химическими элементами, позволяющая устанавливать ассоциации элементов и характер накопления. Тип анализа иерархический, метод расчета расстояний – коэффициент корреляции Пирсона. Как показывает кластерный анализ, на территории района хорошо фиксируется взаимосвязь железа с группой элементов Co-Hf-La-Se-Th (рис. 2).

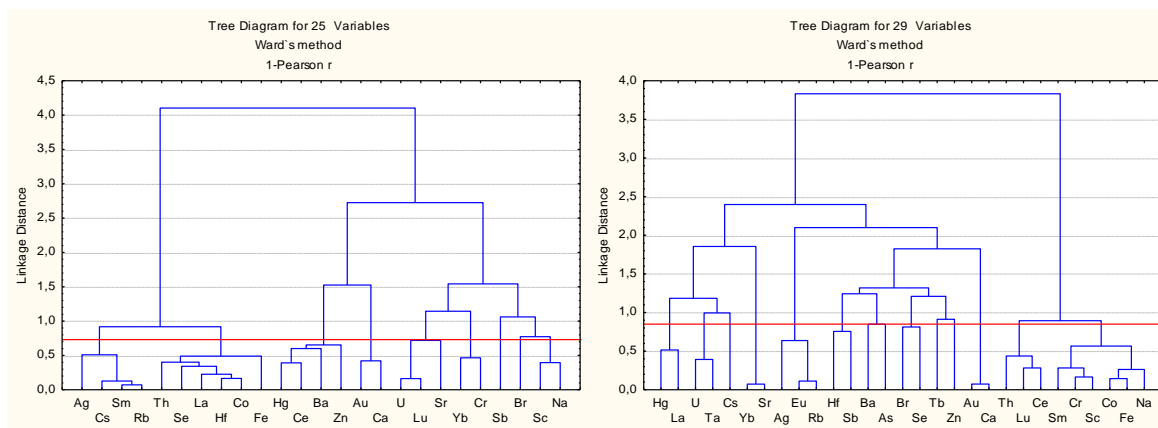


Рис.3. Дендрограммы корреляционных матриц геохимического спектра волос детей: слева – проживающих в Бакcharском районе ($1\text{-Person } r_{0,27} = 0,73$), справа – в Томском районе ($1\text{-Person } r_{0,15} = 0,85$)

Иная картина взаимосвязи элементов наблюдается для биосубстрата в Томском районе, который имеет сложную эколого-геохимическую обстановку, обусловленную влиянием разно профилейных предприятий Северного промышленного узла. Среди значимых ассоциаций выделяются Hg-La, U-Ta, Yb-Sr, Ag-Eu-Rb, Hf-Sb, Br-Se, Au-Ca, Th-Lu-Ce, Sm-Cr-Sc, Co-Fe-Na. Между двумя последними ассоциациями прослеживается значимая связь (рис. 3). Наличие множества мелких ассоциаций указывает на сложный смешанный характер поступления элементов в состав волос на данной территории.

В Бакcharском районе, в отличие от Томского, бром и сурьма не образуют значимых ассоциаций. В целом, отличия в геохимических спектрах волос детского населения в данных районах весьма закономерны, поскольку на территориях с техногенным прессингом и наличием природных аномалий существует разная геохимическая обстановка.

На основании расчета коэффициентов концентрации химических элементов в структуре волос детей относительно средне областного уровня были построены диаграммы, отражающие избирательное накопление элементов (коэффициент концентрации > 1) в разных районах области (рис. 4). Так, биогеохимический ряд накопления элементов в изученном материале для Бакcharского района имеет следующий вид: Sm 3 – Co 2,3 – Rb 2 – Cs 1,7 – Na 1,3 – Ba 1,2. При этом в отличие от других районов области, только здесь отмечается присутствие в ряду рубидия и столь значительное накопление самария.

Геохимические аномалии, фиксирующиеся в изученном биосубстрате на территории Бакcharского района, связаны с расположенным здесь месторождением оолитовых железных руд, которое является составной частью огромного по площади Западно-Сибирского железорудного бассейна. Так, отчетливо прослеживается тенденция снижения концентрации большинства из изученных химических элементов в пробах волос, отобранных в населенных пунктах, территориально расположенных в зоне локализации железорудного узла и на его границах. Характерной особенностью состава волос детского населения в районе можно считать повышенное по сравнению со средне областными значениями накопление самария и рубидия.

Литература

1. Асочакова Е.М., Коноваленко С.И. Геохимические особенности железных руд Бакcharского месторождения (Западная Сибирь) // Вестник Томского государственного университета, серия "Науки о Земле". – Томск, 2007. – № 305. – С. 219 – 222.
2. Видяйкина Н.В. Обеспечение экологической безопасности при использовании сельским населением подземных вод для питьевых целей (на примере Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа): автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2010. – 21 с.
3. Даргевич В.А. Сравнительная количественная оценка перспектив территории Томской области на ильменит-цирконовые россыпи раннеэоценового возраста // Проблемы геологии, рудогенеза и минерогенеза Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2000. – С. 102 – 105.
4. Николаева И.В. Бакcharское месторождение оолитовых железных руд АН СССР. – Новосибирск, 1967. – 129 с.
5. Официальный сайт Бакcharского района Томской области. URL: <http://bakchar.tomsk.ru/globalinfo.html> (дата обращения 15.02.2011)
6. Element analysis of biological materials. Current problems and techniques with special reference to trace elements. Appendix II. Technical reports series. – Vienna: IAEA, 1980. – № 197. – P. 351 – 367.

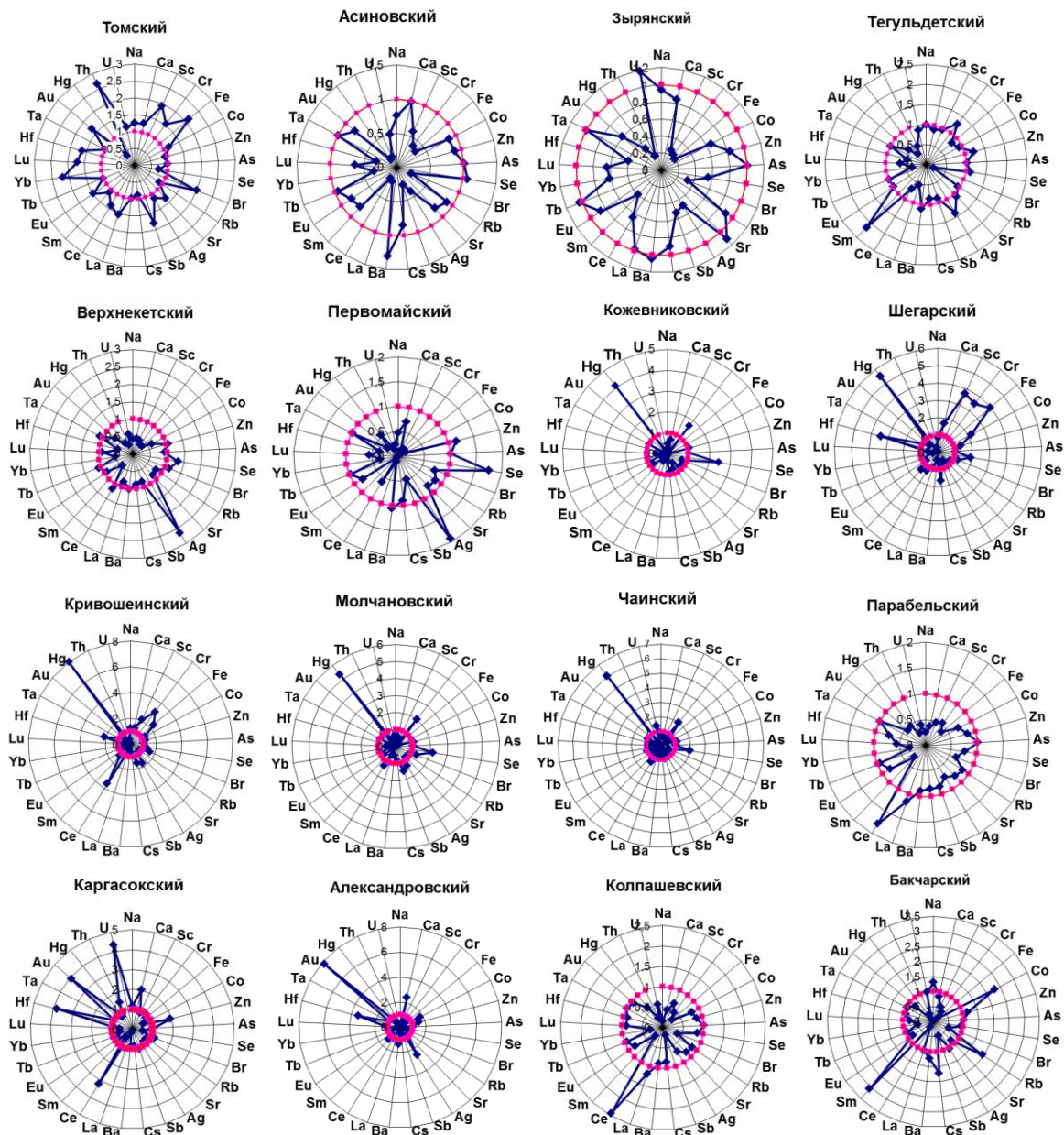


Рис.4. Коэффициенты концентрации элементов в волосах детей, проживающих в районах Томской области, относительно средних значений для Томской области

7. 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.
8. 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.

Секция 18

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЮМОСИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПЕНОСТЕКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

О.В. Казьмина, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время особое внимание уделяется новым теплоизоляционным материалам, отличающимся не только высоким уровнем теплофизических характеристик, но и обеспечивающим пожаро- и экологическую безопасность в процессе эксплуатации. Этим требованиям в значительной степени отвечают пеностекельные материалы. Несмотря на то, что накоплен значительный научный и практический опыт, производство данного вида материалов в России ограничено и развивается медленно. Главным образом это связано с высокими энергозатратами и проблемой исходного продукта – вторичного стеклобоя, практика сбора и обогащения которого не обеспечивает в полном объеме потребности основных стекельных производств. В тоже время специальная варка стекла увеличивает стоимость и без того дорогого материала. В связи с этим особую актуальность приобретает решение задачи синтеза стеклогранулята по энергосберегающей технологии, минуя процесс варки стекла, а также расширение сырьевой базы за счет использования распространенного природного и техногенного сырья, в том числе некондиционных для стекловарения сырьевых материалов.

Цель данной работы – установить возможность получения пеностекельного материала с повышенными прочностными характеристиками при плотности не более 370 кг/м³ с использованием гранулята, синтезируемого при температурах ниже 900 °С с содержанием кристаллической фазы, обеспечивающей условия вспенивания на основе природного алюмосиликатного сырья.

Для проведения исследований было использовано природное и техногенное алюмосиликатное сырьё – материалы с SiO₂ не менее 60 % и Al₂O₃ от 6 до 20 % (SiO₂/Al₂O₃ < 13), химический состав которого приведен в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав алюмосиликатного сырья

Сырьевой материал	Содержание оксидов, масс. %							Отношение SiO ₂ / Al ₂ O ₃
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	R ₂ O	Δm _{тип}	
цеолит	63,12	13,26	2,38	3,50	1,75	4,11	11,88	4,8
перлит	71,00	14,3	1,6	1,5		6,3	5,3	4,9
золошлак	62,9	19,9	6,1	3,6	2,6	3,9	–	3,2
содержание в золошлаке SO ₃ и TiO ₂ – 0,2 и 0,7 мас. % соответственно								

Для исследований выбраны составы системы Na₂O-Al₂O₃-SiO₂, в которых количество SiO₂ изменялось от 62 до 73 мас. %, при постоянном содержании Na₂O (22-23 мас. %). В соответствии с диаграммой состояния определены концентрационные области составов, дающие не менее 75 % расплава при температурах ниже 900 °С. В качестве базовых смесей выбрано два пограничных состава, отличающиеся по соотношению SiO₂/Al₂O₃ в пределах от 4,1 до 14,6. В соответствии с базовым содержанием основных оксидов рекомендуемых областей рассчитан компонентный состав исходных шихт, который как видно из данных приведенных в таблице 2, является в основном трехкомпонентным. Двухкомпонентные шихты на алюмосиликатном сырье занимают относительно небольшую область, в случае трехкомпонентного состава содержание алюмосиликатного компонента меняется в более широком интервале от 25 до 55 мас. %.

Таблица 2

Компонентный состав шихт для получения стеклогранулята на основе алюмосиликатного сырья

шихта на основе алюмосиликатного сырья	обозначение шихт	состав шихты, мас. %		
		маршаллит	сода	алюмосиликатный материал
цеолита	ШЦ – 1	55	28	17
	ШЦ – 2	–	24	76
перлита	ШП – 1	–	23	77
	ШП – 2	–	15	85
золошлаковые отходы	ШЗ – 1	50	25	25
	ШЗ – 2	20	25	55

В технологии пеностекла кристаллизационная способность играет существенную роль, так как влияет на процесс вспенивания и свойства конечного продукта. Тем более что температуры вспенивания часто совпадают или близки к температурному интервалу кристаллизации исходного стекла. Устойчивость расплава к стеклообразованию и его пригодность для получения пеноматериала оценивалась по следующим критериям – фактор связности структуры, коэффициент структуры аниона, а также показателям, характеризующим реологические свойства расплава – модуль вязкости и поверхностное натяжение. Рассчитанные значения показателей, определяющие влияние состава стекла на изменение вязкости и кристаллизационной способности показали, что вы-

бренные алюмосиликатные составы с одной стороны отличаются повышенной вязкостью, с другой – проявлением кристаллизации, что предполагает постоянное наличие кристаллической фазы в пределах до 20-25 мас. %.

Фазовый состав и свойства гранулята во многом определяются температурным режимом его синтеза. Для шихты определенного состава важно установить индивидуальный режим термообработки. С этой целью разработана методика определения интервала размягчения шихты, позволяющая оценить ее поведение в процессе фазового перехода из твердого в вязко-текучее состояние. По значению интервала размягчения шихты условно разделены на две группы. Медленно размягчающиеся ($\Delta T \geq 110$ °C), для которых рекомендуется относительно высокая скорость подъема температуры в процессе термообработки шихты (18 °C/мин), и быстро размягчающиеся ($\Delta T < 110$ °C), которые необходимо обрабатывать медленно (6 °C/мин), или корректировать состав шихты добавлением компонентов, увеличивающих вязкость расплава. Установлено, что фазовый состав, синтезированный по выбранным температурным режимам гранулята, представлен стеклом с содержанием кристаллической фазы, не превышающей 23 %.

Таблица 3

Характеристика стеклогранулята, полученного на основе алюмосиликатного сырья

Исходная шихта на основе материала		Расчетный состав стеклогранулята, мас. %				Температурный режим		Фазовый состав стеклогранулята, %	
		Na ₂ O	RO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	T _{max} , °C	τ, мин.	кристалл.	стекло
цеолит	ШЦ-1	24	2	70	4	800	30	19,0	81,0
	ШЦ-2	20	5	62	13	850	60	5,5	94,5
перлит	ШП-1	16,6	1,6	67,2	13 (1,6)	880	30	0	100
	ШП-2	21,6	1,4	63,3	12,2 (1,4)	800	45	0	100
золошлак	ШЗ-1	17,4	2,2	70,4	7 (3)	850		20	80,0
	ШЗ-2	19,1	3,5	57,7	13,3 (6,4)	815		23	77,0

В скобках указано содержание Fe_xO_y

Технологический процесс получения пеностеклового материала сводится к следующим основным производственным этапам: 1. Приготовление шихты и синтез стеклогранулята. 2. Приготовление пенообразующей смеси. 3. Вспенивание и отжиг материала. Технологические условия изготовления позволяют получить материал с аморфной матрицей, содержащей кристаллическую фазу, количество и размер частиц которой определяет прочность готового изделия. Установлено, что повышение механической прочности по сравнению с пеностеклом обеспечивается размерами частиц кристаллической фазы менее 1 мкм. С ростом размера кристаллической фазы до 10 мкм и более прочность материала уменьшается. Полученные образцы, свойства которых приведены в табл.4, характеризуются высокой степенью однородности поровой структуры и предпочтительными, для достаточной прочности и теплопроводности, размерами пор и межпоровой перегородки, что позволяет получить материал с плотностью не более 370 кг/м³. Кристаллическая фаза гранулята не оказывает отрицательного влияния на процессы вспенивания, все пенообразующие смеси относятся к группе средневспенивающихся с коэффициентом вспенивания более 4.

Таблица 4

Сравнительная характеристика свойств пеноматериалов

Свойства	Пеностеклольный материал на основе			Керамзит
	цеолит	перлит	золошлак	
Плотность насыпная, кг/м ³	330 – 350	220 – 250	350 – 370	300 – 800
Прочность при сдавливании в цилиндре, МПа	4,3 – 4,6	2,8 – 3,1	4,5 – 4,8	0,6 – 4,5
Коэффициент прочности (σ/d)	1,31	1,26	1,29	0,4
Водопоглощение объемное, %	4 – 7	2 – 3	5 – 7	8 – 20
Теплопроводность при 20 °C, Вт/м К	0,08 – 0,09	0,07 – 0,08	0,08 – 0,09	0,10 – 0,16

При сравнении теплоизоляционных материалов аналогичного типа, например, керамзит, видно, что полученный пеноматериал отличается достаточно высокой прочностью и низким водопоглощением.

Таким образом, использование в качестве основы шихты различных видов алюмосиликатного сырья позволяет получить теплоизоляционные материалы с широким диапазоном свойств, которые занимают промежуточное положение между пеностеклом и керамзитом, в отличие от последнего с водопоглощением не превышающим 8 %. Пригодность и эффективность применяемого для синтеза стеклогранулята сырья зависит как от характеристик исходных материалов (химический, минеральный, гранулометрический состав), так и состава шихты, и режима ее термообработки. В каждом конкретном случае выбор составов и оценка технологического режима осуществляется экспериментальным путем, что определяет свойства готовых пеностеклольных материалов.

ПОЛУЧЕНИЕ ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ МИКРОКРЕМНЕЗЁМА

А.В. Аверкова, У.В. Азаренко

Научный руководитель профессор В.И. Верещагин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Предложен новый теплоизоляционный материал на основе микрокремнезема. Приведены результаты физико-химических свойств полученного материала в сравнении с классическим пеностеклом и показано, что теплоизоляционный материал на основе микрокремнезема, аналогичен высококачественному пеностеклу, при отсутствии энергоёмкой технологической стадии – варки стекла.

В современной строительной индустрии остро стоят вопросы энерго- и ресурсосбережения. Одним из наиболее эффективных решений этой проблемы есть уменьшение теплотерь в зданиях, сооружениях, теплоносителях, которое обеспечивается за счет использования новых эффективных, в том числе и зернистых, теплоизоляционных материалов на основе отходов промышленности [2]. В связи с высокой концентрацией промышленных предприятий в различных регионах возникают проблемы с утилизацией значительного количества отходов. Особое внимание заслуживают отходы, содержащие активный микрокремнезем, ежегодный объем которых достигает 18 тыс. тонн [3]. Использование отходов промышленности позволяет расширить сырьевую базу для производства новых теплоизоляционных строительных материалов и решить проблемы экологической безопасности [1].

Целью настоящей работы является разработка составов и технологии получения пеностеклокристаллических материалов, аналогичных по свойствам пеностеклу, на основе кремнеземсодержащего сырья путем низкотемпературного синтеза.

Для приготовления стекольной шихты в качестве основного компонента выбран микрокремнезем, который является отходом производства кристаллического кремния и кремнийсодержащих сплавов (ферросилиция, ферросиликохрома, силикокальция, силикомарганца). Микрокремнезем представляет собой частицы, имеющие глобулярную форму и характеризующиеся фуллереной структурой, которая представляет собой сетчатую поверхность с множеством открытых валентностей [4]. Эта особенность микрокремнезема обуславливает его высокую реакционную способность к химическому воздействию и создает предпосылки для его широкого использования в промышленности строительных материалов. Используемый в данной работе микрокремнезем является отходом при производстве кристаллического кремния на ОАО «Братский завод ферросплавов». По данным рентгенофазового анализа, он представлен преимущественно аморфным кремнеземом и включают в незначительном количестве кристаллический кремний, карборунд и графит.

В результате оценки химического, минерального и гранулометрического состава микрокремнезема, которые приведены в табл. 1 и 2, также были определены вид и количество минеральных добавок, в качестве которых использовались доломит – породообразующий минерал класса карбонатов, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, и сода, для формирования пористой и одновременно достаточно прочной структуры материала.

Таблица 1

Гранулометрический состав микрокремнезёма

Размер частиц, мм	менее 0,1	0,1 – 0,2	0,2 – 0,4	0,4 – 1,0	1,0 – 10	10 – 50	50 – 100	более 100
Содержание по масс. %	8,5	34,5	30,0	8,0	2,5	1,0	5,0	11,0

Таблица 2

Химический состав сырьевых материалов

Сырьевые материалы	Содержание оксидов, масс. %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	$\Delta m_{\text{прк}}$
Микрокремнезем	92,06	0,84	0,46	0,72	0,82	0,39	3,49
Сода	–	–	–	–	–	57,2	42,8
Доломит	1,5	1,0	0,25	32,0	18,0	–	47,25

Получения пеностеклокристаллического материала осуществляется по одностадийной технологии и состоит из следующих этапов: дозировка и смешивание материалов; добавление газообразователя; компактирование материала методом экструзии; гранулирование методом окатывания; вспенивание при температуре 850 °С.

Компонентный состав шихты указан в табл. 3.

Установлен температурный режим получения гранулированного материала, при котором образуется до 70% жидкой фазы, что является достаточным для упрочнения гранул при сохранении высокого уровня пористости. При этом достигается значение объемной массы до 150 кг/м³, а водопоглощение соответствует требуемым значениям по ГОСТ 9758-86 Заполнители пористые неорганические для строительных работ.

Таблица 3

Компонентный состав шихты

Сырьевые материалы	Весовые части	Содержание оксидов, масс. %						
		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	Σ
Микрокремнезём	78, 2	72,0	0, 65	0, 36	0, 56	0, 64	0, 30	74,51
Сода	24,5	–	–	–	–	–	14, 0	14,0
Доломит	21, 8	0, 327	0, 218	0, 054	6, 97	3, 92	–	11,49
Σ	124, 5	72, 33	0, 87	0, 41	7, 53	4, 56	14, 3	100

Для обеспечения качественного вспенивания удельная поверхность пенообразующей шихты должна быть не менее 6000 см²/г. В качестве газообразователей можно рекомендовать сажу, введенную на стадии гранулирования, что обеспечивает его более однородное распределение в объеме порошка стеклогранулята. Масса введенного газообразователя составляла 1% от массы шихты.

Таблица 4

Свойства гранулированного продукта и пеностекла

	Плотность, кг/м ³	Прочность, МПа	Водопоглощение, %
Гранула пеностеклокристаллического материала на основе микрокремнезема	182	0, 9	8, 86
Пеностекло	150-200	0,5- 1,0	до 10

Установлено, что пеностекольные материалы, изготовленные по одностадийной технологии по своим физико-механическим характеристикам не уступают материалам, изготовленным по двухстадийной технологии табл.4.

Таким образом, на основе новых технологических решений разработан состав и способ получения теплоизоляционного материала, типа пеностекла, с использованием микрокремнезёма (отхода Братского завода ферросплавов) путем низкотемпературного синтеза без стеклоплавильного производства.

Литература

1. Гершанович Г.Л. Добавка микрокремнезёмистых отходов ЭТЦКК Братского алюминиевого завода в строительные растворы и другие цементные композиции // Отчет о научно-исследовательской работе по теме №7. – Братск, 1990. – 768 с.
2. Демидович Б.К. Производство и применение пеностекла. – Минск: Наука и техника, 1972. – 304 с.
3. Лохова Н.А. Обжиговые материалы на основе микрокремнезема. – Братск: Братский ГТУ, 2002. –163 с.
4. Казьмина О.В., Верещагин В.И., Абияка А.Н. Расширение сырьевой базы для производства пеностеклокристаллических материалов // Строительные материалы. – 2003. – № 3. – С.28 – 29.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЛЛАСТОНИТОВЫХ РУД
ОКУНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Валиева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Р.А. Хайдаров
Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых, г. Казань, Россия

Волластонит – уникальный по своим свойствам новый, перспективный, промышленный минерал, способный в ряде отраслей частично или полностью заменить асбест, слюду, кварц, тальк, стекловолокно. Основными сферами потребления волластонита являются производство керамики, пластмасс и красок. Его использование позволяет не только улучшить физико-механические характеристики изделий, но и обеспечить их экологическую безопасность.

В данной работе приводятся результаты технологической переработки волластонитовых руд Окуневского месторождения (Восточный Саян).

Минералого-петрографическое исследование трех лабораторно-технологических проб волластонитовых руд показало, что они генетически приурочены к контактово-метаморфическими породам – роговикам (скарноидам), представляющим в первичном состоянии слоистую пачку, состоящую из перемежающихся прослоев известняков, гипсов, кварцитов, алюмосиликатных, возможно, глинистых пород. В руде преобладают кальцитовые мраморы, в той или иной мере содержащие волластонит и диопсид. Широко распространены кварцевые роговики с волластонитом и диопсидом, присутствуют также пироксен-волластонитовые роговики (скарноиды). В целом в пробе, объединяющей все перечисленные породы, доминируют кальцит и волластонит. Выделения агрегатов волластонита не велики, и редко достигают 5-7 мм. Диопсид представлен очень мелкими плохо оформленными (редуцированными) кристалликами, величиной 0,2-0,5 мм. Он находится в основном в виде включений в волластоните. Содержание волластонита в валовом составе проб варьирует от 25 до 60 %. Количество диопсида не превышают 20 %, размеры его зерен редко превышают 0,5 мм. Кварц представлен в виде мозаичной микро-мелкозернистой (0,05-0,5 мм) массы.

Технологическая схема обогащения, (рис.), ориентирована на использование сухих методов обогащения – дробления на щековой и молотковой дробилке, пневмоклассификации, электромагнитной сепарации и истирания в конусной дробилке полученного концентрата волластонита.

На начальном этапе используется щековая дробилка, которая позволяет получить дробленую породу класса – 16,0 мм. Классификация породы производится с последующим возвратом фракции класса +16,0 мм на доразмол.

Далее фракционированная проба подвергается дроблению на молотковой дробилке с последующим фракционированием на пневмоклассификаторе, что позволяет получить не только эффективное раскрытие главных минеральных компонентов, но и эффективно отделить кальцит от волластонитовой составляющей. Дробление на молотковой дробилке производится до класса –0,63 мм, который выбран с учетом данных минералогического анализа, полученных на образцах взятых после дробления на щековой и шаровой мельницах. Операция дробления на молотковой дробилке также производится с возвратом крупной фракции на доразмол.

Далее черновой концентрат подвергается электромагнитной сепарации, где происходит удаление из него диопсида, магнетита, гематита, лимонита, слюды и др.

В полученном концентрате волластонита наблюдается значительное количество кварца (до 42 %), которое превышает регламентируемое значение. Удаление кварца из концентрата производится повторной пневмоклассификацией в режиме повышенного воздушного давления.

Минералогический и химический анализ промежуточного промпродукта показывает, что содержание кальцита в волластонитовом концентрате – не более 2%, кварца – 4-8%.

Доводочной операцией при получении конечного промпродукта является вторичная магнитная сепарация, которая служит для очистки его от техногенного загрязнения, которое происходит при дроблении в шаровой и молотковой дробилке и измельчении концентрата в конусном истирателе.

Полученные концентраты волластонита соответствуют промышленным маркам «Воксил» по всем параметрам, кроме содержания MgO (табл.). Возможно, частично оксид магния является изоморфной примесью в волластоните. Увеличенное содержание оксида магния также связано с тем, что диопсид, присутствующий в исходной руде, имеет мелкую размерность и недостаточно хорошо удаляется электромагнитной сепарацией. Его можно устранить введением перед сепарацией дополнительной операции ультразвукового раскрытия. Предварительная оценка волластонитовых руд Окуневского месторождения показала возможность их использования в качестве комплексного сырья. При этом возможно получение концентрата для диопсидовой керамики и высококачественного кальцитового концентрата.

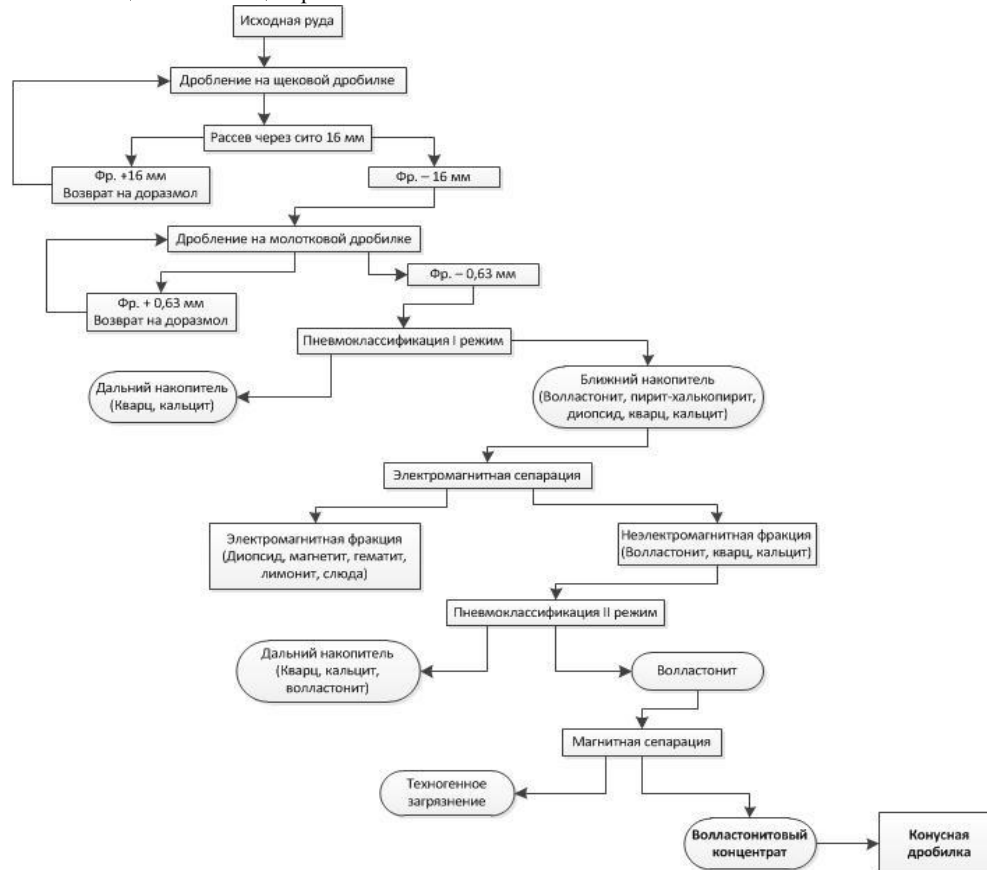


Рис. Технологическая схема обогащения волластонитовой руды

Таблица

Сравнительная оценка свойств полученных концентратов из сырья
Окуневского месторождения и марок Воксил

№ п/п	Наименование характеристики	Вид концентрата					
		Воксил М-100	Воксил – 100	Воксил – 0,71	Воксил– 0,45	Воксил А	Окуневское месторождение
Содержание оксидов:							
1	SiO ₂ , %, не менее	48	48	48	48	45	50,81-51,42
2	TiO ₂ , %, не более	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,01-0,03
3	Al ₂ O ₃ , %, не более	1,2	0,6	0,6	0,6	2,0	0,06-0,45
4	Fe ₂ O ₃ , %, не более	1,2	0,7	0,6	0,6	2,0	0,36-0,66
5	MnO, %, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,09-0,17
6	MgO, %, не более	1,0	0,8	0,6	0,8	2,0	1,30-3,29
7	CaO, %, не менее	44	44	44	44	44	44,28-45,86
8	Na ₂ O, %, не более	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	<0,01-0,05
9	K ₂ O, %, не более	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,01-0,13
10	P ₂ O ₅ , %, не более	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	0,02-0,03
11	SO ₃ , %, не более	0,03	0,03	0,03	0,03	0,05	<0,05
12	Содержание влаги, %, не более	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,02-0,14
13	Потеря при прокаливании, %, не более	2,0	1,5	1,5	1,5	5,0	0,32-0,91

Хвосты обогащения могут представлять интерес как сырье для получения искусственного волластонита. Дальнейшая модернизация технологии комплексной переработки волластонитовой руды может привести к полной утилизации хвостов обогащения, что резко поднимет экономическую и экологическую ценность Окуневского месторождения.

ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ОБОГАЩЕНИЯ СТЕКОЛЬНЫХ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ

Н.К. Гайнутдинов

Научный руководитель ведущий научный сотрудник. Р.А. Хасанов

Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых, г. Казань, Россия

В связи с увеличением потребности в высококачественном кварцевом песке и истощением его запасов актуальна задача его получения из недефицитного кварцевого песка.

Целью исследования являлась разработка технологических схем обогащения кварцевых песков Петропавловского месторождения (Томская область) для получения концентратов, которые пригодны для варки стекол, используемых в промышленном и гражданском строительстве.

Основными нормируемыми показателями качества кварцевых песков являются твердые минеральные и газово-жидкие включения, химические элементы-примеси.

Изучение кварцевых песков включало в себя определение следующих характеристик: зернового состава; содержание пылевидных, глинистых и илистых частиц; истинной плотности и пустотности; минерального и химического составов [1].

Кварцевый песок пробы № 1 характеризуется значением модуля крупности $M = 1,4$, что позволяет отнести его к группе – «очень мелкий» и II классу крупности. Содержание зерен крупностью свыше 10 и 5 мм не отмечено. Насыпная плотность песка составляет 1500 кг/м³, истинная плотность – 2,61 г/см³, пустотность – 43, глинистая составляющая – 3,9 %. Остаток на сите с сеткой № 08 песка равен 1,36 %, проход через сито с сеткой № 01 – 3,08 %. Указанные параметры удовлетворяют нормам ГОСТа 22551-77 [2]. По данным минералогическо-петрографического анализа в песке из минералов наблюдаются: кварц (95,72 %), полевые шпаты (3,02 %), слюда (0,47 %) и акцессорные (0,5 %). В единичных количествах на поверхности кварцевых зерен присутствует пленка гидроксидов железа. Так же обнаружены: из осадочных пород – кремни (0,29 %); из метаморфических – кварцит (единичные зерна) и сланцы (единичные зерна).

Согласно результатам сокращенного химического анализа в данном песке присутствует завышенное содержание Fe₂O₃ (0,27 %), Al₂O₃ (2,77 %) и недостаточное содержание SiO₂ (93,07 %) для присвоения какой либо марки.

Кварцевый песок пробы № 2 характеризуется значением модуля крупности $M = 1,3$, что соответствует группе – «очень мелкий» и II классу крупности. В составе песка находится гравий: Гр₁₀ – 0,11 %, Гр₅ – 0,06 %. Насыпная плотность песка составляет 1494 кг/м³, истинная плотность – 2,63 г/см³, пустотность – 43, глинистая составляющая – 11,5 %. Остаток на сите с сеткой № 08 составляет 5,32 %, проход через сито с сеткой № 01 – 3,8 %. По остатку на сите с сеткой № 08 данный песок не соответствует требованиям ГОСТа 22551-77 и без обогащения не может быть использован в стекловарении. В песке имеются следующие минералы наблюдаются: кварц (95,11

%), полевые шпаты (4,45 %), слюда (единичные зерна) и аксессуарные (0,34 %). Для 1,5 % (средневзвешенное содержание) кварцевых зерен характерна прерывистая пленка гидрооксидов железа, приуроченная к углублениям в поверхности зерен. Помимо этого обнаружены: кремни (0,05 %), кварцит (0,03%) и сланцы (единичные зерна).

В данном песке присутствует завышенное содержание Fe_2O_3 (0,40 %), Al_2O_3 (4,14 %) и низкое содержание SiO_2 (91,87 %).

Для обеих проб песков характерно большое разнообразие кварцевых зерен - от водяно-прозрачного кварца до молочных и темных «роговиковых» кварцев. Так же можно отметить низкую окатанность кварцевых зерен. Часто кварцевые зерна содержат внутри рудные включения.

Анализ минерального состава и физико-механических свойств исследуемых песков показал, что основными примесями являются: глинистые, тонкодисперсные и алевритистые частицы; зерна рудных и нерудных минералов; пленка гидрооксидов железа, покрывающая поверхность кварцевых зерен.

С целью определения возможного предела обогатимости кварцевых песков было проведено исследование обогатимости, которое предусматривало последовательное выделение различных групп железосодержащих примесей и определение содержания в них оксидов железа, связанных с каждой группой примесей. Для этого последовательно удалялись: 1) глинистые примеси – промывкой дистиллированной водой; 2) тяжелые минералы – отделением их в тяжелой жидкости (бромоформ с плотностью 2,89 г/см³); 3) пленка гидрооксидов железа – растворением в щавелевой кислоте. Для установления содержания оксидов железа во включениях внутри зерен кварца последний измельчался и обрабатывался царской водкой. При этом зерна рудных и частично нерудных тяжелых минералов растворялись, а кварц (с полевым шпатом) выпадал в осадок. Критерием предела при использовании механических методов обогащения являлось содержание Fe_2O_3 в осадке

Установлено, что наибольшее количество оксидов железа в обеих проб вызвано присутствием в них глинистой составляющей и тяжелых минералов, на которые приходится от 55 до 70 % от общего содержания оксидов железа. Наличие оксидов железа в песках, находящихся в пленках гидрооксидов железа, минимально. Это объясняется содержанием в данных песках редких кварцевых зерен покрытых прерывистыми пленками гидрооксидов железа. Так же стоит отметить присутствие довольно большого содержания оксидов железа (до 25 %) во включениях внутри кварцевых зерен, что может привести к усложнению процесса их очистки.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что технология обогащения данных кварцевых песков должна состоять из нескольких стадий:

- удаления глинистых частиц, комочков и примазок с поверхности зерен кварца путем промывки и последующей классификацией с целью удаления тяжелых минералов с крупностью менее 0,1 мм.
- оттирки и удаления пленки гидрооксидов железа с поверхностных зерен кварца путем трения их между собой.
- отделения железосодержащих минералов посредством электромагнитной сепарации.

Анализ полученных кварцевых концентратов показывает (табл.), что эффективными оказались все применяемые методы обогащения, которые позволяют в той или иной степени снизить содержание в песке красящих стекло химических элементов. Однако наиболее удачной оказалась комплексная схема обогащения, включающая такие стадии как промывка, классификация по классу крупности – 0,8 +0,1 мм, оттирка и электромагнитная сепарация.

Таблица

Влияние обогащения на марку кварцевого песка

Песок	Содержание породообразующих компонент, %				Марка песка
	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	
Песок исходный					
№ 1	93,07	0,14	2,77	0,27	–
№ 2	91,87	0,20	4,14	0,40	–
Песок отмытый, классифицированный, отгёртый, обогащенный электромагнитной сепарацией					
№ 1	96,12	0,03	1,89	0,09	Б-100-2
№ 2	96,14	0,03	2,18	0,08	С-070-2

Граница классификации кварцевых песков определялась классом крупности -0,8 +0,1 мм.

Магнитная сепарация проводилась на приборе СЭМ-1. Удаление железо- и титансодержащих минералов из исследуемых кварцевых песков проводилось в магнитном поле напряженностью ~1500 мТ. Выход магнитной и немагнитной фракций при сепарации песка пробы № 1 соответственно составляет 1,68 % и 98,32 %, в песке пробы № 2 соответственно 2,23 % и 97,77 %. Сепарация проводилась по отдельным узким классам, которые выделялись из продуктивной (-0,8 +0,1 мм): фракции + 0,63; + 0,4; + 0,315; + 0,2; + 0,16; + 0,1 мм. Сепарация дополнялась одной пересортировкой немагнитной фракции.

В магнитную фракцию выделялся практически один и тот же набор минералов: сланцы, ожелезненный полевой шпат, слюда, гранат, эпидот, турмалин, зерна кварца с рудными включениями, ильменит, пироксен, алланит.

В немагнитной фракции загрязняющей примесью остается полевой шпат (до 3 - 6 %), удаление которого позволит увеличить в концентратах содержание оксидов кремния, а также снизить содержание оксида алюминия и железа, что должно поднять марки концентратов.

Из песка пробы № 1 с применением комплексной схемы обогащения удалось получить концентрат марки Б-100-2, пригодный для производства изоляторов, труб, консервной тары и бутылок из полубелого стекла,

стекловолокна строительного и другого назначения. Из песка пробы № 2 получен концентрат марки С-070-2 который может быть использован для производства стеклопрофилита, стеклоблоков, проката, белой консервной тары и бутылок, стекловолокна строительного и другого назначения.

Хвосты обогащения могут быть источником ряда ценных минералов имеющих промышленное значение. В частности, гранат рекомендуется использовать в качестве абразивного материала (изготовление гранатовой бумаги или полотна для полировки твердых пород дерева и других изделий); ильменит – для получения титана; алланит – для получения церия, иттрия и тория.

Литература

1. Бухмастов В.М. Типовые программы и методики лабораторных испытаний нерудных полезных ископаемых при производстве геологоразведочных работ. – Свердловск, 1988. – 446 с.
2. ГОСТ 22551-77. Песок кварцевый, молотый песчаник, кварцит и жильный кварц для стекольной промышленности. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 13 с.

ИСКУССТВЕННОЕ ОКРАШИВАНИЕ МИНЕРАЛОВ ГРУППЫ КРЕМНЕЗЕМА

К.В. Горожанкин

Научный руководитель доцент В.В.Гусев

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

В настоящее время много добывается некондиционного самоцветного сырья, становится все труднее находить яркоокрашенные, качественные (без трещин) минералы. Актуальным становится получение искусственных самоцветных минералов, а так же искусственное окрашивание природных слабоокрашенных минералов. Применяют следующие методы искусственного окрашивания минералов по типу воздействия: пропитывание химически активными веществами, термическое воздействие, ионизирующее облучение. В поставленной работе рассмотрены и проведены эксперименты со следующими минералами группы кремнезема – агаты, халцедоны, аметисты.

Халцедоны – полупрозрачные, плотные скрытокристаллические минералы кварца. Этот натуральный камень достаточно красив и относительно дешев. К тому же самоцвет подвергается искусственному окрашиванию, приобретая обычно очень яркий цвет и лишаясь нежной тональности, столь характерной для натурального самоцвета.

Агаты – разноокрашенные зональные образования халцедона, это типичное ювелирно- поделочное сырьё; из агатов делают вставки в ювелирные изделия-кольца, серьги, кулоны, браслеты, броши, а так же малые камнерезные изделия типа шкатулок, пудрениц и т. п. Агаты разнообразны по окраске. Цвет полос может быть разнообразных тонов и оттенков - серым, розовым и красным, белым и черным и др. Наиболее распространены серые агаты. Окраска агатов по характеру варьирует от слабо неоднородной, почти монотонной до резко неоднородной, контрастной. Как минимум, в окраске камня наблюдается два разных тона одного цвета. Цветовые разновидности обычно выделяются по преобладающей или специфической окраске полос. Встречаются разновидности, сочетающие серые агатовые и оранжевые сердоликовые полосы.

Элементарная структурная единица агата - волокна халцедона (элементы первого порядка). Они имеют различную длину и толщину (обычно от нескольких микрон в диаметре до нескольких сотен микрон в длину) и различное расположение. Волокна сочетаются в параллельно-волокнистые конусовидные, веретенообразные, радиально- лучистые, сферолитовые, чешуевидные, листоватые, щепковидные и зернистые агрегаты (структурные элементы второго порядка), по которым квалифицируется микроструктура агрегата в целом.

Аметист - синяя, синеvато-розовая или красно-фиолетовая разновидность кварца. Встречается обычно в виде свободно сидящих в пустотах и жилах среди кристаллических горных пород кристаллов и их сростков. Кристаллы образованы комбинацией плоскостей призмы и ромбоэдра, причём из всех кварцев именно для аметиста характерной чертой является преобладание граней ромбоэдра. Реже кристаллы имеют длиннопризматический или скипетровидный облик. Обычен в друзах и кристаллических щётках внутри агатовых жезд ив миндалинах и трещинах вулканических пород. Для аметиста характерна незначительная переменчивость окраски в зависимости от освещения. Устойчивость окраски аметистов из разных месторождений неодинакова; так, кристаллы аметиста из хрусталеносных жил как правило устойчивы даже к прямому солнечному свету, в то время как аметисты, находящиеся в жездах среди осадочных пород обычно быстро выцветают под действием даже рассеянного солнечного света.

Нами были применены следующие технологии в экспериментальной части для повышения кондиционного состояния минералов: термическое воздействие для халцедона, окрашивание под действием ионизирующего излучения на импульсном радиоактивном ускорителе (ИЛУ-10) и рентгеновском дифрактометре Дрон 3.0 для аметиста, искусственная диффузия для тиманских и волжских агатов, выщелачивание слоев кварца из тиманского агата.

Нами впервые была проведена работа по искусственному окрашиванию волжских агатов. Полученные образцы волжских и тиманских агатов были представлены на экспертизу в ряд ювелирных мастерских. Результаты были высоко оценены практикующими ювелирами. Описанные методы облагораживания позволяют получать камнесамоцветное сырьё с ювелирными и спектроскопическими характеристиками, аналогичными лучшим природным образцам. Все эти виды облагораживания (или обработки) камней улучшают их ювелирно-декоративные качества и во многих случаях (например, таких как термообработка и ионизирующее облучение восполняют те

процессы по преобразованию центров окраски в минералах, которые по тем или иным причинам не совершились в природных условиях).



Рис. Тиманские агаты, окрашенные берлинской лазурью

Относительно небольшие затраты на обработку камнесамоцветного сырья могут привести к существенному росту рыночной стоимости камней и расширению сбыта ранее некондиционного сырья. Некондиционные разновидности халцедона, агатов, кремней рыночной стоимости практически не имеют, а облагороженная продукция находит широкий сбыт на уровне высокоценных природных сортов.

Литература

1. Кантор Б. З. Беседы о минералах. – М.: Астрель, 1997. – С. 96 – 106.
2. Кантор Б. З. Агат и его загадка // Химия и жизнь. – Москва, 2000. – №6. – С.52 – 53.
3. Платонов А.Н., Таран М.Н., Балицкий В.С. Природа окраски самоцветов. – М: Недра, 1984. –196 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ СТРУКТУРЫ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ НА ОСНОВЕ МАГНЕЗИАЛЬНОГО ВЯЖУЩЕГО

Ю.А. Гумерова

Научный руководитель доцент Н.А. Митина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Магнезиальный цемент – цемент Сореля стали применять уже в конце XIX – начале XX века. Основное направление применения материалов на основе магнезиальных цементов это устройство теплых химически и износостойких бесшовных полов, теплоизоляционных изделий с применением в качестве наполнителя природных материалов – опилок и т.п.

Магнезиальный цемент получают смешиванием предварительно прокаленного до 800 °С оксида магния с водными растворами солей хлоридов и сульфатов магния. Вследствие образования полимерной структуры из атомов магния, связанных друг с другом посредством гидроксильных групп, молекул воды и ионов хлора либо сульфо-ионов, смесь через несколько часов отвердевает, образуя плотный, прочный и легко полирующийся цементный камень.

Состав магнезиального цемента или цемента Сореля со времени своего создания и до настоящего времени не претерпел сколь либо существенных изменений. Объясняется это необходимостью соблюдения достаточно жесткого соотношения в его составе между каустическим магнезитом и затворителем – растворами солей, чем и отличается данное вяжущее от подобных материалов, затворителем которых является вода.

Магнезиальное вяжущее из каустического магнезита, затворяемого растворами солей магния, является воздушным вяжущим веществом с низким коэффициентом водостойкости вследствие образования водорастворимых продуктов гидратации и твердения - тригидрокси-хлоридов ($3\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$) или тригидрокси-сульфатов ($3\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgSO}_4 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$) магния. В воде или влажной атмосфере прочность затвердевшего материала резко падает. Поэтому сфера применения изделий из традиционного магнезиального вяжущего ограничена, вследствие их низкой водостойкости.

На основании вышеизложенного основной целью исследований в области производства магнезиальных вяжущих и изделий на их основе является повышение их водостойкости и расширение сферы применения, включая наружную отделку зданий и сооружений, возведение половое покрытие во влажных помещениях и изготовление тротуарной плитки. Другими словами, данные исследования направлены на перевод магнезиального вя-

жущего из разряда воздушных вяжущих в разряд гидравлических, способных твердеть и эксплуатироваться как в воздушной, так и во влажной среде.

Основу магнезиального вяжущего составляет оксид магния – каустический магнезит, который получают из природного магнезита $MgCO_3$, брусита $Mg(OH)_2$ и различных природных силикатов магния.

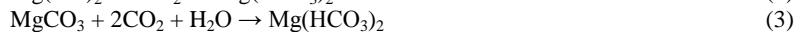
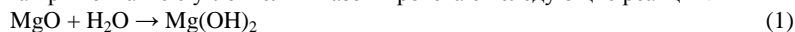
В данной работе для получения порошка каустического магнезита использовали некондиционную бруситовую породу фракции 10-0 мм – отсев, образующийся при добыче бруситового щебня, основным поставщиком которого является металлургическая промышленность. Были проведены исследования по установлению оптимальной температуры обжига при получении порошка MgO с максимальной гидравлической активностью.

Основными задачами исследований в соответствии с установленной целью являются:

- 1) выбор жидкости затворения, позволяющей повысить водостойкость вяжущего;
- 2) получение экспериментальных образцов магнезиального цемента с использованием различных затворителей;

3) исследование прочностных показателей от времени и среды твердения с выбранными затворителями.

Для проведения эксперимента использовали бруситовую породу, как основной компонент магнезиального вяжущего. Подготовка брусита заключалась в его дроблении и тонком измельчении. В результате получили порошок исходного брусита с удельной поверхностью 2000-2500 cm^2/g . Полученный порошок $Mg(OH)_2$ прокаляли при 600, 700, 800 °С с получением периклаза MgO . Жидкостью затворения являлись растворы бикарбоната магния, которые получали растворением промышленного каустического магнезита производства ООО«Магнезит» и Иркутского завода в автоклаве в среде углекислого газа при давлении 0,5-1,0 МПа. В водной суспензии магнезита при контакте с углекислым газом протекают следующие реакции:



Были изготовлены экспериментальные образцы магнезиального вяжущего размером 2x2x2 см из теста нормальной густоты, состоящего из прокаленного при разной температуре брусита и жидкости затворения – бикарбоната магния.

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 3, 7, 14, 28 суток твердения у образцов определялся предел прочности при сжатии.

Результаты испытаний образцов на прочность при сжатии представлены в табл.:

Таблица

Прочность при сжатии образцов магнезиального вяжущего при 28 сутках твердения в различных средах

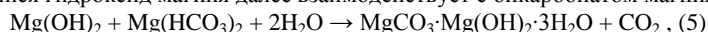
Исходный порошок	Количество магнезита, %	Затворитель	Количество затворителя, %	Условия твердения	Предел прочности при сжатии, МПа(28 сут)
Магнезит-1	100	Раствор	40	Воздух	3,768
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	60		1,748
Магнезит-3	100	(«Иркутский»)	45		2,517
Магнезит-1	100	Раствор	40	Воздушно-влажная	12,75
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	60	среда	7,1
Магнезит-3	100	(«Иркутский»)	45		2,45
Магнезит-1	100	Раствор	40	Водная	7,95
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	60	среда	7,33
Магнезит-3	100	(«Иркутский»)	45		7,5
Магнезит-1	100	Раствор	40	Воздух	2,512
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	50		1,538
Магнезит-3	100	(«Магнезит»)	50		1,960
Магнезит-1	100	Раствор	40	Воздушно-влажная	2,72
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	50	среда	5,2
Магнезит-3	100	(«Магнезит»)	50		5,2
Магнезит-1	100	Раствор	40	Водная	4,19
Магнезит-2	100	$Mg(HCO_3)_2$	50	среда	5,9
Магнезит-3	100	(«Магнезит»)	50		7,5

Примечание: магнезит-1, магнезит-2, магнезит-3 это магнезит прокаленный при 600, 700, 800°С, соответственно.

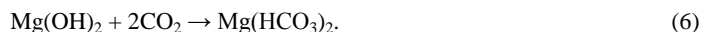
При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $Mg(HCO_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



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 по реакции (5) 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.

Таким образом, в результате последовательного и циклического протекания реакций (4, 5, 6) в цементном камне образуются две основные кристаллические фазы – гидроксид магния и гидрат гидрокарбоната магния, количественное соотношение между которыми предопределяется содержанием бикарбоната магния в жидкости затворения. Образующиеся соединения практически не растворяются в воде и поэтому при твердении в воздушно-влажной среде и в водной среде не только не снижают свою прочность, но и увеличивают ее.

Таким образом, используя в качестве жидкости затворения бикарбонат магния, образцы магнезиального вяжущего имеют хорошую прочность при сжатии и способны твердеть, не разрушаясь в воздушно-влажной и в водной среде.

Следовательно, такое магнезиальное вяжущее можно отнести к гидравлическим вяжущим веществам.

Литература

1. Лотов В.А., Митина Н.А. Получение водостойкого магнезиального вяжущего // Техника и технология силикатов, 2010. – Т. 17. – № 3. – С. 19 – 22.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ СТЕКОЛЬНОЙ ШИХТЫ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СТЕКЛОГРАНУЛЯТА

С.В. Давидюк, М.А. Душкина

Научный руководитель доцент О. В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время экономия энергии является одной из самых актуальных задач большинства стран мира, в том числе и России. Важная роль в решении проблемы энергосбережения принадлежит высокоэффективной строительной и промышленной изоляции. Высокими теплоизоляционными свойствами и рядом преимуществ перед другими материалами данного класса обладает пеностекло.

Получение стекловидного материала (далее стеклогранулята) при относительно невысоких температурах имеет практическое значение при использовании его в качестве полуфабриката с последующей переработкой в производстве пеностекла.

С учетом ряда технологических и экономических особенностей стекловарения актуальной задачей является получение стеклогранулята из природного сырья по энергосберегающей технологии, минуя процесс варки стекла. Низкотемпературный синтез стеклогранулята является экономически целесообразным благодаря отсутствию таких энергоемких операций стекловарения, как осветление и гомогенизация стекломассы.

Стеклогранулят выступает исходным сырьем для последующего вспенивания и получения пеностекляных изделий с заданными характеристиками. По фазовому составу стеклогранулят представляет стекловидный продукт, с присутствующими в нем остаточными кристаллами, количество и размер которых определяют плотность и прочность готовых изделий. Поэтому одним из условий получения качественного стеклогранулята при низкотемпературной обработке является повышение реакционной способности шихты на стадиях протекания реакций силикато- и стеклообразования.

Цель данной работы – установить влияние механоактивации шихты на ее реакционную способность в процессе термообработки и технологические параметры брикетирования тонкодисперсной шихты.

Кремнеземсодержащий материал является основным по содержанию в шихте и самым тугоплавким ее компонентом, химическая активность которого во многом определяется его составом и дисперсностью. В качестве кремнеземистого компонента шихты выбраны отсеvy кварцевого песка (размер частиц ≤ 100 мкм), образующиеся при получении кварцевого концентрата, выделенного в результате первичного обогащения цирконильменитовых россыпей ОАО «Ильменит».

По данным химического анализа (табл.) содержание оксида кремния составляет 98,15; оксида алюминия – 0,67; оксида железа – 0,05 мас. %, т. е. отсеvy песка являются высококремнеземистым продуктом с достаточно низким содержанием примесей.

Таблица

Химический состав обогащенного песка

Содержание оксидов, масс. %						
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	TiO ₂	Δm _{ип}
98,15	0,67	0,05	0,07	0,02	0,06	0,9

По данным рентгенофазового анализа, минеральный состав исследуемого песка представлен преимущественно β – кварцем. Результаты электронно-микроскопических исследований показали, что туганский песок в основном представлен зёрнами, имеющими остроугольную, осколочную форму, шероховатую поверхность с

дефектами в виде микротрещин и раковин, что служит первоначальной предпосылкой для увеличения химической активности шихты на его основе.

Одним из эффективных способов повышения активности исходных материалов является механическая активация. Механическая активация твердых тел заключается в создании долгоживущих нарушений атомной структуры с целью изменения структурно-чувствительных свойств вещества, прежде всего реакционной способности. Механическая обработка сопровождается накоплением точечных дефектов, дислокаций, аморфных областей, увеличением площади межзеренных границ, образованием новых поверхностей. В результате механического нарушения атомной структуры на десятки и сотни градусов снижаются температуры твердофазного синтеза, термического разложения, спекания [1].

В работе опробован вариант совместной активации смеси песка с кальцинированной содой с последующим добавлением доломита и перемешиванием в смесителе (ШТПА). Механоактивацию исследуемых материалов проводили при использовании вибромельницы 2014/В. Для сравнения параллельно проводили опыт измельчения шихты в шаровой мельнице (ШТП).

Процессы изменения структуры поверхности частиц, происходящие в материале при его активации, исследованы методами рентгенофазового и ИК-спектрального анализов [3]. Изменения, происходящие в химическом строении поверхностного слоя частиц шихты, качественно оценивали по данным ИК спектроскопии.

На основе результатов ИК-спектров полученных в инфракрасной области $4000\text{--}400\text{ см}^{-1}$ для образцов шихт можно отметить, что в спектрах исследуемых шихт имеются одни и те же полосы поглощения, отличающиеся интенсивностью, низкая интенсивность наблюдается у шихты после помола в вибромельнице (ШТПА). Косвенным образом это указывает на некоторое снижение степени упорядоченности кристаллической фазы. Условно полосы, интенсивность которых увеличивается с повышением степени упорядоченности называют кристаллическими, а полосы, интенсивность которых снижается, аморфными [2]. Например, интенсивность полосы (798 см^{-1}) характерной для силикатных каркасов (колебание SiO_2) уменьшается с 72 % – для шихты ШТП до 40,3 % – для шихты ШТПА. На ИК – спектрах образцов полученных на основе активированной шихты наблюдается уменьшение интенсивности полос поглощения характерных для карбонат иона CO_3^{2-} ($1056,8$ и $881,3$) по сравнению с образцом неактивированной шихты (с 67 до 38 и с 45 до 31).

Результаты рентгенофазового анализа (рис. 1) показали, что количество кристаллической фазы стеклогранулята, полученного из шихты после помола в шаровой мельнице составляет 30 масс %, а шихты после помола в вибромельнице – 18 масс %.

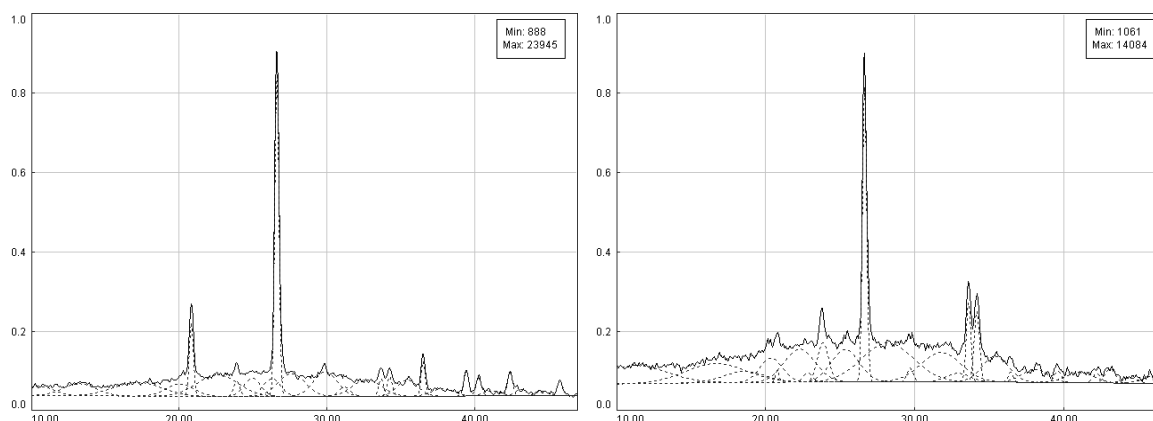


Рис. 1 Дифрактограммы стеклогранулята, полученного из шихты: 1 – ШТП; 2 – ШТПА

При получении стеклогранулята низкотемпературным способом необходимым условием является предварительное уплотнение шихты, т.к. уплотнение шихт позволяет решить ряд проблем связанных с порошкообразными компонентами, такие как унос и улетучивание мелкодисперсных компонентов; пыление на стадиях загрузки и термообработки шихты; расслоение, слеживание шихты при хранении и транспортировке, а также позволяет увеличить число контактов поверхностного соприкосновения компонентов шихты и интенсифицировать процессы силикато- и стеклообразования.

Наиболее универсальным способом прессования тонкодисперсных материалов является технология брикетирования, учитывающая физико-химические свойства смеси. Современный уровень развития техники уплотнения дает возможность получать из порошковых материалов и их композиций отформованные брикеты требуемой плотности и прочности.

Широко распространенным оборудованием являются валковые брикет-прессы.

Эффективность процесса уплотнения методом прессования зависит от многих факторов, в том числе, природы и гранулометрического состава материалов, влажности, удельного давления и др.

В работе исследовали влияние влажности шихты в пределах 5 – 7 мас. %, давления прессования 5 – 15 МПа на прочность свежеформованных брикетов, которая не должна быть менее 0,3 МПа. Эксперимент проводился на тонкодисперсной шихте при удельной поверхности шихты $10000\text{ см}^2/\text{г}$.

Результаты исследований показали, что с увеличением давления прессования прочность свежесформованных брикетов шихты на основе кварцевого песка растет и имеет достаточное значение (более 0,3 МПа) при 10 и 15 МПа.

Эффект связан с увеличением поверхности контакта и сил сцепления между частицами шихты. Зависимость прочности брикетов, полученных при давлении прессования 10 МПа, от влажности шихты является незначительной, что обусловлено небольшим изменением влагосодержания в пределах 5 – 7 мас. %. Небольшой прирост прочности с повышением влажности формования объясняется снижением внутреннего трения частиц и более плотной их упаковкой в брикете.

В результате анализа полученных данных рекомендовано уплотнение методом брикетирования при давлении прессования в пределах 10-15 МПа и влажности шихты 5 – 7%.

В заключение можно отметить, что использование механической активации сырья позволяет синтезировать стеклокристаллический материал, являющийся сырьём для пеностекла, при температурах не более 900 °С; подготовка шихты, включающая в действие механизмы и эффекты механоактивации смеси, способствует уменьшению количества остаточной кристаллической фазы в стеклогрануляте при получении его по низкотемпературному способу. А также уплотнение шихты следует проводить при давлении прессования в пределах 10-15 МПа и влажности шихты 5 – 7%.

Литература

1. Авакумов Е.Г. Механические методы активации химических процессов. – 2-е изд., перераб. – Новосибирск: Наука, 1986. – 253 с.
2. Зибарев П.В., Зубкова О.А. Химическая природа поверхности, полярность и селективность радиационно-модифицированных сорбентов-концентраторов для газохроматографического контроля объектов окружающей среды // Известия вузов ТПУ, 2008 – Т. 312. – № 3. – С. 23 – 27.
3. Зубехин А.П., Страхов В.И., Чеховский В.Г. Физико-химические методы исследования тугоплавких неметаллических и силикатных материалов. – СПб: «Синтез», 1995. – 190 с.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ПЕНОСТЕКЛА НА ОСНОВЕ ТОНКОДИСПЕРСНЫХ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ

М.А. Душкина, С.В. Давидюк

Научный руководитель доцент О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день ввиду бурного развития гражданского и промышленного строительства существует потребность в массовом выпуске качественных теплоизоляционных материалов, отвечающих высоким требованиям по теплопроводности, влагостойкости, воздухопроницаемости, механической прочности, огнестойкости, долговечности и соответствие нормам безопасности для окружающей среды и здоровья человека. Одним из высококачественных и отвечающих подобным требованиям материалов является пеностекло. Однако в настоящее время в России применение этого современного теплоизоляционного материала ограничено. С целью осуществления массового производства необходимо расширение сырьевой базы и разработка технологических линий по производству пеностекла.

Традиционно при получении пеностекла применяют вторичный стеклобой. В отличие от европейских стран в России он практически отсутствует. Один из возможных путей решения этой проблемы – организация стекловаренного участка с непрерывным режимом работы для производства стеклопорошка определенного химического состава (варка стекла при 1500 °С), что является весьма энергозатратно.

В ТПУ установлено, что для получения пеностекла возможно использование в качестве сырья широко распространенных высококремнеземистых сырьевых материалов как природного, так и техногенного происхождения. Ввиду высокой степени дисперсности сырьё по гранулометрическому составу не отвечает требованиям ГОСТ и является непригодным для классического стекловарения, однако может применяться в технологии получения стеклогранулята, как сырья для получения пеностекла.

Цель данной работы – разработка энергосберегающей технологии получения стеклогранулята как исходного материала для производства пеностекла на основе тонкодисперсных отсевов кварцевых песков.

Производство пеностекла по предлагаемой технологии осуществляется по двухстадийной технологии, включающей низкотемпературный синтез промежуточного продукта – стеклогранулята, при температурах, не превышающих 950 °С, для чего необходима высокая дисперсность основного тугоплавкого компонента шихты – кремнезема, вносимого в состав шихты для стеклогранулята песком. Ранее установлено, что размер фракции кремнеземистого материала должен быть менее 100 мкм.

Технологическая линия получения стеклогранулята (рис.) включает составление стекольной шихты, ее термическую обработку и ряд специфических технологических операций. Зона составления шихты включает в себя комплекс приема, обработки и хранения сырьевых материалов. Ввиду использования подготовленного сырья из операций дополнительной обработки сырья предложена только классификация на ситах и, при необходимости, дезинтеграция некондиционного материала, с последующим возвратом его в производственную цепь. При условии применения некондиционного сырья необходима организация участка по подготовке сырьевых материалов. Комплекс приема сырьевых материалов содержит приемные бункера, транспортное оборудование, механизированные станции растаривания для материалов, поступающих в мешковой таре. Складирование сырьевых

компонентов осуществляется в запасных силосных башнях, под которые предусматривается отдельный, находящийся в не здания составного цеха, участок. Загрузка материала в силоса и расходные бункера осуществляется высокопроизводительным транспортным оборудованием. Дозировочно-смесительное отделение состоит из расходных бункеров сырья, помещения распределения материалов из силосов и других мест хранения в расходные бункера у дозировочно-смесительной линии. В состав линии входят автоматические весы, смесители, транспортирующие устройства, бункера хранения шихты.

Особенностью технологии является зона механоактивации шихты, где осуществляется приготовление активированной смеси песка и соды в соотношении $\text{SiO}_2:\text{Na}_2\text{O}$ 70:30 (по массе), что обеспечивает завершенность силикатообразования при температуре 860 °С в процессе термической обработки шихты. Данная операция способствует получению качественного стеклогранулята с содержанием в нем остаточной кристаллической фазы не более 10 %. После механоактивации повышается реакционная способность твердых веществ, что связано с увеличением степени их дисперсности, снижается температура синтеза стеклогранулята (за счет понижения температуры реакций силикатообразования в среднем на 70 °С), что приводит к более раннему появлению жидкой фазы. Уменьшение содержания остаточного кварца, связанное с растворением кремнезема в щелочисиликатном расплаве, ускоряет процесс стеклообразования.

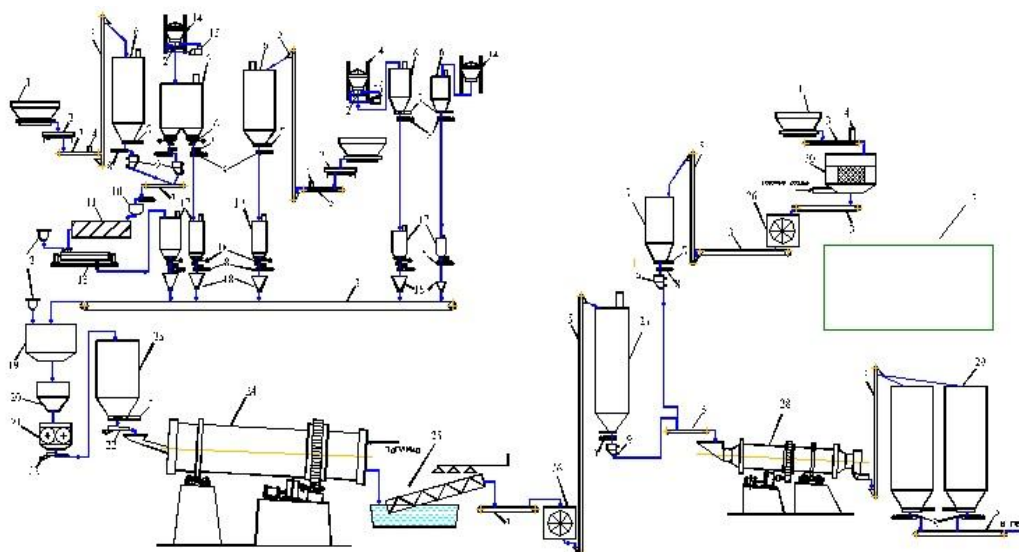


Рис. Технологическая схема получения стеклогранулята

Приемный бункер; 2. Сито; 3. Конвейер ленточный; 4. Железоотделитель; 5. Элеватор ковшовой; 6. Запасные силоса сырья; 7. Затвор шиберный; 8. Питатель шнековый; 9. Дозатор непрерывного действия; 10. Расходный бункер активатора; 11. Механоактиватор; 12. Резервуар для жидкого связующего; 13. Предгранулятор; 14. Станция растаривания; 15. Дезинтегратор; 16. Виброднище; 17. Расходные бункера сырья; 18. Дозатор периодического действия; 19. Смеситель тарельчатый; 20. Расходный бункер шихты; 21. Валковый уплотнитель; 22. Питатель вибрационный; 23. Расходный бункер уплотненной шихты; 24. Вращающаяся печь; 25. Холодильник; 26. Молотковая дробилка; 27. Бункер измельченного стеклогранулята; 28. Шаровая мельница; 28. Бункер молотого стеклогранулята; 30. Участок подготовки газообразователя

Активированная смесь песка с содой является высокодисперсной, что вызывает высокий уровень пыления и приводит к расслоению смеси и потере однородности, достигнутой на стадии смешивания. Поэтому с целью уменьшения пылимости, улучшения сыпучести и дозируемости смеси осуществляется ее предгрануляция.

Операция дозирования сырьевых компонентов, активированной смеси песка и соды, а также технологических добавок осуществляется из расходных бункеров на общую конвейерную ленту, откуда компоненты поступают на смешение, проводимое в тарельчатом смесителе. С целью предотвращения расслаивания подготовленной шихты смешение дополняют увлажнением, которое осуществляют объемным дозированием подогретой воды, подаваемой в смеситель с помощью разбрызгивающих устройств. Тщательно перемешанная шихта подвергается уплотнению посредством валкового уплотнителя.

Термическая обработка состоит из двух последовательных стадий:

1. Обжиг гранулированной шихты во вращающейся печи. На данном этапе непосредственно осуществляется образование стеклофазы в результате термического воздействия (синтез стеклогранулята);

2. Охлаждение получаемого стеклогранулята в воде или холодным воздухом, что способствует растрескиванию стекловидного продукта, облегчая его дальнейшее измельчение.

Измельчение стеклогранулята осуществляется в 2 этапа: предварительное дробление до размеров не выше 5 мм, в щековой дробилке; тонкий помол в шаровой мельнице.

Тонко измельченный порошок стеклогранулята запасается в бункерах, из которых осуществляется его подача для приготовления пенообразующей смеси. В предлагаемой технологической линии предусмотрено использование жидкофазного газообразователя (глицерин), который распределяется в стеклопорошке непосредственно перед подачей в печь.

венно в печи вспенивания, однако возможно применение твердофазного специально подготовленного газообразователя (уголь или сажа). В этом случае он подается на совместный помол со стеклогранулятом, а подготовленная пенообразующая смесь подается в печь на вспенивание.

Предлагаемая производственная технология позволяет существенно расширить географию размещения возможных предприятий по производству пеностекла, так как осуществляется с применением типового для строительных материалов оборудования, без организации технологически сложного и энергозатратного процесса стекловарения, и позволяет использовать местные виды сырьевых материалов и различные виды топлива – газ, жидкое, твердое, электроэнергия. Технологическая схема предусматривает возможность гибкого управления вариантами получения пеностекла, в частности возможность использования вторичного стеклобоя, для которого предусматривается участок подготовки, включающий стадии его очистки и измельчения.

Данная технология получения стеклогранулята эффективна в области энергосбережения: по результатам проведенного расчета затрат тепла на силикато- и стеклообразование установлено, что применение низкотемпературного синтеза стеклогранулята позволяет сократить удельные затраты тепла на данные стадии с 2680,42 кДж/кг (в условиях традиционного стекловарения при температурах порядка 1500 °С) до 2015,13 кДж/кг.

Таким образом, получение пеностекла по низкотемпературной технологии на основе стеклогранулята с использованием тонкодисперсных отсевов песков дает возможность снизить энергетические затраты на стадии получения стеклофазы в среднем на 25 % в процессе производства данного теплоизоляционного материала.

ФАЗОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ В КЕРАМИЧЕСКОМ ЧЕРЕПКЕ НА ОСНОВЕ СВЕТЛОЖГУЩЕЙСЯ ГЛИНЫ С ДОБАВКОЙ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ КАЗАНСКОЙ ТЭЦ Е.С. Егорова¹

Научный руководитель доцент Э.Р. Бариева¹, доцент Э.А. Королев²

¹Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

На сегодняшний день одним из приоритетных научных и практических направлений является создание новых технологий по переработке и утилизации отходов различных видов промышленного производства. Особый интерес представляют золы и шлаки, образующиеся в огромных количествах на тепловых электрокомплексах при сжигании твердого энергетического топлива. Одним из перспективных направлений использования золошлаковых отходов является производство керамического кирпича. Это обусловлено с одной стороны размерами золы-уноса и дробленного шлака (0,01-1,0 мм), при которых нет необходимости проводить дополнительные работы по его дроблению, с другой – преобладанием в отходах аморфной составляющей [1]. Последнее будет обеспечивать более высокую реакционную способность золошлаковых структурных компонентов при обжиге керамической шихты.

Учитывая выше сказанное, были проведены исследования по вторичному использованию золошлаковых отходов в производстве светлоокрашенного кирпича, изготавливаемого на основе глинистого сырья Максимковского месторождения Республики Татарстан. В отличие от других глин, Максимковская содержит более 20% CaCO₃, что обуславливает светло-желтую окраску, получаемых из него кирпичных изделий. Недостатком рассматриваемой глины является относительно высокая огневая усадка изделий-сырцов и повышенная пористость готовых керамических изделий. Одна из причин этого заключается в процессах термической диссоциации карбонатной составляющей рабочей шихты, протекающих с уменьшением объема исходного вещества. Поскольку к моменту разложения кальцита, начинающегося с T = 800°C, в формованных изделиях уже образуется более жесткий структурный каркас, то диссоциация минерала сопровождается увеличением пустотно-порового пространства керамических кирпичей.

Для улучшения технических характеристик светлоокрашенных изделий, в настоящее время на предприятиях используются композиционные смеси. Добавка к Максимковской глине безкарбонатного глинистого сырья других месторождений приводит к улучшению физико-механических параметров кирпичей без потери их архитектурно-декоративных свойств. Учитывая высокое содержание в сырье Максимковского месторождения глинистой фракции (~71%), обуславливающей значительную воздушную и огневую усадку изделий, можно рекомендовать вместо безкарбонатных суглинков вводить в состав рабочей шихты золошлаковые добавки-оттощители. С одной стороны это поможет снизить усадку сырцов при сушке и обжиге, с другой – сократит расходы на закупку и перевозку безкарбонатных суглинков.

В целях определения возможностей изготовления керамической шихты на основе светложгущейся глины с золошлаковыми добавками, были проведены модельные эксперименты. В Максимковскую глину добавляли 20; 30; 40 и 50% золошлаков. Затем смеси тщательно перемешивали, увлажняли для придания шихтам необходимой вязкости, формовались в виде кубиков и балочек стандартного размер, 20x20x20 мм и 100x40x40 мм, соответственно. Через положенный промежуток времени, необходимый для сушки изделий-сырцов, кубики и балочки помещались в печь, где обжигались в течение 8 часов при температуре 980°C. Полученные подобным образом керамические изделия в дальнейшем испытывались на прочность, результаты которого приведены в табл.

Таблица

Физико-механические свойства керамических изделий
с различным содержанием золошлаковой добавки

Рабочая шихта	Плотность, г/см ³	Прочность на сжатие, кг/см ²	Усадка, %
Глина природная	1,92	115,6	4,5
Глина + 20% ЗШО	1,79	125,0	3,6
Глина + 30% ЗШО	1,69	150,0	2,5
Глина + 40% ЗШО	1,66	141,8	1,7
Глина + 50% ЗШО	1,57	98,6	0,8

Анализ полученных данных позволяет выявить следующие тенденции. При добавлении в рабочую шихту до 30% золы наблюдается последовательное увеличение прочности керамических изделий на сжатие. Максимальное значение прочности достигается при введении в состав рабочей шихты 25-30% золы добавки. Согласно требованиям, предъявляемым к керамическим кирпичам по ГОСТ 530-95, изделия с добавкой золы соответствуют на сжатие марки не ниже М 125 (выдерживают нагрузку не менее 125 кг на 1 см²), а на изгиб – не ниже марки М 300 (выдерживают нагрузку не менее 300 кг на 1 см²). То есть по прочностным показателям изделия с золовым наполнителем соответствуют стандартному стеновому кирпичу. Одновременно с увеличением механической прочности снижается плотность изделий, что является немаловажным фактором для стеновых материалов. При использовании подобного облегченного материала будет уменьшаться нагрузка на фундамент и, как следствие, снижаться эксплуатационная деформация ответственных конструкций. При анализе приведенных в табл. результатов обращает на себя внимание снижение общей (воздушной и огневой) усадки изделий. Очевидно, это связано с постепенным уменьшением глинистой составляющей в керамической шихте. Как видно из морфологических характеристик образцов золовая добавка не приводит к разрушающим деформациям (сколам, растрескиванию, короблению и др.) в керамических изделиях, что свидетельствует о ее участии в снятии напряжений, возникающих при обжиге шихты.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о возможности введения в состав керамической шихты, изготовленной на основе глинистого сырья Максимковского месторождения, до 30% золы наполнителя. При этом можно получать изделия марок М 125-150.

Чтобы проследить, как добавка отходов производства ТЭЦ-2 влияет на фазовые преобразования в керамическом черепке при термической обработке, были проведены рентгенографические исследования образцов, изготовленных из природной глины и глины с содержанием 20; 30; 40 и 50% золошлаков.

Полученные рентгеновские спектры показывают, что во всех керамических изделиях, независимо от наличия и количества золы добавки, идут одни и те же процессы фазовых преобразований. Доминирующим является термическое разложение глинистых минералов – смектита, хлорита и мусковита, которое собственно и приводит к образованию керамического черепка. В результате последовательного ухода из структуры слоистых силикатов различных химических элементов происходит их аморфизация, что фиксируется по увеличению фоновой составляющей спектров. Одновременно с ростом рентгеноаморфной фазы наблюдается появление таких новообразований, как геленит (Ca₂Al(Al,Si)₂O₇), волластонит (Ca₃[Si₃O₉]), плагиоклаз (Ca[Al₂Si₂O₈]), и халцедон [SiO₂]. В образце, содержащем 50% золошлаковой добавки, появляется гематит (Fe₂O₃).

Однако, несмотря на идентичность процессов фазовых преобразований, интенсивность их проявлений все же в какой-то мере контролируется золошлаковой добавкой. В первую очередь контроль проявляется в отношении новообразующихся кристаллохимических соединений. При сравнении абсолютных значений пиковых интенсивностей плагиоклазового (d = 0,3197 нм), волластонитового (d = 0,297 нм) и кварцевого (d = 0,334 нм) диагностических рефлексов в керамических изделиях с различным количеством золы добавки, хорошо прослеживается тенденция их увеличения с ростом процентного содержания наполнителя в шихте.

Следует напомнить, что пиковые интенсивности рефлексов фактически отражают количество минерала в исследуемом объекте. Таким образом, мы, по сути, фиксируем, что золошлаковая добавка приводит к интенсификации процессов образования волластонита, плагиоклаза и кварца.

Одновременно с ростом относительного содержания золошлаковой добавки в керамической шихте снижается интенсивность гелениновой фазы в готовом изделии, отражающая уменьшение двухкальциевого алюмосиликата. Подобная тенденция обусловлена снижением в составе рабочей шихты глинисто-карбонатной компоненты, которая при разложении и дает гелениновую фазу.

Выявленные тенденции в изменении фазового состава керамических изделий однозначно указывают на активное участие золошлаковой добавки в процессах спекания шихты. Судя по появлению волластонита, плагиоклаза и халцедона одним из наиболее активных агентов добавки является аморфный кремнезем и глинозем. Расплавляясь при температурах свыше 900°C SiO₂ и Al₂O₃ связывают ионы Ca²⁺, освободившиеся при диссоциации кальцита. За счет этого на контактах зерен керамической шихты возникают новые минеральные фазы (волластонит и плагиоклаз), которые увеличивают плотность кристаллизационных контактов в изделиях. Часть аморфного кремнезема, по-видимому, перекристаллизовывается с образованием халцедона. Его участие в спекании керамики, очевидно, также дает положительный эффект.

Литература

1. Бариева Э.Р., Королев Э.А., Рунов Д.М, Шамсутдинов Л.Ф. Изучение минералогического состава золошлаковых отходов Казанской ТЭЦ-2 // Известия ВУЗов, серия «Проблемы энергетики». – 2004. – №11-12. – С. 138 – 140.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАРБОНАТНОЙ МАРГАНЦЕВОЙ РУДЫ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В МЕТАЛЛУРГИИ

А.А. Иванова, И.В. Фролова

Научный руководитель доцент В.В. Тихонов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние годы в России ощущается острейший дефицит товарных марганцевых продуктов, в промышленном масштабе не эксплуатируется ни одно месторождение марганца [3]. Текущие потребности металлургической промышленности России, составляющие около 90% суммарной потребности страны, оцениваются в 1,3-1,5 млн.т товарной марганцевой руды, и покрываются в основном за счёт импорта. Одним из способов решения данной проблемы является вовлечение в промышленную переработку отечественных месторождений карбонатных марганцевых руд.

Объектом исследования в данной работе явилась карбонатная марганцевая руда Усинского месторождения. Усинское месторождение – крупнейший, детально разведанный промышленный объект. Рудные тела залегают в крутопадающем западном крыле Усинской синклинальной 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, пироксмангит, бементит, фриделит, оксиды – пиролюзит, тодорокит, вернадит, а также пирротин, кварц, тальк, стильпномелан, хлорит.

Химический состав марганцевой руды Усинского месторождения, определенный методом химического анализа, представлен в табл.

Таблица

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, что определяет необходимость их обогащения с целью получения концентратов металлургических сортов. Кроме того, в составе руды отмечается повышенное содержание вредных примесей – в первую очередь фосфора и кремнезема, что усложняет схему их обогащения.

Важной характеристикой руд является их гранулометрический состав. Определение гранулометрического состава проводили методом ситового анализа. Результаты приведены на рис. 1.



Рис. 1 Гранулометрический состав образца руды
 1 - < 0,25 мм.; 2 - 0,25 – 0,5 мм.; 3 - 0,5 – 1 мм.; 4 - 1 – 2 мм.; 5 - 2 – 3 мм.;
 6 - 3 – 5 мм.; 7 - 5 – 7 мм.; 8 - > 7 мм.

Из полученной диаграммы видно, что по гранулометрическому составу исходная руда в большем количестве содержит крупную фракцию размером частиц более 7 мм. Это означает, что отсев представляет собой как отдельные крупные куски породы, так и относительно прочные агломерированные образования, требующие дополнительного измельчения. Это доказывает целесообразность проведения разделения руды на классы, что является самым простым и дешевым методом обогащения марганцевой руды.

На основе этих принципов разработана технологическая схема обогащения карбонатной марганцевой руды, представленная на рис. 2.

Результаты рентгенофазового анализа исходной и обогащенной руд показали, что при использовании данной схемы обогащения удалось увеличить содержание карбоната марганца в руде более чем в 2 раза.

Обогащенная марганцевая руда имеет следующие физико-механические характеристики: удельная поверхность – 512 см²/г, удельный вес – 2,39 г/см³, насыпная масса – 1410 кг/м³. Полученные данные показывают, что карбонатная руда после 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 окускования. Наиболее распространенным из процессов окускования является брикетирование [2].

В данной работе проведены исследования по брикетированию шихты на основе обогащенной марганцевой руды. В качестве связующего использовали известь. Брикетирование производилось при влажности от 2 до 40 % на ручном гидравлическом прессе с максимальным удельным давлением прессования 100 МПа. Эксперименты проведены с добавлением в шихту 7 % извести. Необходимую влажность шихты перед брикетированием обеспечивали предварительным увлажнением материала. Давление прессования в опытах составляло 70, 50, 20, 5 МПа. Масса навески для изготовления брикетов составляла 12±0,1 г. Брикетирование осуществлялось по стандартной методике. Время выдержки брикетов под давлением принято постоянным во всех опытах, равное 10 с. Во всех экспериментах были проведены параллельные опыты. Сушка осуществлялась при укладывании брикетов монослоем и выдержке при температуре воздуха 18±2 °С и его относительной влажности 70±5 % в течение 7 суток. Качество изготовленных брикетов оценивалось по стандартной методике на точечное одноосное сжатие.

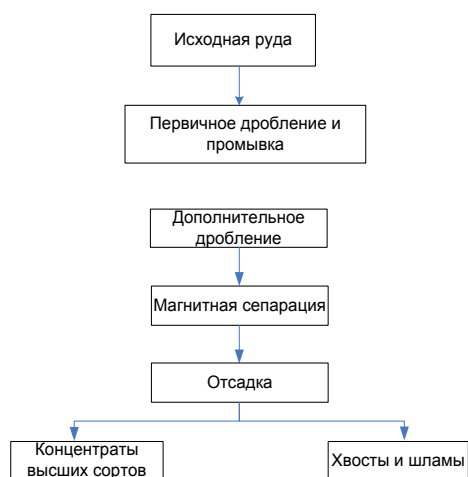


Рис. 2 Схема обогащения марганцевой руды

В данной работе изучено влияние влажности, давления прессования на прочность брикетов. Изучена кинетика сушки и упрочнения брикетов. Наиболее прочные брикеты получаются при влажности 5-10 %. По результатам исследований разработана диаграмма "влажность шихты – давление прессования". Диаграмма позволяет получать брикеты необходимой прочности в широком диапазоне давления прессования и влажности.

Литература

1. Быч А.Ф., Батырев А.И. Марганцевые месторождения Кемеровской области // Руды и металлы. – 1998. – №2. – С. 22 – 28.
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. – 2000. – № 3. – С. 15 – 19.

РАЗДЕЛЕНИЕ ИЛЬМЕНИТА НА ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ КОМПОНЕНТЫ

И.С. Кантаев, Д.С. Пахомов

Научный руководитель ассистент А.С. Кантаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Диоксид титана, является одним из наиболее широко применяемых соединений в промышленности. Большая его часть используется в качестве белого пигмента в лакокрасочной промышленности. В настоящее время известно около 70 минералов титана. Во многие из них титан входит в качестве примеси. Промышленное извлечение титана в основном производится из ильменита – FeTiO₃ (31,6%) и рутила – TiO₂ (60%). В ильмените и рутиле присутствуют ванадий, скандий, тантал и ниобий. Извлечение ильменита из титаномагнетита возможно, если поперечный размер зерен ильменита больше 0,3 мм.

В Томском политехническом университете на кафедре ХТРЭ ФТИ разработан способ переработки ильменита с использованием NH_4F [3]. Фтороаммонийный метод позволяет в одну стадию выделить из ильменита тетрафторид титана и перевести его в форму диоксида титана. Метод сочетает в себе операции по разложению ильменита с одновременной очисткой от примесей. Метод не требует использования агрессивных реагентов и не приводит к образованию жидких или каких – либо других отходов. Недостатком способа является сложность получения TiO_2 рутильной формы при его осаждении аммиачной водой из растворов $(\text{NH}_4)_2\text{TiF}_6$. В этой работе предлагается галагенаммонийный способ разделения титана и железа с получением TiO_2 рутильной формы. В ней присутствует стадия хлорирования продукта получаемого фторированием ильменита. Данный способ позволяет получить рутильную форму диоксида титана.

Для осуществления процесса получения Fe_2O_3 и TiO_2 необходимо смешать согласно стехиометрии ильменит (FeTiO_3) и гидродифторид аммония, протекает реакция (1) фторирования, в результате которой образуются фторированный продукт содержащий фтораммонийные комплексы титана, железа и примесей. Технологическая схема разделения FeTiO_3 на Fe_2O_3 и TiO_2 представлена на рис. Фторированный продукт растворяем в воде, не растворимые примеси фторидов металлов Al, Ca, Mg отделяем фильтрацией. Осветленный раствор осаждаем (2) аммиачной водой при $\text{pH} = 8-9$, полученную суспензию фильтруем и получаем кек гидроксида титана и гидроксида железа и раствор фторида аммония. К осадку, содержащему гидроксид титана и гидроксид железа, добавляем хлорид аммония и тщательно перемешиваем. После чего хлорируем (3) при температуре $200-250^\circ\text{C}$ в течении 5 часов. Далее возможно два варианта получения диоксида титана. Первый – это водное выщелачивание, а второй – повышение температуры до $350-380^\circ\text{C}$, рассмотрим оба варианта. Водное выщелачивание заключается в том что после 5 часов хлорирования при $200-250^\circ\text{C}$ растворяем полученную массу в воде и фильтруем получаем осадок диоксида титана и раствор хлорида железа(III). Диоксид титана прокаливает при 750°C в муфельной печи в течении 2 часов и получаем диоксид титана рутильной формы. Раствор хлорида железа осаждаем аммиачной водой (4), (так как железо окисляется на воздухе), (5) при $\text{pH} = 8-9$ и фильтруем получаем осадок оксида железа(III) и маточный раствор хлорида аммония, который направляем на регенерацию, а осадок оксида железа(III) прокаливает при 500°C в течении 2 часов и получаем оксид железа (III).

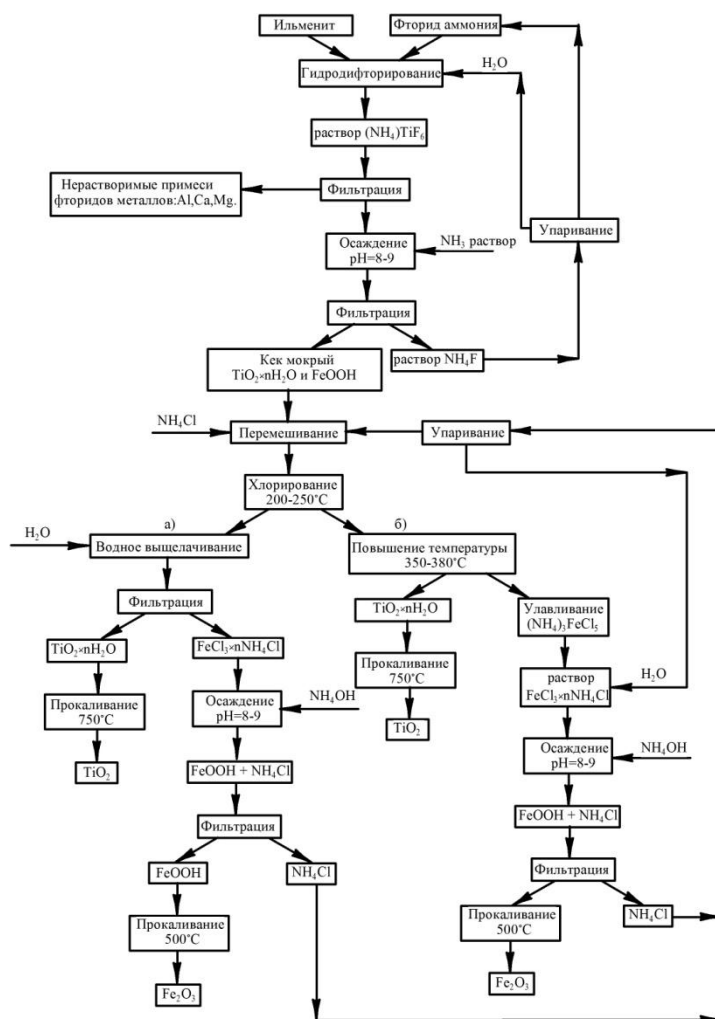
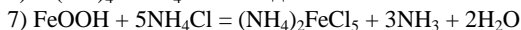
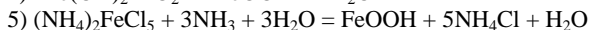
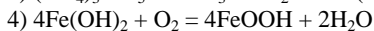
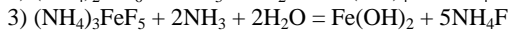
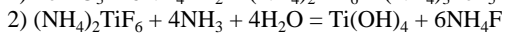
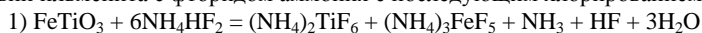


Рис. Технологическая схема получения FeTiO_3 на Fe_2O_3 и TiO_2

Второй вариант схемы заключается в том что после хлорирования при 200-250 °С мы поднимаем температуру до 350-380 °С, тем самым возгоняем $(\text{NH}_4)_2\text{FeCl}_5$. По пришествию 2 часов, температуру поднимаем до 750 °С и получаем диоксид титана рутильной формы. Хлораммонийный комплекс железа, сублимирующееся в процессе фторирования, улавливаем, после чего растворяем в воде, осаждаем аммиаком, повторяем все операции, как и в первом случае.

Вывод: предложена технологическая реализация способа разделения Fe_2O_3 и TiO_2 основанная на взаимодействии ильменита с фторидом аммония с последующим хлорированием.



Литература

1. www.tio2.ru.
2. www.aricom.ru.
3. Андреев А.А., Дьяченко А.Н., Крайденко Р.И. Производство отечественного диоксида титана на основе фтораммонийного способа переработки ильменита // Химическая промышленность сегодня. – 2007. – №9. – С. 13 – 15.

ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫЕ КЕРАМИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

Н.П. Карионова, В.С. Стрюков

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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.

Известно, что создание высокопористых керамических структур возможно путем использования корректирующих природных и техногенных добавок пороформирующего действия за счет структурной пористости породообразующего минерала природной добавки (цеолитовые породы); собственной пористой макроструктуры техногенной добавки (низкокальциевые зола и зольные микросферы и др.); за счет препятствующих усадке при спекании керамической массы физико-химических процессов, протекающих с увеличением молярного объема (например, синтез анортита или муллита). Из пороформирующих добавок второго типа представляет интерес использование в составах керамических масс вспученных перлитовых и вермикулитовых пород в комбинациях с природными связующими компонентами – пластичными легкоплавкими и огнеупорными глинами.

В данной работе целью является исследование возможности получения эффективных теплоизоляционных керамических материалов по пластичной технологии на основе природного кремнеземистого сырья – диатомитовой породы с использованием пороформирующих и пластифицирующих добавок.

Диатомитовые породы или диатомит (кизельгур, горная мука) представляют собой рыхлые, тонкодисперсные легкоплавкие осадочные кремнеземистые породы, образованные из остатков микроскопических водорослей и скелетов радиолярий. Высокая пористость – это важный качественный показатель пригодности данного сырья. Сырье с высокой пористостью имеет небольшую объемную массу и большую фильтрационную способность.

Для проведения исследований была взята диатомитовая порода Инзенского месторождения Ульяновской области.

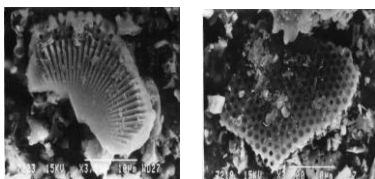


Рис. 1 Электронные микроснимки диатомита

В работе установлено, что инзенская диатомитовая порода по химическому составу характеризуется значительной загрязненностью примесями, снижающей содержание диоксида кремния до 86 %. По содержанию красящих оксидов в прокаленном состоянии порода относится к группе со средним содержанием красящих оксидов (Fe_2O_3 до 2 %), и может быть использована в качестве кремнеземсодержащего компонента в производстве светлоокрашенной керамики.

Результаты количественной оценки минералогического состава рентгеновским методом с привлечением в качестве эталона высокочистого жильного кварца Чупинского месторождения показывает, что по фазовому составу диатомитовая

порода представляет собой аморфно – кристаллическое сырье, в котором преобладающей фазой является аморфный кремнезем (82 %) с некоторой примесью кристаллического кварца (до 10 %).

Привлечение электронной микроскопии показало, что в случае диатомита на макроуровне прослеживается наличие неразрушенных панцирей и створок диатомитовых водорослей, а также радиолярий и спикул губок размером от 10 до 20 мкм (рис.1).

Исследование рентгеновским методом поведения диатомитовой породы при нагреве показало, что дифракционная картина продуктов термообработки до 1000 °С аморфно-кристаллического диатомита свидетельствует практически об отсутствии каких-либо структурно-фазовых превращений с сохранением всех рентгеновских рефлексов кварца (рис.2). Однако повышение температуры от 1000 до 1200 °С вызывает появление на соответствующих рентгеновских дифрактограммах рефлексов, присущих метакристаллиту.

В качестве пороформирующей добавки использовалась вспученная вермикулитовая порода Татарского месторождения Красноярского края.

По минералогическому составу вспученная вермикулитовая добавка состоит из минералов исходной породы, таких как вермикулит, флогопит и сепиолит. Кроме того, фиксируется наличие кварца, диоксида и силлиманита.

Кривая ДТА вермикулита характеризуется наличием нескольких эндотермических эффектов: первый эндотермический эффект обнаруживается при температуре 130 °С, который связан с удалением свободной воды. Вторым эндотермическим эффектом у вермикулита является при температуре 226 °С за счет выделения воды, связанной с обменными ионами. Третий и четвертый эндотермический эффект при температурах 830 °С и 900 °С обусловлены удалением кристаллизационной воды в виде гидроксильных групп.

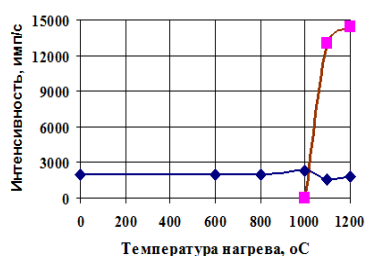


Рис. 2 Изменение интенсивности рефлексов кварца (1) и метакристаллита (2) при нагреве диатомитовой породы

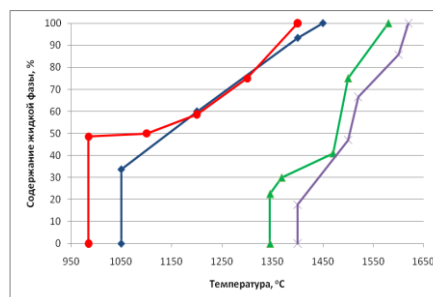


Рис.3 Кривые плавкости исходного диатомита в системах:
1- $K_2O-Al_2O_3-SiO_2$, 2- $Na_2O-Al_2O_3-SiO_2$,
3- $CaO-Al_2O_3-SiO_2$, 4- $MgO-Al_2O_3-SiO_2$

Для прогнозирования природы процессов, протекающих в диатомитовой породе при нагревании в температурном интервале 900-1100°С, выполнялся анализ ее поведения в системах $K_2O - Al_2O_3 - SiO_2$, $Na_2O - Al_2O_3 - SiO_2$, $CaO - Al_2O_3 - SiO_2$, $MgO - Al_2O_3 - SiO_2$. Результаты расчетов плавкости инзенской диатомитовой породы (рисунок 3) показали целесообразность применения для характеристики поведения при термообработке композиций диатомита с пороформирующими добавками диаграммы состояния $Na_2O-Al_2O_3-SiO_2$.



Рис. 4 Область исследуемых составов композиций «диатомит-вермикулит» на диаграмме состояния системы $Na_2O - Al_2O_3 - SiO_2$

В ходе ранее выполненных исследований были рассмотрены и изучены массы на основе смесей диатомитовой породы с вспученным вермикулитом, место положения составов которых на диаграмме состояния системы $Na_2O-Al_2O_3-SiO_2$ представлено на рис. 4. Было установлено, что использование в качестве добавки при пластическом формовании вспученного вермикулита в количестве до 30 мас. % обеспечивает получение пористой керамики с объемной массой до 0,6 г/см³ и механической прочностью до 9 МПа.

Анализ влияния добавки вспученной породы на формовочные свойства пластических масс и формирование плотности и прочности образцов из смеси диатомита и вермикулита свидетельствует об оптимальном содержании вспученного компонента в количестве 10 мас.%. При этом, поскольку диатомитовая порода, несмотря на наличие в ней некоторого количества глинистой составляющей, обладает относительно невысокой пластичностью и формемостью, а присутствие непластичной вспученной добавки вермикулитовой породы еще более ухудшает формовочные свойства данных композиций, возникает необходимость для обеспечения воз-

возможности формования образцов по пластической технологии в подборе эффективного связующего компонента (так называемых технологических связок).

В данной работе в качестве временных технологических связок использовались такие органические связующие, как лигносульфонат кальция (сульфитно-спиртовая барда) в количестве 10 мас. % (здесь и далее в пересчете на твердое вещество), метилцеллюлоза (2 мас. %), суперпластификатор СП-1 (1 мас. %), а также ортофосфорная кислота (10 мас. %).

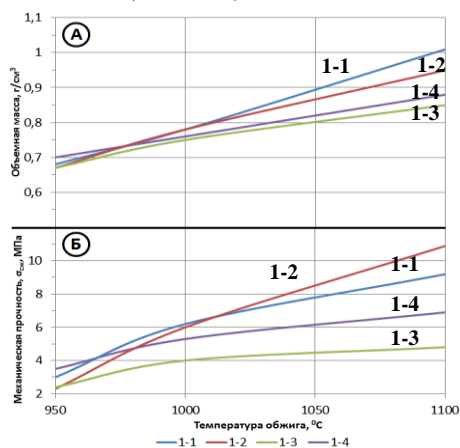


Рис. 5 Влияние вида связующей добавки на плотность (А) и прочность (Б) пористой керамики: 1-1 – лигносульфонат, 1-2 – метилцеллюлоза, 1-3 – ортофосфорная кислота, 1-4 – суперпластификатор СП-1

Содержание диатомитовой породы и вспученного вермикулита в составе масс составляло 90 и 10 мас. % соответственно. Введение добавок проводилось в растворенном виде путем увлажнения вспученной вермикулитовой породы с последующим смешиванием с диатомитовой породой. Оформление образцов проводилось по пластичной технологии. Относительная формовочная влажность пластичных масс изменялась от 42 (при использовании в качестве связующего компонента суперпластификатора СП-1) до 49 % (при использовании метилцеллюлозы). Воздушная усадка образцов составила от 2,8 до 4,2 %.

Обжиг образцов осуществлялся при температурах 950, 1000 и 1100 °C с выдержкой в течение 1 часа. Сопоставление полученных результатов (рис.5) свидетельствует о том, что обжиг при температуре 950 °C, независимо от вида связующего, обеспечивает получение пористых изделий с плотностью до 0,7 г/см³ и прочностью до 3,8 МПа. Повышение температуры обжига до 1100 °C позволяет определиться с выбором связующих добавок: наибольшей прочностью обладают образцы на связке из растворов лигносульфоната (ССБ) и метилцеллюлозы.

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о возможности получения на основе композиций «диатомит - вспученный вермикулит» теп-

лоизоляционных материалов, обладающих высокой прочностью (до 10 МПа) при пониженной объемной массе (до 1,0 г/см³).

ПРИСТЫЕ КЕРАМИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ВЕРМИКУЛИТА

Л.Г. Кияева, И.Б. Ревва

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время выпускаются самые разнообразные пористые изделия с целью снижения теплопроводности, повышения газо- и жидкостной проницаемости и увеличения внутренней поверхности порового пространства для возможности пропитки. Подобные материалы находят применение во многих областях техники, например, теплоизоляция строительных сооружений и тепловых агрегатов, теплозащита летательных, прежде всего космических аппаратов и др.

Теплоизоляционные изделия и конструкции, используемые в разных отраслях промышленности и теплоэнергетике, значительно сокращают потери тепла и холода, обеспечивают экономию топлива и энергии.

Целью данной работы является исследование влияния вида связующего компонента на свойства пористой керамики. Природным сырьем для исследования выбран вспученный вермикулит, который обладает следующими свойствами: повышенной огнестойкостью (температура использования 1200 °C), инертностью, высокой звукопоглощающей способностью, низкой теплопроводностью. В качестве огнеупорной связки выступает Кайлинская глина, которая в первую очередь является огнеупорной беложгущей глиной.

Используемый в работе вспученный вермикулит представляет собой крупнозернистый порошок от белого до светло-желтого цвета с блестящими включениями в виде пластинок. Насыпная плотность вермикулита – 100 кг/м³, истинная – 2600 кг/м³.

Химический состав исходных компонентов определяли по методике определения химического состава глин (табл. 1).

Минералогический состав исходного компонента определяли рентгеновским методом, выполненном на дифрактометре ДРОН – 3,0. Установлено, что в составе вспученного вермикулита присутствуют следующие минералы исходной породы: вермикулит, флогопит и сепиолит. Кроме того, на дифрактограмме фиксируются пики кварца, диоксида и силлиманита. Данные совместного термоанализа подтверждаются результатами расшифровки рентгенограммы исходного вспученного вермикулита.

Таблица 1

Химический состав вермикулита

Материал	Содержание оксидов, %							$\Delta m_{\text{чрк}}$
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	
Вермикулит	37,50	11,73	4,66	4,70	26,50	2,18		12,73
	43,00	13,14	5,34	5,02	31,00	2,50		-
Кайлинская глина	65,64	21,50	1,19	1,29	0,60	0,91	0,51	8,36
	71,62*	23,46	1,30	1,41	0,65	0,99	0,56	-

Примечание: * в знаменателе приведены значения на прокаленное вещество

Гранулометрический состав определяли с помощью ситового анализа со стандартным набором сит. Установлено, что вермикулит сложен преимущественно частицами размером более 0,8 мм (88,2 %).

В качестве связки использовали огнеупорную глинистую породу месторождения Кайла, представляющую собой пробу светло-серого цвета.

Химический анализ проводился согласно ГОСТ 2642 - 81. В зависимости от содержания Al₂O₃ и Fe₂O₃ в прокаленном состоянии согласно ГОСТ 9169 - 75 кайлинская глина (табл. 1) относится к группе полукислого глинистого сырья (21,42 % Al₂O₃) со средним содержанием красящих оксидов (2,25 % Fe₂O₃).

Гранулометрический состав определялся седиментационным методом по ГОСТ 21216.2 - 81. результаты приведены в табл.2. Таким образом, по содержанию фракции 15 - 40 мкм в соответствии с ГОСТ 9169 - 75 исследуемая проба глинистого сырья относится к группе низкодисперсного сырья.

Таблица 2

Гранулометрический состав кайлинской глины

Содержание, %, фракции размером, мм					
1-0,25	0,25-0,006	0,06-0,01	0,01-0,005	0,005-0,001	менее 0,001
10,73	7,44	6,76	8,35	30,70	36,02

Результаты расшифровки дифрактограммы исследуемой пробы установлено, что кайлинская глина представляет собой полиминеральное глинистое сырье, глинистая часть которой представлена смесью каолинита и гидрослюда. Грубодисперсная часть представлена преимущественно кварцем.

Сушильные кайлинских глин оценивались величиной воздушной усадки и чувствительностью к сушке. Установлено, что по величине воздушной усадки данная глина относится к умеренно-пластичному глинистому сырью, а по значению. Коэффициента чувствительности к сушке (0,65) – малочувствительным к сушке глинам.

Образцы оформлялись по полусухой технологии. Предварительно глину высушивали до постоянной массы и измельчали до прохода через сито с размером ячейки 0,5 мм. Впученный вермикулит использовали в исходном состоянии.

Компоненты шихты сначала перемешивали в сухом состоянии в необходимых количествах (табл. 3), затем увлажняли, после чего дополнительно перемешивали. Составы Ш-5, Ш-10 увлажняли глиняным шликером, составы С-5 и С-10 модифицированным глиняным шликером с добавкой ССБ (сульфитно-спиртовая барда) с целью увеличения прочности сырца.

Таблица 3

Компонентный состав масс

Шифр пробы	Сырьевой компонент, % мас.	
	глина	вермикулит
Ш-5, С-5*	5	95
Ш-10, С-10	10	90

* Составы С-5, С-10 с добавлением ССБ

Приготовленную массу выдерживали для усреднения по влажности в течение суток, после чего производили формование образцов по полусухой технологии. В работе удельное давление прессования подбиралось опытным путем и составило 0,05 МПа.

Образцы оценивались визуально. Изделия с использованием шликера с добавкой ССБ отличаются более четкими гранями, большей прочностью, по сравнению с образцами с использованием глиняного шликера.

Сушку образцов производили в течение двух суток в естественных условиях при температуре 20 – 22 °С. После сушки оценивались свойства полуфабрикатов (табл. 4).

Образцы с большим содержанием пластичной составляющей обладают большей объемной массой и дают большую усадку при сушке, что обусловлено свойствами глинистого сырья. Изделия с использованием глиняного шликера с добавкой ССБ имеют более высокие прочностные характеристики по сравнению с изделиями, увлажненными просто глиняным шликером, что обусловлено клеящим действием ССБ.

Обжиг высушенных образцов проводили при температуре 900, 950, 1000 °С с выдержкой при максимальной температуре в течении 1 часа.

Таблица 4

Свойства высушенных образцов

Свойства	Шифр состава			
	Ш-5	Ш-10	С-5	С-10
Объемная масса, кг/м ³	728	755	723	743
Воздушная усадка, %	1,9	0,9	1,3	0
Прочность, МПа	0,13	0,15	0,20	0,24

Затем определяли основные технологические свойства. Результаты представлены в табл. 5.

Таблица 5

Технологические свойства масс

Свойство при температуре обжига, °С	Шифр составов			
	Ш-5	Ш-10	С-5	С-10
Объемная масса, кг/м ³	900	736	674	688
	950	698	667	655
	1000	676	641	595
Открытая пористость, %	900	66,4	67,1	66,0
	950	68,7	66,6	66,8
	1000	70,9	66,7	70,0
Огневая усадка, %	900	3,2	3,5	4,2
	950	1,7	3,0	4,3
	1000	1,0	3,5	4,2
Прочность при сжатии, МПа	900	1,20	1,40	1,24
	950	0,93	1,10	1,11
	1000	0,83	1,05	1,05

Установлено, что увеличение доли непластичного компонента в вермикулитовых смесях приводит к снижению кажущейся плотности и росту величины водопоглощения обожженных изделий.

С ростом температуры обжига от 900 до 1000 °С происходит окончательное вспучивание вермикулитового сырья (в результате расщепления частиц под действием расщепляющейся межслоевой воды), сопровождающееся разрыхлением структуры, что приводит к снижению кажущейся плотности, водопоглощения и прочности обожженных изделий.

Пористость полученных образцов варьируется в пределах 66 - 71 %, что соответствует требованиям для теплоизоляционных материалов.

Керамовермикулитовые изделия выгодно отличаются от традиционных теплоизоляционных шамотных и легковесных материалов, и имеют следующие положительные качества: экологически чистые, легкие и легко обрабатываются (пилятся ножовкой, пробиваются гвоздями без образования трещин и т.д.). Изделия применяются в качестве футеровки и теплоизоляции тепловых промышленных агрегатов, при производстве строительных материалов, нефтехимической и др.

**РАЗРАБОТКА СОСТАВА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОСТОЙКИХ
ТЕРМОПЕНОСИЛИКАТНЫХ МАТЕРИАЛОВ**

А.Е. Ковязина

Научный руководитель ассистент В.А. Кутугин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для проведения теплоизоляционных работ предпочтительны материалы с жесткой ячеистой структурой и заданной геометрической формой и размерами, основанные на вяжущих системах, стеклосое, жидкостекольных композициях (далее ЖСК). К таким материалам относятся пеностекло, пеносиликаты, пенобетоны, газобетоны и т.д.

Данная работа посвящена термопеносиликатным (ТПС) материалам на основе кремнеземсодержащих пород и техногенных отходов. К достоинствам таких материалов следует отнести простоту и малую энергоемкость технологии, высокие теплоизоляционные свойства, низкую плотность, негорючесть.

К недостаткам, сдерживающим развитие производства материалов на основе вспученного жидкого стекла, относятся ограниченная водостойкость и дефицитность гидратированных натриевых силикатов и их сравнительно высокая стоимость.

Целью данной работы является разработка оптимального состава и технологии для получения водостойких термопеносиликатных материалов путем исследования влияния кремнеземсодержащих добавок на свойства ЖСК и теплоизоляционных материалов при различных условиях.

Задачей данной работы является модификация серийно выпускаемого жидкого стекла кремнеземсодержащими добавками и формирование жидкостекольной композиции, способной при вспучивании давать легкий материал с равномерной пористой структурой и высокой водостойкостью.

Исходя из указанных предпосылок, сформировали следующие направления работ и задачи:

- исследовать влияние кремнеземсодержащих добавок на свойства вспененных материалов, вводимых при нормальных условиях, в качестве контрольных образцов;
- исследовать влияние указанных добавок вводимых с применением термического нагрева;
- исследовать влияние указанных добавок при использовании автоклавной обработки;

Экспериментальные исследования были построены следующим образом: за исходные материалы было выбрано натриевое жидкое стекло с модулем 3, в качестве добавок были выбраны наиболее перспективные кремнеземсодержащие материалы (опока, диатомит, маршаллит). Проводились эксперименты по выявлению оптимальных количеств добавки при нормальных условиях (критерий выбора – равномерность пористой структуры с сохранением плотности не более 250 кг/м³, максимальная водостойкость). Затем провели аналогичные серии экспериментов с предварительно нагретым жидким стеклом в поле токов СВЧ и с применением автоклавной обработки жидкостекольной композиции перед термической поризацией.

Анализируя полученные результаты взаимодействия вводимых добавок с жидким стеклом при нормальных условиях, можно сделать вывод, что химическое обменное взаимодействие на этапе формирования ЖСК минимально. Оптимальная дозировка добавок составляет около 10 % мас. Лучшие результаты получены при использовании тонкомолотой опоки. Полученные образцы имеют достаточно равномерную структуру, но низкую водостойкость, разрушение образцов происходит на 5 сутки после помещения в воду. Такие результаты нельзя признать удовлетворительными для теплоизоляционных материалов, эксплуатация которых возможна при влажных условиях. Взаимосвязь плотности полученных материалов и количества вводимых наполнителей была выбрана в качестве начальных параметров в последующих экспериментах.

Использование предварительного СВЧ прогрева при введении наполнителей позволяет легче осуществлять стадию перемешивания и распределения компонентов в смеси. Кроме того, частичное взаимодействие компонентов приводит к увеличению вязкости композиции после остывания, что позволяет использовать методы механической грануляции на последующих технологических этапах. На водостойкость материала СВЧ обработка существенного влияния не оказывает.

Итоговой стадией экспериментальных работ стало исследование влияния автоклавной обработки жидкостекольной смеси перед термической поризацией. Автоклавная обработка композиции производилась в лабораторном автоклаве, оборудованном мешалкой при давлении до 6 атм. в течение 2 часов. После обработки в автоклаве вязкость композиции существенно увеличивается, модульность смеси в целом повышается. Компоненты смеси взаимодействуют на физико-химическом уровне и формируют новую высокополимерную силикатную систему, способную вспучиваться. Поризационная способность композиции при содержании добавки 20 % мас. оказывается выше по сравнению с аналогичными составами, приготовленными по вышеприведенным способам. Оптимальное содержание добавки составляет до 25 % мас., при этом возможно получение изделий с плотностью до 250 кг/м³, прочностью близкой к 1 МПа. Водостойкость изделий значительно возрастает.

В результате проведенных экспериментов выявлено, что термическая обработка автоклавированной композиции при температурах 600-700 °С позволяет получить полностью остеклованный водостойкий материал. Так как при таких температурах для крупноблочных изделий требуется энергозатратная процедура отжига, то такие композиции рекомендуется применять для производства сверхлегкого гранулированного заполнителя с насыпной плотностью до 100 кг/м³. Данный гранулят можно использовать в технологии «теплых полов», для получения сверхлегких блоков и насыпной высокотемпературной теплоизоляции (температура применения до 500°С).

В результате проведенных экспериментов установлено, что использование высокомодульных жидкостекольных композиций, полученных с применением автоклавной обработки, позволяет значительно повысить водостойкость и механические характеристики изделий. При глубокой модификации исходного 3-х модульного жидкого стекла в автоклаве происходит формирование нанодисперсной силикатной системы, исходные компоненты равномерно распределяются, а химический состав получаемого стекла после термической обработки (отжига) приближается к нерастворимым стеклам. Протекающие процессы позволяют формировать весьма прочную макроструктуру изделий, соответствующую пеностеклу, но при меньших энергетических затратах. Использование высокомодульных жидкостекольных композиций, полученных с применением автоклавной обработки, открывает широкие перспективы для термопеносиликатных материалов.

**ПОЛУЧЕНИЕ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ ВЕЩЕСТВ НА
ОСНОВЕ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ**

Ю.С. Копытова

Научный руководитель доцент С.В. Эрдман

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одним из главных направлений технического прогресса в промышленности строительных материалов стало более широкое использование попутно добываемого сырья и отходов промышленности. Техногенные и природные некондиционные магнийсодержащие отходы в больших количествах накапливаются на горно-обогатительных комбинатах, предприятиях огнеупорного, металлургического производства, получения солей магния. Вследствие этого высокомагнезиальное и магнезиальносиликатное 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 композиционных магнезиальных вяжущих материалов с вовлечением в производство как местных техногенных, так и природных силикатов магния.

Разработка составов и технологии композиционных магнезиальных 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.

В работе исследована возможность использования серпентинитового сырья в производстве магнезиальных материалов для получения декоративно - отделочной плитки и пенобетона.

В качестве объекта исследования были выбраны порошок магнезиальный каустический, каустический магнезит и серпентинитовые отходы обогащения Тейского железорудного месторождения – серпентинит, химический состав которого приведен в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав и потери массы серпентинита

Порода	Содержание оксидов, масс. %						
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Δ m _{прк}
Серпентинит	30,75	7,64	11,32	14,28	14,23	0,30	16,50

Кристаллический магнезит представляет собой минерал, характеризующийся четким кристаллическим строением и напоминающий по виду доломит или крупнозернистый мрамор. Он имеет стеклянный блеск, цвет белый, серый, а иногда желтый и даже коричневый в зависимости от примесей. Аморфный магнезит имеет вид фарфоровой массы, цвет его обычно белый, но встречаются и другие цвета в зависимости от примесей. Твердость магнезита по шкале Мооса, колеблется в пределах от 3,5 до 4,5. Плотность кристаллического и аморфного магнезита 2900—3100 кг/м³. [3]

Классические магнезиальные вяжущие – каустические магнезит (КМ) и порошок магнезиальный каустический (ПМК-75), обладают рядом несомненных достоинств, таких как высокая механическая прочность, нейтральный химический состав продуктов твердения, возможность использования различных видов заполнителей. Основные недостатки – низкая водостойкость и усадочные явления при твердении. [4]

Серпентинит – метаморфическая порода белого, желтоватого, зеленого или темно-буро-зеленого цвета, характеризующаяся слоистой структурой с открытым двухслойным пакетом слоев. Кристаллы серпентинита имеют волокнистую и игольчатую форму. [1]

В естественном состоянии при нормальных условиях серпентинит не проявляет вяжущих свойств, после помола в шаровой или планетарной мельнице до удельной поверхности 4000-7000 см²/г серпентинит проявляет незначительную гидратационную активность. Заметное увеличение предела прочности при сжатии образцов наблюдается при затворении их гидроксидами, хлоридами или сульфатами магния и кальция.

Серпентинит предварительно измельчался, затем смешивался с каустическим магнезитом и порошком магнезиальным каустическим в соотношениях от 50 до 70%. Образцы для испытаний изготавливались в форме кубиков размером 20x20x20 мм.

Гидравлическая активность серпентинита была определена по ГОСТ 25094-82 (количество поглощаемого реагента, мг/г исследуемой породы) и по методу М.И. Стрелкова [2]. Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

Гидравлическая активность серпентинита

Порода	Гидравлическая активность, мг/г добавки					
	По ГОСТ 25094-82		По поглощению из раствора		По методу М.И. Стрелкова	
	Ca(OH) ₂	CaCl ₂	Mg(OH) ₂	MgCl ₂	CaSO ₄	MgSO ₄
Серпентинит	90	89	93	93	350	370

По гидравлической активности серпентинит можно отнести к активным.

В зависимости от количества вводимого компонента определялись основные физико-механические свойства разработанных материалов: сроки схватывания; предел прочности при сжатии; водопоглощение; объемная масса, коэффициент водостойкости.

Состав и свойства смешанных магниезных вяжущих материалов (табл. 3,4) свидетельствуют о том, что они характеризуются высокой механической прочностью, стандартными сроками схватывания. Материал обладает высокой водостойкостью.

Таблица 3

Физико-механические свойства смешанных магниезных вяжущих материалов на основе магниезного каустического порошка (ПМК-75)

Вяжущее	Соотношение компонентов	Пластичное тесто			Образцы-изделия	
		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин		Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент водостойкости
			начало	конец		
Серпентинит-ПМК-75-MgCl ₂	50:50	60	95	210	4,1	1,0
	60:40	58	170	240	4,0	1,1
	70:30	56	175	260	3,5	1,0
Серпентинит-ПМК-75-MgSO ₄	50:50	60	110	210	3,5	1,1
	60:40	58	185	235	3,4	1,2
	70:30	56	180	230	3,3	1,0

Таблица 4

Физико-механические свойства смешанных магниезных вяжущих материалов на основе каустического магнезита (КМ)

Вяжущее	Соотношение компонентов	Пластичное тесто			Образцы-изделия	
		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин		Предел прочности при сжатии, МПа	Коэффициент водостойкости
			начало	конец		
Серпентинит-КМ- MgCl ₂	50:50	60	170	250	3,1	1,0
	60:40	58	195	255	3,8	1,0
	70:30	56	185	250	3,3	0,9
Серпентинит-КМ-MgSO ₄	50:50	60	120	210	3,0	1,0
	60:40	58	180	210	3,4	1,1
	70:30	56	130	200	3,3	1,0

Анализируя табл. 3 и 4 можно сделать вывод, что наилучшими строительно-техническими свойствами обладает образец состава серпентинит – ПМК-75 – MgCl₂ 60:40.

Прочность вяжущих, затворенных сульфатом магния, ниже прочности вяжущих, затворенных хлоридом магния, однако, коэффициент водостойкости их выше, сроки схватывания и водопоглощения гораздо меньше. Рекомендуется магниезные вяжущие, затворенные сульфатом магния применять при повышенной влажности.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о целесообразности использования серпентинита в производстве смешанных магниезных вяжущих материалов.

Литература

1. Брэгг У.Л. Кристаллическая структура минералов. – М.: Мир, 1967. – 390 с.
2. Бутт Ю.М., Тимашев В.В. Практикум по химической технологии вяжущих материалов. – М.: Высшая Школа, 1973.
3. Вайвад А.Я. Магниезные вяжущие вещества. — Рига, 1972. — 310 с.
4. Горшков В.С. Методы физико-химического анализа вяжущих веществ. – М.: Высшая школа. 1981. – 334с

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ПЕНОСТЕКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Н.А. Кузнецова

Научный руководитель доцент О. В Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пористые неорганические материалы типа пеностекла, керамзита, вспученного перлита или вермикулита широко используются в различных строительных конструкциях, в качестве теплоизоляционных блоков, засыпки, добавок и наполнителей в композиционных материалах. Одним из важных эксплуатационных свойств пористого материала, определяющим основную область его применения, является механическая прочность. Данный показатель связан со структурой материала, включая размер пор и межпоровой перегородки, плотностью и определяется составом исходной шихты и температурным режимом обработки [1].

Цель работы – сравнительный анализ механических свойств пеностекловых материалов двух типов: пеностеклокристаллических материалов, полученных на основе золошлаковых отходов ГРЭС г. Томска, а также образцов пеностекла на основе стеклосырья, полученных в промышленных и лабораторных условиях. Для анализа механических свойств и определения временного сопротивления пеноматериалов испытания проводились на

универсальной испытательной машине типа «Инстрон 1185». Образцы в виде кубиков испытывали на сжатие до полного разрушения с записью диаграммы деформации (рис. 1).

Установлено, что предел прочности при сжатии образцов пеностеклокристаллического материала значительно выше (в 2 – 3 раза) по сравнению с пеностеклом. Такое значительное различие можно объяснить структурой и составом материала, включая размер пор и межпоровую перегородку. Для исследованных образцов установлена зависимость напряжения разрушения от среднего размера пор и толщины межпоровой перегородки, являющаяся линейной. При нагрузке ячеистых изделий давление передается по стенкам пор, образующих своды. Поэтому в структуре линейно нагруженного материала всегда имеется объемное напряженное состояние. Известно, что при больших размерах свода возникают большие напряжения. Размеры же сводов в структуре ячеистых материалов находятся в прямой зависимости с величиной пор. Отсюда вытекает вывод, что большей прочностью при равных условиях обладают ячеистые изделия с порами меньших размеров.

Между относительной плотностью изделия ячеистой структуры, формой пор и толщиной перегородки существует общая зависимость, согласно которой коэффициент структуры поры определяется по формуле [2]:

$$K = \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0}\right) \cdot \left(1 + \frac{b}{d}\right)^3$$

При получении материала с наименьшей плотностью необходимо стремиться к структуре, состоящей из ячеек в форме многогранников, что соответствует коэффициенту структуры равному 1. Установлено, что поры образцов пеностеклокристаллических материалов имеют структуру близкую к гексагональной, со средним размером ячейки менее 1,5 мм и размером перегородки около 50 мкм.

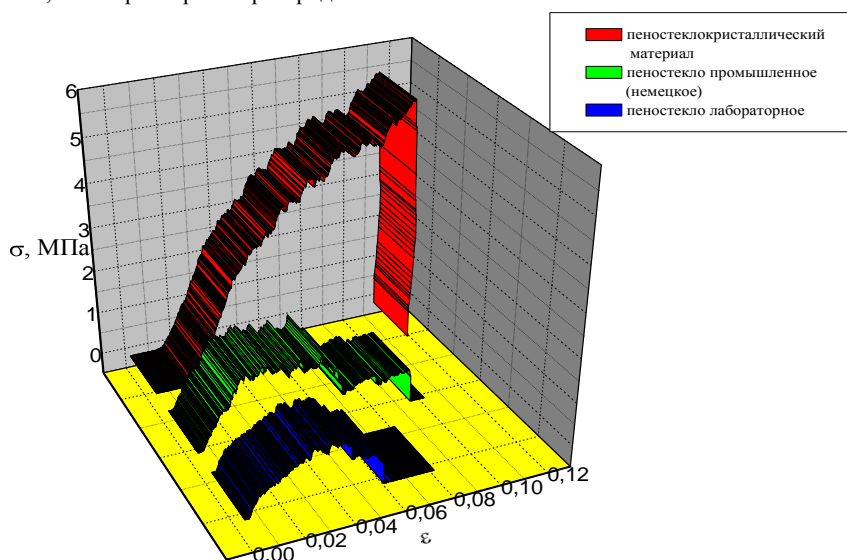


Рис. 1 Кривые испытания на сжатие пеностекляных материалов

С целью сравнительного анализа структуры перегородки пеностекла и образцов пеностеклокристаллического материала, полученного из стеклокристаллического материала с содержанием остаточной кристаллической фазы в пределах 19 – 22 масс. %, проведены рентгенофазовые и оптические исследования. На электронномикроскопических снимках межпоровой перегородки пеностеклокристаллического материала установлено присутствие сферических элементов размерами от 60 до 160 нм. Такие структурные элементы не обнаруживаются в межпоровых перегородках пеностекла. Образование сфероидов можно объяснить растворением кварца в стекловидной матрице в процессе вспенивания пенообразующей шихты на основе стеклогранулята, содержащего кристаллический кварц, что подтверждается рентгеновским анализом. Регистрация дифракционных спектров α -кварца ($d = 0,334$ нм), которая велась в ходе нагрева образца стеклогранулята с использованием высокотемпературной камеры в области от 500 до 1000 °С, показала, что интенсивность дифракционных максимумов изменяется нелинейно и проходя через максимум при 630 °С плавно уменьшается, что свидетельствует об уменьшении доли кристаллической фазы.

Проведенный анализ содержания кремния в межпоровой перегородке с помощью энергодисперсионного микроанализатора (рис. 2) показал, что вблизи стенок межпоровой перегородки концентрация кремния наибольшая, а в центре минимальная. Такая большая концентрация кремния должна приводить к образованию кристаллических включений в пограничном слое межпоровой перегородки. Наличие кристаллической фазы способствует упрочнению межпоровых стенок, а в центре – уменьшению.

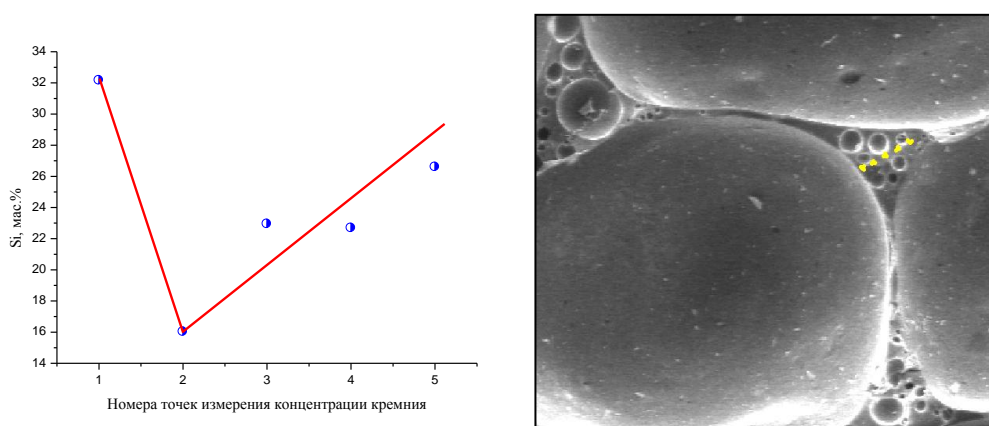


Рис. 2 Распределение содержания кремния в межпоровой перегородке пеностекляного материала

Получение пеностекляных материалов является весьма сложным процессом, протекание которого связано с многими технологическими параметрами, а так же с фазовым составом. Влияние на физико-механические характеристики пеностекляных материалов оказывают очень многие факторы: химический состав исходных шихт, фазовый состав пенообразующих шихт, вводимый газообразователь, температурно – временной режим и т.д. Для получения пеностекляных материалов небольшой плотности и достаточной прочности необходимо учитывать опытным путём и подбирать все эти факторы.

По результатам изучения процесса разрушения образцов пеностекляных материалов на основе золошлаковых отходов, установлено, что механизм разрушения пеностекляных образцов описывается моделями деформации квазивязкого (аморфного) тела. Значение прочности пеностеклянокристаллического материала на основе золошлаковых отходов составило 4.3 – 4.5 МПа. Повышенные прочностные показатели позволяют расширить область применения данных материалов.

Литература

1. Демидович Д.К. Производство и применение пеностекла. – М: Промстройиздат, 1953. – 80 с.
2. 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.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ВЯЖУЩИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ДОМЕННЫХ ГРАНУЛИРОВАННЫХ ШЛАКОВ

И.В. Лозовская, В.А. Кутугин

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Доменные гранулированные шлаки – это побочные продукты, образующиеся в результате сплавления железной руды и флюсующей добавки. Руды, применяемые для выплавки чугуна, содержат кварциты и для снижения температуры их плавления вводят флюсующие добавки, содержащие известняк или доломит. Расплавленный шлак с температурой 1450-1500 °С подвергают резкому охлаждению при грануляции, с использованием воды, воздуха или пара. Использование доменных гранулированных шлаков для нужд строительства позволяет увеличить объем выпуска многих строительных материалов, при значительном снижении их стоимости. Такой шлак используется при производстве шлакопортландцемента и шлакощелочных вяжущих.

Технология получения шлакощелочных вяжущих (ШЩВ), представляет большой интерес в связи с возросшей актуальностью экономии энергетических ресурсов, проблемами экологического характера и острой потребностью в эффективных строительных материалах. Изделия на основе шлака, обладают не только высокими прочностными характеристиками, но и эксплуатационными, такими как: жаростойкость, морозостойкость, водостойкость, водонепроницаемость, стойкость в агрессивных средах с повышенным содержанием углекислого или сернистого газов. Шлакощелочной цемент (ШЩЦ) не уступает по свойствам портландцементу, а иногда, по данным различных исследований, значительно превышает их [1,2].

Большинство исследователей, при изготовлении изделий на основе ШЩЦ, предлагают использовать в качестве жидкостей затворения растворы гидроксида и карбоната натрия, жидкого стекла. Такая технология сдерживает широкое развитие и применение шлакощелочных вяжущих.

Основной целью настоящей работы является разработка технологии получения ШЩЦ в виде сухой смеси на основе молотого доменного гранулированного шлака, которая затворялась бы водой. Такая смесь очень удобна в применении и может быть использована в промышленном и гражданском строительстве при приготовлении строительных растворов и бетонов.

Для исследования возможности получения ШЩЦ использовался шлак Новокузнецкого металлургического комбината. Химический состав шлака представлен табл. 1. В качестве технологических добавок использовали дешевые и распространенные продукты промышленной химии.

Таблица 1

Химический состав доменного гранулированного шлака

Содержание оксидов, масс. %							Модуль основности
SiO ₂	CaO	Al ₂ O ₃	MgO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	K ₂ O	
34,29	13,9	37,7	11,41	0,71	2,11	0,71	0,98

В процессе эксперимента было исследовано 17 составов. В рецептуре варьировалось соотношение шлака и добавок. Исследовалась кинетика набора прочности в воздушно-влажностной среде на 3, 7, 14 и 28 сут. Кроме того, часть составов пропаривали для определения влияния гидротермальной обработки на прочность цементного камня. На пропаренных образцах прочность определяли сразу после пропарки и после 28 суток хранения в воздушно-влажностных условиях. Часть результатов представлена в табл. 2

Таблица 2

Результаты экспериментальных исследований

Номер состава	Содержание компонентов, % масс.			Прочность при сжатии на 28 сут., МПа	Прочность при сжатии после пропаривания, МПа	
	Шлак	Добавка 1	Добавка 2		1сутки	28сутки
1	92	8	-	37	30	26,5
2	92	6,4	1,6	55,3	25,5	57,8
3	92	4,8	3,2	43,5	25	40
4	92	3,2	4,8	33,5	28	29
5	92	1,6	6,4	34,5	16	22,5
6	92	-	8	13	18	8

Для определения термической стойкости образцов проводились испытания по двум методикам. Первая методика заключается в плавном нагреве образцов. Образцы после 28 – суточного твердения в количестве 15 штук помещались в печь и постепенно нагревались до температуры 100, 200, 300, 400, 600 и 700 °С. Далее они извлекались, остывали на воздухе и испытывались на прочность по три образца на каждую температуру. Отмечено, что при повышении температуры прочность изменяется в пределах ±10%.

По второй методике испытания проводили следующим образом: образцы помещались в шахтную печь, предварительно нагретую до температуры 700 °С, где выдерживались до прогрева, после чего образцы подвергались резкому охлаждению на воздухе. После десяти циклических испытаний снижение прочности составило менее 25%.

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод о то, что образцы выдерживают резкие теплосмены без значительного снижения прочности. Таким образом, изделия на основе данных цементов могут эксплуатироваться в условиях циклических температурных нагрузок, что дает существенные преимущества по сравнению с портландцементом.

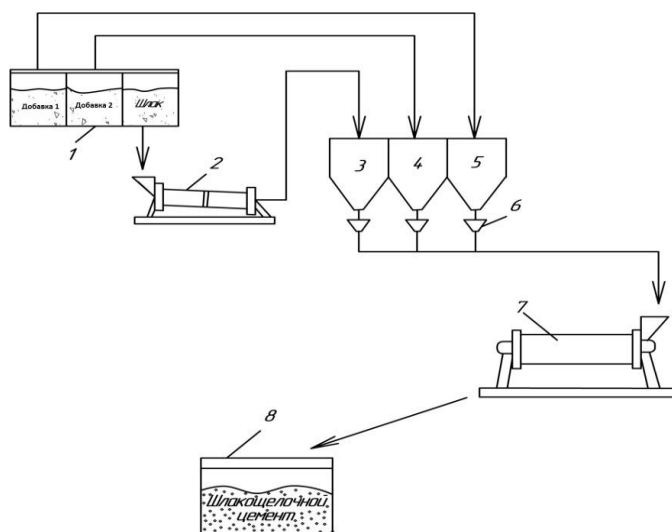


Рис. Технологическая схема получения ШЩЦ

1 – склад; 2 – сушильный барабан; 3, 4, 5 – расходные бункера; 6 – дозаторы; 7 – мельница; 8 – склад готового продукта

В результате проведенных исследований разработана технологическая схема, представленная на рис. В общем виде процесс получения шлакощелочного цемента на основе доменного шлака состоит из нескольких непрерывных стадий, связанных между собой. Доменный гранулированный шлак подсушивается в сушильном барабане, после чего загружается в бункер. Из расходных бункеров высушенный шлак, и добавки-активаторы, проходят через систему дозирования и поступают в шаровую мельницу, где осуществляется совместный помол и смешение. Готовый продукт, с удельной поверхностью более 300 м²/кг, поступает в силоса хранения, из которых отгружается потребителю. Полученная однородная тонкомолотая смесь шлака и технологических добавок представляет собой готовый продукт – минеральное вяжущее с высокими характеристиками.

Преимущества данной технологической схемы заключаются в том, что получаемый сухой продукт, затворяется водой, а не специальными химическим растворами, что позволяет широко использовать такой цемент для ремонтных и строительных работ.

Для оценки себестоимости шлакощелочного цемента были проведены расчеты для организации производства в Томской области. При рентабельности 50% рыночная стоимость такого цемента составляет 2750 руб. Средний расход цемента марки ПЦ400 для получения бетона М300 составляет 400 кг/м³, стоимость 1 тонны этого цемента составляет 3650р. При замене портландцемента на ШЩЦ экономия с каждого кубометра бетона составит 360 руб. Средняя производительность небольшого ЖБК составляет 20000м³ бетона в год, и таким образом, годовая экономия может составить до 3 млн. руб.

Проведенными исследованиями установлено, что шлакощелочной цемент, получаемый в сухом виде, имеет большие перспективы. Производство такого продукта может быть организовано при низких капиталовложениях, а производимый цемент может удовлетворить часть потребности местных заводов ЖБК в вяжущем.

Литература

1. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вяжущие, - М.: Стройиздат., 1986. – 464с.
2. Глуховский В.Д., Пахомов В.А. Шлакощелочные цементы и бетона. – Киев: Будівельник, 1978. – 184 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВАНАДИЙСОДЕРЖАЩЕГО СЫРЬЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТЕРМОСТОЙКИХ ОТЛИВОК

Д.Д. Лубяной, И.Н. Лосев, С.В. Лубяная

Научный руководитель доцент Д.А. Лубяной

Новокузнецкий филиал Томского политехнического университета, г. Новокузнецк, Россия

На ОАО «ЗСМК» разработана и внедрена комплексная технология получения чугуна с использованием руд, содержащих в своем составе титан и ванадий [1]. Анализ рудной базы, используемой для производства чугуна, показал, что основные компоненты шихты, используемой для доменной плавки, содержат титан и ванадий (табл. 1).

Таблица 1

Содержание окислов титана и ванадия в компонентах шихты

Наименование шихты	Содержание элементов, %			
	Fe	P	TiO ₂	V ₂ O ₅
Михайловский концентрат	65,25	0,014	Менее 0,1	Менее 0,1
Ковдорский концентрат	63,57	0,054	1,04	0,19
Мундыбашский концентрат	57,85	0,053	0,21	Менее 0,1
Абагурский концентрат	59,89	0,025	0,21	Менее 0,1
Лебединский концентрат	66,31	0,014	Менее 0,1	Менее 0,1
Красно-каменский концентрат	60,9	0,039	0,13	Менее 0,1
Качканарские окатыши	60,11	0,005	2,66	0,55
Михайловские окатыши	63,16	0,014	Менее 0,1	Менее 0,1
Карельские окатыши	65,63	0,028	Менее 0,1	Менее 0,1

Окислы титана и ванадия восстанавливаются в процессе доменной плавки и переходят в чугун. Титан и ванадий, попадающие в чугун с шихтовыми материалами, микролегируют чугун, способствуя нейтрализации вредного влияния фосфора в термостойких чугунах. Наиболее сильно на содержание в чугуне титана и ванадия

сказывается присадка в шихту качканарских окатышей. С целью получения в чугуна заданного содержания этих элементов, была разработана технология с использованием качканарских окатышей в количестве 7 – 10%. Данное содержание этого компонента в шихте обеспечивает получение в чугуна 0,07-0,12 % содержания ванадия. При меньшем содержании в шихте качканарских окатышей с целью повышения в чугуна заданного содержания ванадия необходима дополнительная присадка окатышей за 10 – 11 часов до выпуска. При этом суммарное содержание окатышей в шихте должно быть 10 – 15%. После выплавки чугуна с заданным содержанием ванадия, доменный чугун отправляется в цех изложниц для легирования ферросплавами и отливки изложниц. Легирование ферросплавами производится с учетом исходного содержания ванадия в чугуна. Учитывая, что ванадий влияет на структуру чугуна аналогично марганцу с коэффициентом 3, то и легирование чугуна марганцем производится, исходя из исходного содержания в чугуна ванадия. При содержании ванадия в чугуна 0,02-0,05%, максимальное содержание марганца необходимо выдерживать в пределах 1,14-1,05%, а при содержании ванадия 0,06-0,08% содержание марганца должно быть менее 1,02-0,96% (табл. 2). С увеличением содержания марганца возрастает количество междендритного графита и цементитной составляющей в структуре чугуна. Цементит при этом располагается в виде хрупкой сетки по границам зерен, что приводит к трещинообразованию и преждевременному выходу изделий из строя из-за трещин. Повысить эксплуатационную стойкость позволяет легирование чугуна фосфором и продувка чугуна азотом.

Таблица 2

Верхний предел содержания марганца в чугуна в зависимости от содержания ванадия

Содержание ванадия в чугуна, %	0,05	0,08	0,11	0,14	0,17	0,20
Эквивалент к марганцу, %	0,15	0,24	0,33	0,42	0,51	0,60
Верхний предел содержания марганца в чугуна, %	1,05	0,96	0,87	0,78	0,69	0,60

Легирование чугуна ферросплавами производится двумя – тремя переливами из ковша в ковш. После чего осуществляется продувка чугуна азотом методом резонансно – пульсирующего рафинирования. В процессе продувки чугуна образуется значительное количество карбонитридов и оксидов титана и ванадия, которые удаляются с пузырьками азота в шлак. При этом содержание ванадия в чугуна несколько сокращается. Значительное окисление ванадия объясняется тем, что в техническом азоте, используемом для продувки металла, содержится до 2% кислорода. Образующиеся при продувке карбонитриды ванадия служат подложками для образования графита, что способствует получению благоприятной структуры чугуна. После продувки чугуна заливают в формы изложниц. Оставшийся после продувки ванадий значительно влияет на микроструктуру чугуна. Он способствует образованию перлита в чугуна, значительно влияет на твердость и прочность, легирует фосфидную эвтектику и, тем самым, повышает термостойкость изложниц (рис.).



Рис. Зависимость термостойкости изложниц от содержания ванадия в чугуна

Применение ванадиевого чугуна позволило повысить эксплуатационные показатели изделий и получить изложницы максимальной стойкости. Ввиду этого, ОАО «ЗСМК» значительно снизил расход изложниц на тонну стали. Изложницы, производимые на ЗСМК, вследствие этого, используются по всей России, а также отправляются на экспорт. Кроме того, была отлита 42-х тонная изложница для отливки 70-ти тонных слитков для изготовления корпусов ядерных реакторов. После эксплуатации изложниц образуется чугунный лом, который является отличной шихтой для выплавки чугуна в индукционных печах. При переплаве в индукционных печах ванадий и титан, содержащиеся в чугунном ломе, окисляются лишь частично, основная же часть остается в чугуна, тем самым повышая прочностные и эксплуатационные свойства изготовленных из него отливок. Так, из чугуна индукционной плавки получают поддоны для сквозных изложниц, прокатные валки, изложницы для разливки ферросплавов и алюминия, ванны и трубы.

Литература

1. Лубяной Д.А., Новиков Н.И. Эффективность современных способов повышения качества изделий из чугуна и развитие металлургических и машиностроительных предприятий в условиях конкуренции. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2004. – 131 с.

ТЕХНОГЕННЫЕ ОТХОДЫ ДЛЯ ДОРОЖНОГО БЕТОНА**М.В. Луханин, А.Н. Стеблюк****ООО «Торгово-производственный дом «Авангард», г. Новокузнецк, Россия**

Проблема взаимодействия общества и природы становится одной из важнейших проблем, имеющих серьезное экологическое противоречие. Человечество потребляет огромное количество природных ресурсов и на порядок больше оставляет техногенных отходов. Поэтому проблема их утилизации стала наиболее актуальной.

Встал вопрос утилизации отходов производства асбесто-технических изделий, которые представляют собой микроволокна. Одним из направлений утилизации промышленных отходов является применение их в качестве сырьевых компонентов в производстве строительных материалов, так как это экономически эффективно и экологически необходимо. Поэтому предложено использовать данные отходы в качестве дисперсноармирующих волокон в бетон с целью повышения его прочности, трещиностойкости, износостойкости, долговечности. Волокна асбеста по прочности на растяжение превосходят стальную проволоку; при этом асбест, благодаря высокой адсорбционной способности, хорошо сцепляется с твердеющим цементом.

Асбест – собирательное название группы тонковолокнистых минералов класса гидросиликатов, образовавшихся из ультраосновных изверженных пород под действием гидротермальных вод. Геологи выделяют два главных минеральных типа асбеста – хризотилитовый и амфиболовый, различающиеся составом, структурой и некоторыми свойствами. По химическому составу асбестовые минералы являются водными силикатами магния, железа, кальция и натрия. Содержание воды в асбесте группы серпентина составляет 13-14,5 %, а в группе амфиболов (в зависимости от вида) 1,5 - 3%. Волокнистое строение наиболее ярко выражено у асбеста серпентиновой группы, куда относится только один вид асбеста – хризотил-асбест, поэтому он больше всего применяется в промышленности. Хризотил-асбест – это тонковолокнистый белый или зеленовато-желтый минерал ($3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) с шелковистым блеском, образующий прожилки, которые имеют поперечно-волоконное строение с длиной волокон от долей миллиметра до 5–6 см (изредка до 16 см) толщиной менее 0,0001 мм. Основным свойством этого минерала является способность сминаться и распушаться в тонковолокнистую массу, подобную льняной или хлопковой. Хризотил-асбест – листовая силикат, состоящий из лежащих в одной плоскости соединенных кремнеземных тетраэдров, покрытых слоем брусита. Кремнеземно-бруситовые пластины слегка изогнуты из-за структурного несоответствия, выражающегося в скручивании пластин и образования длинной полой трубочки. Из таких трубочек и образуются составные пучки волокон хризотила. Химический состав хризотила однороден в отличие от разновидностей амфибол-асбеста. Присутствие некоторого количества оксидов является результатом загрязнения при образовании минерала в скалистой породе. Некоторые из этих элементов могут входить в структуру, а так же могут присутствовать в качестве главных элементов небольших концентраций отдельных разновидностей минерала, входящих в пучок волокон. Длинные эластичные и изогнутые волокна хризотила обычно сплетены в пучки с пушистыми концами. Такие пучки соединены водородными связями и/или каким-нибудь твердым веществом не входящим в состав волокна. Длина хризотилитовых волокон, встречающихся в природе, колеблется от 1 до 20 мм, с отдельными экземплярами до 100 мм. Хризотил чрезвычайно чувствителен к кислоте, хотя меньше подвержен воздействию гидроксида натрия (едкого натра), чем любые амфиболитовые волокна.

Хризотил-асбест обладает высокой прочностью на разрыв по оси волоконности. Наибольшую прочность имеют волокна асбеста, осторожно отделенные от кускового асбеста. В зависимости от эластичности волокна различают три разновидности хризотил-асбеста: нормальную, полумломкую и ломкую. Такое деление условно, так как в действительности не наблюдается резких переходов от одной разновидности к другой. Важная характеристика асбеста – модуль упругости. Средние значения модуля упругости хризотил-асбеста колеблются от 16104 до 21104 МПа. Совокупность уникальных свойств хризотил-асбеста таких как: способность расщепляться на тончайшие эластичные волокна, которые имеют высокую механическую прочность, несгораемость и теплостойкость, высокий коэффициент трения, низкую проводимость тепла, электрического тока и звука, атмосферостойкость, щелочустойчивость и стойкость по отношению к морской воде, высокую адсорбирующую активность и способность к образованию устойчивых композиций с различными вяжущими материалами. Это позволяет использовать хризотил-асбест для изделий, которые можно применять практически во всех областях промышленности. В основном же его используют для производства асбестоцементных материалов для строительства, производства асботехнических изделий для автомобильной, авиационной, тракторной, химической, электрохимической отраслей промышленности, а также для судостроения, машиностроения, в оборонной промышленности и ракетостроении. Количество видов изделий, вырабатываемых из асбеста в чистом виде или в композиции с другими материалами, составляет более трех тысяч наименований. Уникальность асбеста заключается не только в многообразии его применения, но и в полном отсутствии природных аналогов и искусственных заменителей, обладающих такими же качествами. Промышленное использование хризотил-асбеста экономически выгодно ввиду его доступности, дешевизны и долговечности.

Горную породу, содержащую асбест, добывают открытым способом и подвергают обогащению на асбестовых фабриках для выделения хризотил-асбеста. Товарный хризотил-асбест состоит из смеси волокон различной длины и их агрегатов.

В Европе проводится антиасбестовая компания, но на сегодня доказано, что при низких концентрациях асбестовых волокон их действие принципиально не отличается от действия других видов минеральной пыли (цемента, кварца и т.п.) Необходимо отметить, что в воздухе над поверхностью земли содержится некоторое количество асбестовых волокон. Причина этого в том, что асбестосодержащая порода-серпентинит-широко распространена в природе. Хотя содержание асбеста в серпентините не велико, в результате его выветривания в атмосферу поступают асбестовые микроволокна. Этот естественный фон асбеста можно сравнить с естественным радиационным фоном. К таким фоновым дозам человек адаптировался. Мониторинг людей, никогда не имевших контакта с асбестом, показал, что в их легочной ткани всегда обнаруживаются в заметном количестве волокна асбеста. Это указывает на то, что существует пороговая доза содержания асбеста в воздухе, ниже которой он абсолютно безвреден. Применение асбестовых волокон в качестве добавки именно в дорожный и аэродромный бетон полностью исключает какие-либо негативные воздействия на организм человека.

Правительство РФ постановило к 2014 году провести полную реконструкцию дорожных покрытий в стране. Бетон для дорожного строительства должен обладать высокими показателями по прочности на сжатие и растяжение при изгибе, трещиностойкости, стоек против истирания. Для обеспечения требуемых характеристик целесообразно использовать фибробетон. В качестве фибр обычно используют стальную проволоку, стеклянные, базальтовые, полипропиленовые волокна, но практика показала, что их применение либо дорого (стальные фибры), либо не эффективно (стеклянные, базальтовые фибры).

Проведены исследования бетона, модифицированного асбестовыми микроволокнами. В качестве сырьевых материалов использовались: ПЦ 400-Д0 производства ООО «Стройгазцемент», Алтайский край с. Галуха, активностью 41,17 МПа; песок из отсевов от дробления, поставщик ООО «Бийский речной порт», Алтайский край, г. Бийск. Песок соответствует группе крупных песков 2 класса; щебень из гравия и валунов производства ОАО «Бийский ГПК» фракции 5...20 мм, насыпной плотности 1,44 м³/т; отходы от производства Барнаульского завода асбесто-технических изделий, в виде гибких микроволокон различной длины (1...5 мкм), влажностью 2%. Химический состав и свойства асбестовых волокон приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Химический состав асбестовых волокон

SiO ₂	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	MgO	MnO	CaO	NiO	Na ₂ O	K ₂ O	H ₂ O +	H ₂ O -
42.80	0.45	0.01	0.09	0.30	41.00	0.27	0.40	0.24	0.08	0.05	13.3	1.1

Таблица 2

Свойства асбестовых волокон

Наименование	Марка	Насыпная плотность кг/м ³	Прочность на растяжение, МПа	Модуль упругости, МПа	Удлинение при разрыве, %
Асбестовое волокно (ГОСТ 12871-93)	А-6К-30	450	2 800	70 000	0,7

За основу для исследований был взят состав бетона марки 300. Формовались образцы двух видов: первый – без содержания асбестовых волокон, во второй вводили асбестовое волокно в количестве 2 % от массы цемента (табл. 3). Образцы формовались в формах размером 150x150x600, уплотнение бетонной смеси производилось на лабораторной виброплощадке, термообработка образцов – в лабораторной камере по режиму: (3,5+5,5+2) при температуре изотермической выдержки 80–85 °С. Образцы после пропарки выдерживались в камере нормального твердения 28 дней. Затем образцы испытывались. Средние результаты испытания образцов приведены в табл. 4.

Таблица 3

Состав бетона

Марка бетона	Расход материалов на 1 м ³ бетона, кг				
	Цемент ПЦ 400	Песок Мкр. 2	Щебень Фр. 5...20	Вода, л	Асбестовое волокно, кг
М 300	410	680	1160	170	8,2

Таблица 4

Результаты испытаний

№ состава	ПЦ 400, кг	Песок фр. 0...5, кг	Щебень фр. 5...20, кг	Асбестовое волокно, кг	Прочность на сжатие, МПа	Прочность на растяжение при изгибе, МПа
1	410	680	1160	-	35	4
2	410	680	1160	8,2	38	4,8

Испытания показали, что состав с содержанием асбестовых волокон, добавляемых в бетонную матрицу для осуществления объемного армирования, имеет увеличение прочности как на растяжение при изгибе (увеличение до 20%), так и на сжатие (увеличение до 10%). Применение асбестовых волокон позволило уменьшить количество микро- и макротрещин в бетоне на 80-90% по сравнению с бетоном без содержания волокнистой добавки. Определяя трещины на начальной стадии их появления, асбестовое волокно препятствует их распространению. Асбестовые микроволокна хорошо диспергируются в бетонной смеси, не происходит их комкование при перемешивании. Несмотря на то, что при введении волокна в бетонную смесь осадка конуса несколько уменьшается, удобоукладываемость смеси возрастает, так как увеличивается эластичность, пластичность и однородность смеси. Следовательно, после введения волокна не требуется добавления воды затворения для увеличения осадки конуса.

Наиболее целесообразно использовать такой бетон в дорожном строительстве и строительстве взлетно-посадочных полос, так как он должен обладать ровной поверхностью, меньшим количеством стыков и швов, устойчивостью к образованию ям и рытвин, а так же микротрещин, воспринимать многократно-повторяющиеся нагрузки, что повышает безопасность взлетов и посадок, снижает износ деталей шасси самолетов.

Следовательно, можно сделать вывод, что введение в бетонную смесь асбестовых волокон позволяет решить две проблемы, во-первых, решить вопрос утилизации этих отходов, во-вторых, улучшить прочностные показатели бетона.

ЭФФЕКТИВНЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОГЕННЫХ КВАРЦЕВЫХ ПОРОД

А.В. Лядвин

Научный руководитель доцент А.В. Шамшуров

Белгородский государственный технологический университет имени В.Г. Шухова, г. Белгород, Россия

Более актуальной на сегодняшний день становится задача расширения сырьевой базы промышленности строительных материалов за счет применения недорогого недефицитного сырья, вторичных продуктов и попутно добываемых пород, таких как: кварцевый песок, отходы дробления кварцитопесчанника, мокрой магнитной сепарации (ММС) и отходов электросталеплавильных цехов Оскольского электрометаллургического комбината (ЭСЦ ОЭМК) [1,2].

Кварцевые породы являются одними из наиболее распространенных и применяемых сырьевых материалов в строительной индустрии. В тоже время долгие годы их использования в качестве основных и вспомогательных сырьевых компонентов, в значительной степени истощили легко доступные месторождения в частности кварцевых песков и кварцитопесчанников. Данные породы имеют практически аналогичные минеральные составы, отличающиеся лишь, как правило, комбинацией их процентного соотношения. При изучении химического состава кварцевого песка и отсева дробления кварцитопесчанников, можно опосредованно говорить о содержании в них в качестве основных компонентов оксидов кварца, железа, алюминия и кальция.

Перспективными направлениями являются обжиговые и безобжиговые технологии получения материалов на основе комплексного использования кварцевого сырья, а именно широко распространенных природных песков и отсева дробления метаморфических кварцевых пород. Предварительные исследования позволяют говорить о возможности использования оксидов железа и алюминия при производстве безобжиговых и обжиговых эффективных строительных материалов с малой энергоемкостью [3]. Так оксиды алюминия и железа при добавлении к ним реакционно-активных компонентов способствуют образованию прочного контактного слоя (рис.1), что возможно использовать при получении эффективных безобжиговых и низкообжиговых материалов.

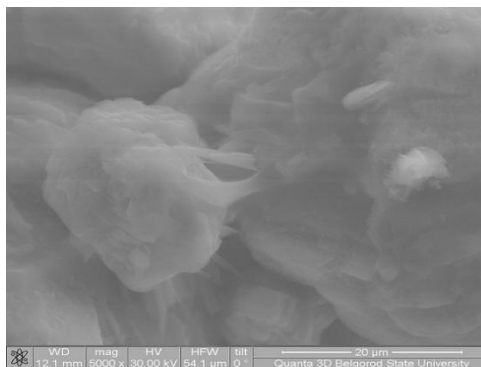


Рис.1 Микроструктура безобжиговых материалов в присутствии оксида алюминия

В проводимых ранее исследованиях при получении низкообжиговых материалов, была установлена возможность использования в качестве корректирующих добавок:

- песка различного фракционного состава для создания высокоплотной упаковки частиц. Песок подвергался помолу в течение 0,5 и 1 часа. Были подобраны составы с высокоплотной упаковкой, превышающей данный показатель у контрольного состава, состоящего из немолотого песка. В качестве связующего применялась щелочи. Образцы подвергались обжигу в диапазоне температур 800-900 °С. Наиболее удовлетворительные результаты по прочности, плотности и водопоглощению показывали образцы, содержащие в себе зерна из проб с различным гранулометрическим составом и с наибольшей плотностью упаковки в интервале температур 850-900 °С;

- тонкодисперсного железосодержащего отхода ЭСПЦ ОЭМК, который преимущественно состоит из оксидов железа. Были получены низкообжиговые материалы не уступающие по своим декоративным и физико-механическим характеристикам аналогам [4]. Основными компонентами являлись отход дробления кварцито-песчанников, как техногенный сырьевой материал не находящих широкого практического применения и кварцевый песок Нижнее-Ольшанского месторождения естественной крупности и молотый до Суд – 240 м²/кг.

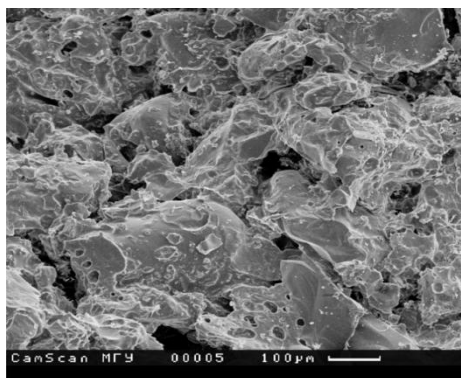


Рис. 2 Микроструктура обжиговых материалов в присутствии железосодержащего отхода

Так же в ходе исследований по синтезу образцов предназначенных в качестве конструкционных материалов, готовили смеси содержащие в своем составе до 95 % отсева дробления кварцито-песчанников. В качестве спекающей добавки применяли водный раствор щелочи, в качестве корректирующих – железосодержащий отход ММС и мел. Анализ полученных результатов свидетельствовал об эффективности использования отходов ММС, в количестве 5±20 % при температуре обжига 800±1100 °С. Что позволило синтезировать композиты с показателями плотности - 1900±2460 кг/м³ и прочности - 22±58 МПа. При этом водопоглощение составляло 0,5±14 %, что удовлетворяет требованиям, предъявляемым к стеновым конструкционным материалам.

Результаты проведенных исследований позволяют говорить об эффективности комплексного использования природного и техногенного сырья. Содержащиеся в исследуемом сырье оксиды железа и алюминия способствуют получению более совершенной микроструктуры при производстве обжиговых и безобжиговых эффективных строительных материалов.

Литература

1. Строкова В.В. Предпосылки использования техногенных песков КМА в производстве обжиговых строительных материалов // Наука и технология строительных материалов: состояние и перспективы развития: Материалы докладов Международной научно-технической конференции. – Минск, 2005. – С. 29 – 31.
2. Строкова В.В. Возможности использования техногенных пород горнорудной отрасли в производстве обжиговых строительных материалов // "Топорковские чтения": Сборник докладов седьмой международной научной конференции. Рудный: Рудненский индустриальный институт, 2006. Т. 2. – С. 28 – 31.
3. Шамшуров А.В. Композиционные материалы на основе кварцито-песчанников // Научные исследования, наносистемы и ресурсосберегающие технологии в стройиндустрии: Сб. докл. Междунар. науч.-практич. конф. – Белгород, 2007. – Ч.1. – С. 316 – 318.
4. Шамшуров, А.В. Дорожно-строительные материалы на основе кварцевого сырья // Известия вузов. Строительство. – Новосибирск, 2004. – № 3. – С. 78–81.

ВЛИЯНИЕ ХЛОРАММОНИЙНОЙ ОБРАБОТКИ КАОЛИНА НА ВЫХОД МУЛЛИТА

Л.Н. Малютин, А.А. Решетова

Научный руководитель ассистент В.А.Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Муллисодержащий порошок является одним из важнейших компонентов для изготовления керамики и огнеупоров. Производство таких огнеупоров является ключевым для металлургической промышленности. Керамика на основе муллита [3] обладает значительной коррозионной стойкостью в кислородсодержащих средах, в которых ведется обжиг руд и доменные процессы. Муллит получают из боксита, порообразующими минералами которого являются гидрагиллит и каолинит.

На сегодняшний день существуют несколько технологий получения муллита из каолинита или боксита [4], как-то: высокотемпературный обжиг, а также методы пламенного распыления, кристаллизации из газовой фазы, синтез муллита из расплава, электроплавление. Получение муллита первыми двумя методами основано на использовании в качестве сырья чистые оксиды кремния и алюминия, следовательно являются затратными. Но в то же время методы получения муллита, основанные на чистом сырье, являются безотходными и высокочистыми. В промышленных масштабах муллит получают методом спекания и из расплава. Плавленый муллит состоит из кристаллов короткопризматической формы и значительно уступает по своим свойствам нитевидному муллиту. На основе смеси из каолиновой глины и глинозема в организовано производство синтетического муллитового порошка. Увлажненное сырье тщательно смешивают и перерабатывают в шаровой мельнице. Массу обезвоживают в фильтропрессах, коржи пропускают через вакуумный ленточный пресс. Выходящий брус разрезают на брикеты, которые после сушки обжигают во вращающейся печи при температуре около 1800 °С и охлаждают в барабанном холодильнике. При тепловой обработке происходит образование клинкера с кристаллами муллита размером 50—80 мкм. Конечный продукт содержит от 87,0 до 99,0 % муллита. Примеси представлены корундом и стеклофазой.

Выход муллита, необходимого для изготовления керамических изделий, как правило, составляет приблизительно 40%. Данные способы получения муллита из каолинита являются экономически не выгодными, так как они являются очень энергозатратными, а также не предполагают регенерацию исходных реагентов в ходе технологического процесса.

Альтернативным способом получения муллита [2] является обжиг каолинита с хлоридом аммония, так называемая хлораммонийная технология. Данная технология описана в статье [1]. Она основана на том, что исходный каолинит спекается с NH_4Cl , затем образовавшуюся массу подвергают водному выщелачиванию. В ходе выщелачивания в раствор переходят хлориды примесей, а также непрореагировавший хлорид аммония, который затем регенерируется и направляется на спекание с каолинитом. Осадок, содержащий муллит, после выщелачивания представляет собой сырье для производства керамики.

Целью данной работы являлись исследования по увеличению выхода муллита в конечном продукте, а также определить оптимальный температурный режим процесса спекания каолинита и хлорида аммония, при котором выход муллита будет максимальным.

Для определения максимально возможного выхода муллита было проделано ряд опытов по спеканию каолинита с хлоридом аммония при различных температурах и времени спекания. Затем получившуюся массу подвергали водному выщелачиванию, раствор выпаривали для регенерации хлорида аммония, а осадок сушили, прокаливали и исследовали методом рентгенофазового анализа.

Для анализа результатов были сняты дифрактограммы продуктов, полученных при разных температурах и времени спекания. При спекании каолина с NH_4Cl при 300 °С на протяжении 1 часа расшифровка дифрактограммы (рис. 1а) показала, что в основном смесь содержит каолинит ($d_{a/n}$ – 0,715; 0,438; 0,357; 0,318; 0,261; 0,245; 0,228; 0,224; 0,217; 0,205; 0,182; 0,176; 0,168 нм). При спекании каолина с хлоридом аммония при 700 °С на протяжении 1 часа расшифровка дифрактограммы (рис. 1б) показала, что муллит не образуется, большая часть смеси представляет собой каолин.

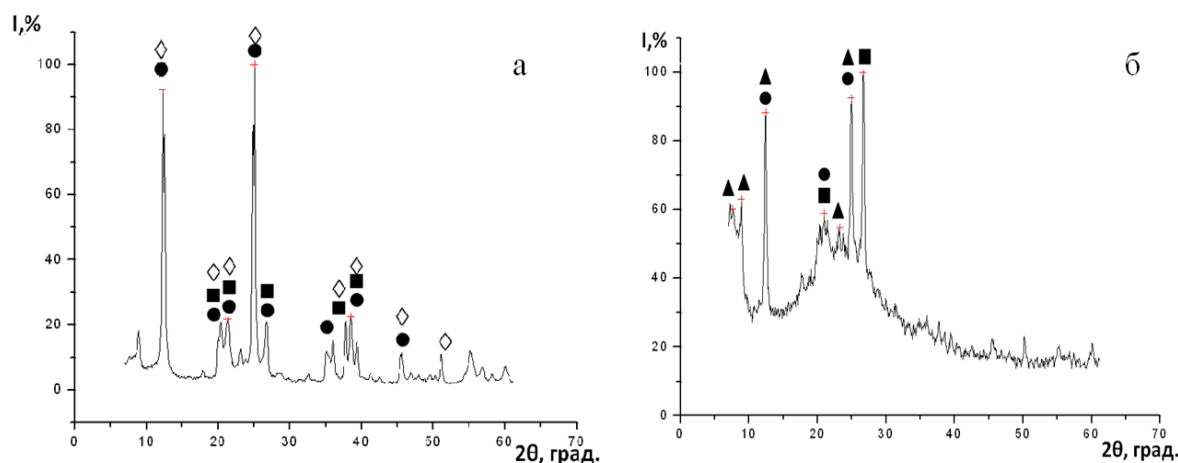


Рис.1 Дифрактограмма спекания каолинита и хлорида аммония а – при 300 °С; б – 700 °С
● – каолинит, ■ – кварц, ◇ – дикит, ▲ – гидрослюда

При обжиге каолинита с хлоридом аммония при 1400 °С в течении 1 часа расшифровка дифрактограммы (рис. 2) показала, что образуется муллит, содержание которого составило 47%. Помимо муллита также образуется в основном силлиманит, кристобаллит и кварц. В дальнейшем была проведена серия опытов при более высоких температурах и времени спекания, равному 1 час, но выход муллита изменялся незначительно (до 50%).

На основании полученных данных была предложена блок-схема хлораммонийной переработки каолинита (рис. 3). Каолинит смешивают с хлоридом аммония и помещают в нагретую до температуры 700 °С печь на 60 минут. При реакции выделяются газообразные NH_3 , H_2O и HCl , которые поглощают водой. Остаток после хлораммонийной обработки подвергают водному выщелачиванию и фильтруют. Остаток на фильтре представляет

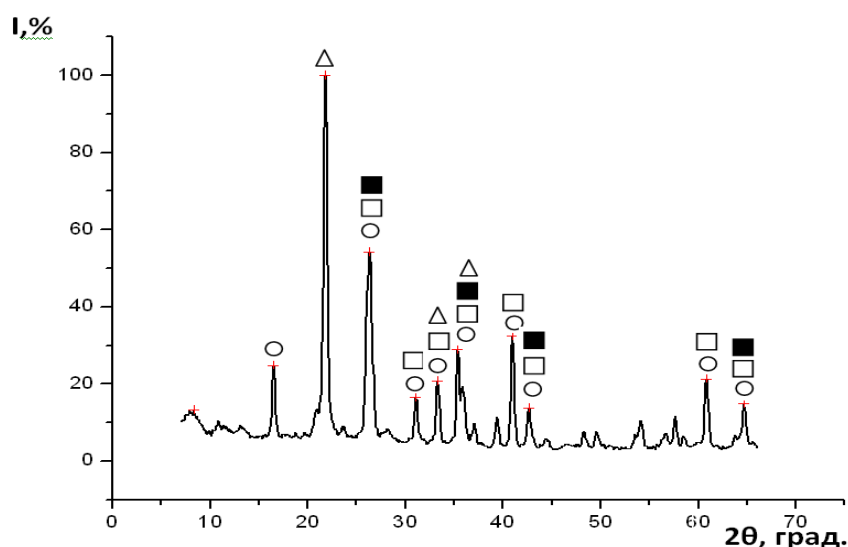


Рис. 2. Дифрактограмма спекания каолинита с хлоридом аммония при 1400°C. ○ – муллит, □ – силлиманит, ■ – кварц, △ – кристобалит



Рис. 3 Блок-схема хлораммонийной способа переработки каолинита

продукт обогащения каолинита, который после сушки используют как сырье для огнеупорной керамики. При формовании из полученного сырья изделий, с последующим обжигом при 1400 °C образуется муллитсодержащая керамика с содержанием муллита 47 %. Фильтрат смешивается с водой, которой поглощали NH₃ и HCl. Получающуюся пульпу, содержащую хлорид аммония фильтруют. Фильтрат упаривают, регенерируя хлорид аммония.

Из всего вышесказанного можно сделать следующие выводы:

1. При спекании каолинита и хлорида аммония образуется муллит; оптимальной температурой процесса образования муллита из каолинита принято 1400 °C. Выход муллита при этом составляет 47%.

2. Разработана блок-схема хлораммонийного способа получения муллитсодержащего сырья из каолинита.

Литература

1. Борисов В.А., Крайденко Р.И., Решетова А.А. Исследование возможности переработки железистых бокситов в высококачественное алюмосиликатное сырье и железосодержащий концентрат методом спекания с хлоридом аммония // Огнеупоры и техническая керамика. – 2010. - №9 – С. 47-51.
2. Патент №2314354 Россия Способ хлораммонийного обезжелезивания минерального сырья. Дьяченко А.Н. Крайденко Р.И.
3. Хлорирование глин и боксита // Магидсон И. А. (Цит. по РЖХ 19, ч.П 1982 г., № 13л61п).
4. Перепелицын В.А., Кормина И.В., Карпец П.А. Вещественный состав и свойства огнеупорных бокситов // Новые огнеупоры. – 2005. - №8 – С. 66-73.

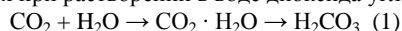
ПРОЦЕССЫ РАСТВОРЕНИЯ МАГНИЙСОДЕРЖАЩИХ ВЕЩЕСТВ В УГОЛЬНОЙ КИСЛОТЕ

Л.А. Махныткина

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Угольная кислота образуется при растворении в воде диоксида углерода по реакции:



Содержание угольной кислоты в растворе увеличивается при понижении температуры раствора и увеличении давления углекислого газа. Также угольная кислота образуется при взаимодействии её солей (карбонатов и гидрокарбонатов) с более сильной кислотой, но при этом большая часть образовавшейся угольной кислоты, как правило, разлагается на воду и диоксид углерода.

В данной работе изучались процессы растворения оксида магния в угольной кислоте с целью образования $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ – бикарбоната магния. Это соединение используется для получения гидравлических цементов на основе магнезиального вяжущего. При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором бикарбоната магния образуется твердый цементный камень, продукты гидратации которого, не растворимы в воде.

В настоящее время основным способом образования угольной кислоты является процесс насыщения углекислым газом дистиллированной воды. При повышении давления реакция будет идти более интенсивно. Установкой для такого процесса служит реактор, в котором при повышенных давлениях происходит процесс растворения CO_2 в воде. Образованный таким способом водный раствор H_2CO_3 , сливается в емкость и в дальнейшем используется как реагент для получения бикарбоната магния. Однако, при добавлении MgO к угольной кислоте происходит незначительное растворение оксида магния и в конечном счете концентрация $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ в водном растворе слишком мала.

Целью данной работы является получение водного раствора с высоким содержанием бикарбоната магния. Для этого была предложена методика искусственной карбонизации, механизм которой осуществляется в установке, показанной на рис. 1.

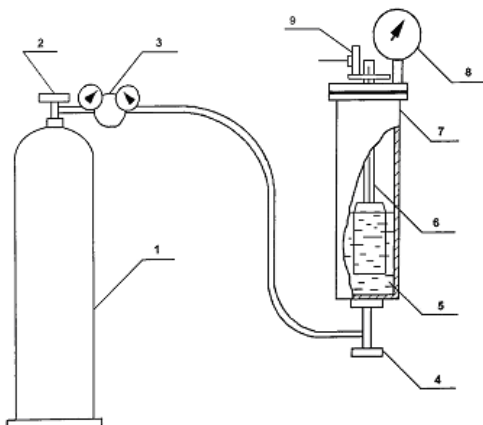
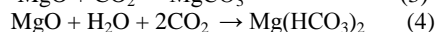
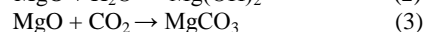
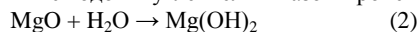


Рис. 1. Схема карбонизационной установки

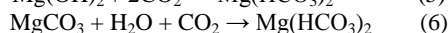
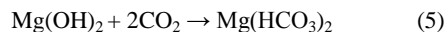
1 - баллон CO_2 , 2 - вентиль баллона, 3 - газовый редуктор, 4 - вентиль для подачи CO_2 , 5 - водный раствор, 6 - лопатка, 7 - карбонизатор, 8 - манометр, 9 - электропривод.

Перед началом синтеза бикарбоната магния в карбонизатор (7) помещаются исходные реагенты (дистиллированная вода, активный MgO , соли магния и другие добавки). Далее аппарат герметично закрывается и подается CO_2 из баллона (1) с помощью вентиля (2) через редуктор (3). Затем включается электродвигатель, который производит перемешивание смеси (5) с помощью лопатки (6). После того, как достигнуто необходимое давление, фиксируемое манометром (8), подачу газа прекращают закрытием вентиля (4) и выдерживают перемешивание некоторое время. При завершении процесса, после остановки двигателя, прекращают подачу CO_2 и стравливают лишнее давление в карбонизаторе для извлечения полученного вещества – бикарбоната магния $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, образовавшегося следующим образом:

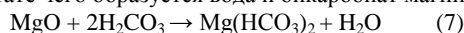
Взаимодействие оксида магния с водой и углекислым газом происходит по трем реакциям:



Образовавшиеся гидроксид магния и карбонат магния также вступают в реакцию и образуют бикарбонат магния по реакциям:



Также одновременно с этими реакциями образуется угольная кислота по реакции (1), которая затем взаимодействует с MgO , в результате чего образуется вода и бикарбонат магния:



Все реакции протекают более интенсивно при повышенных давлениях, а также в присутствии различных солей магния, калия и натрия [1]. Различные добавки, вносимые перед началом искусственной карбонизации, могут повысить концентрацию конечного продукта в несколько раз. Это происходит за счет взаимодействия этих солей с веществами, образующимися в процессе карбонизации. Таким образом добавки выступают в роли катализаторов интенсивности образования бикарбоната магния, не образуя соединений с второстепенными продуктами синтеза $Mg(HCO_3)_2$.

В ходе исследования процессов растворения магнийсодержащих веществ в угольной кислоте были получены затворители, составы которых приведены в таблице. Данные затворители, полученные по методике искусственной карбонизации, изучались для определения концентрации $Mg(HCO_3)_2$. Для этого водный раствор нагревали до полного испарения воды, после чего оставался нерастворимый осадок - карбонат магния. Далее производили пересчет на бикарбонат магния и определяли его концентрацию в растворе. Полученные данные сведены в табл.

Таблица

Составы исходных реагентов для получения бикарбоната магния и давление процесса

№	Состав исходных реагентов,			Давление, МПа	Концентрация $Mg(HCO_3)_2$, г/л.
	MgO, г.	H ₂ O, л.	Добавки, г.		
1	20	4	без добавок	6	7,45
2	20	4	NaCl - 0,25	6	10,42
3	20	4	NaCl - 1	6	8,675
4	20	4	MgSO ₄ - 0,25	6	13,47
5	50	5	без добавок	9,5	13,121
6	50	5	KHCO ₃ - 1	9,5	14,733
7	50	5	Na ₂ CO ₃ - 1	9,5	33,89

Из полученных данных можно сделать вывод, что введение добавок способствует увеличению концентрации бикарбоната магния в водном растворе. Основным фактором, интенсифицирующим процесс образования угольной кислоты и процессов растворения в ней промежуточных продуктов реакций искусственной карбонизации, является давление газа в установке.

Литература

1. Легостаева Н.В. Магнезиальное вяжущее. //Вестник ИрГТУ. – 2005. – № 4 (24). – С. 210 – 211.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОСВЕТЛЕНИЯ КЕРАМИЧЕСКОГО ЧЕРЕПКА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КИРПИЧА СВЕТЛЫХ ТОНОВ

А.В. Митусова, Т.В. Колесова

Научные руководители ассистент В.А. Кутугин, доцент А.Е.Абакумов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день современный рынок строительных материалов предлагает большой выбор керамического кирпича. Российский рынок предлагает покупателю керамический кирпич, представленный преимущественно красно-коричневыми тонами, что связано с расположением на территории России месторождений легкоплавких железосодержащих глин, которые применяются в производстве керамического кирпича.

Дефицит керамического кирпича светлых тонов на российском рынке строительных материалов обусловлен истощаемостью и нехваткой месторождений светложгущихся глин, а также большей энергозатратностью при обжиге. Поэтому керамический кирпич светлых тонов из красножгущихся глин является наиболее востребованным материалом в современном строительстве.

Известные способы получения керамического кирпича, до настоящего времени не позволяли производить кирпич светлых тонов из красножгущихся глин с относительно большим содержанием железа. В данном случае необходим новый подход к существующим технологиям производства лицевого керамического кирпича, выражающийся в осветлении черепка и получении на его основе кирпича светлого оттенка. При этом технико-эксплуатационные свойства изделий не должны ухудшаться и выходить за пределы ГОСТ.

В связи с этим, большой интерес представляет изучение влияния кальцийсодержащих соединений, которые в сочетании с красножгущимися глинами дают более светлый черепок изделия после обжига. В результате чего, возможно получение керамического кирпича с желтоватым оттенком или бежевого.

Для исследования процессов осветления керамического черепка кальцийсодержащими соединениями, в качестве глинистого сырья была использована глина Корниловского месторождения ТЭСМИ. Перед использованием глина была предварительно измельчена и просеяна через сито 1мм. В качестве осветляющего компонента был выбран карбидный ил Томского завода «Ацетилен». Преимуществом данного выбора является возможность решить проблему утилизации карбидного ила, который является побочным продуктом производства ацетилена. Карбидный ил представляет собой удобный материал для работы, т.к. не образует пыли и обладает однородной консистенцией.

В состав образцов вводилось от 0 до 30 мас. % карбидного ила с шагом в 5%. Измельченная и просеянная глина и карбидный ил, взятые в разных соотношениях для каждого состава, были тщательно перемешаны в лабораторном высокоскоростном смесителе. В момент перемешивания в сухую смесь вводилась дистиллированная вода в количестве 12.5% от сухой смеси и смесь перемешивалась до равномерного распределения компонентов.

Образцы формовались при помощи лабораторного пресса при давлении 19 МПа.

Для сравнительного анализа, по той же технологии были изготовлены образцы, содержащие 20 мас. % известняка. Это было сделано с целью исследовать различия в свойствах образцов, содержащих одинаковое количество известняка и карбидного ила.

Для улучшения спекаемости при обжиге, были сформованы образцы, содержащие 25 мас. % карбидного ила, в которые было добавлено 10 мас. % молотого стекла. Молотое стекло добавлялось в сухую смесь глины и карбидного ила сверх 100%. Также для сравнения были сделаны контрольные образцы, состоящие из глины и 25 мас. % строительной извести.

Образцы каждого состава были обожжены в лабораторной печи при температурах в 1000, 1050 и 1100°C.

Изменение цветовой гаммы можно наглядно проследить на рис. 1.

Образцы А содержат в качестве осветляющего компонента карбидный ил с указанным массовым процентным содержанием. Образец Б содержит 25 мас. % извести, образец В – 20 мас. % известняка. В образец Г, для улучшения спекаемости при обжиге, кроме 25 мас. % карбидного ила было введено 10 мас. % молотого стекла.

В ходе проведения исследований, пришли к выводу, что с увеличением процентного содержания карбидного ила, керамический черепок приобретает более светлый оттенок. Исключения составляют образцы, содержащие 20 и 30 мас. % карбидного ила, они выпадают из этой закономерности, т.к. имеют более темный оттенок, чем образцы, содержащие 15 и 25 мас. % карбидного ила соответственно.



Рис.1 Изменение цветowych характеристик в зависимости от количества добавки

По сравнению с известняком (добавка 20%), черепок на карбидном иле получается более светлый. Существенным недостатком использования карбидного ила для осветления керамического черепка является трудность смешения с глиной до однородного состояния в лабораторных условиях, что в некоторых случаях привело к разрушению образцов за счет гидратации свободного оксида кальция.

Добавление в образец молотого стекла, действительно улучшает его спекаемость и не существенно влияет на изменение оттенка керамического черепка.

Увеличение температуры обжига керамического черепка ведет к закономерному уменьшению водопоглощения (рис. 2) и изменению его оттенка от кирпично-красного к коричневому. Наиболее оптимальной является температура обжига 1050 °C, поскольку она дает наиболее равномерную окраску и может быть достигнута в промышленных печах.

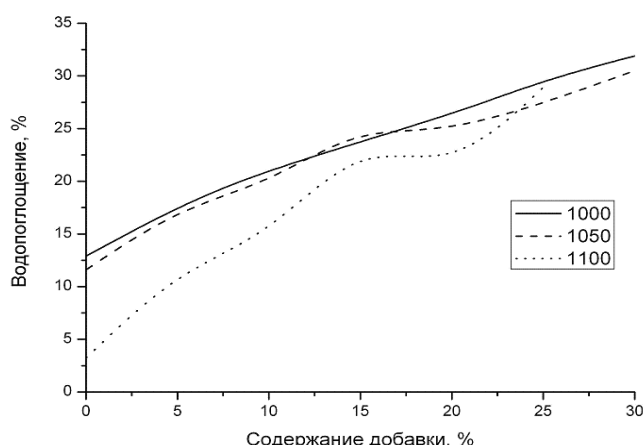


Рис. 2 Изменение водопоглощения в зависимости от количества добавки

Полученные значения водопоглощения для образцов с содержанием добавки более 15% не удовлетворяют требованиям ГОСТ, поэтому поиск спекающих добавок является предметом последующих исследований.

На основе этих результатов можно сделать вывод, что использование карбидного ила в качестве осветляющего компонента для получения кирпича светлых тонов имеет перспективу, и считаем целесообразным продолжение исследований в этой области.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТРУКТУРЫ ПЕНОСТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ИХ СВОЙСТВА

А.В. Мухортова

Научный руководитель доцент О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К современным теплоизоляционным материалам часто предъявляются несовместимые требования по физико-химическим и теплофизическим свойствам, таким как: долговечность и пожаробезопасность, низкая плотность и высокая прочность, стабильность геометрических размеров и низкая теплопроводность и др. Одним из представителей данного класса материалов является пеностекло. Данный материал обладает вышеперечисленным набором свойств и на сегодняшний день является наиболее эффективным, но не распространенным теплоизоляционным материалом.

Более дешёвым аналогом пеностекла является пеностеклокристаллический материал (ПСКМ) и представляет собой аморфный материал с незначительным содержанием кристаллической фазы. Технология получения данного материала предполагает использование природного недефицитного и распространенного сырья, на основе которого получают промежуточный продукт – стеклогранулят, являющийся исходным сырьем для получения пеностеклокристаллических материалов теплоизоляционного назначения.

Структура пористого материала обусловлена с одной стороны размером пор и межпоровой перегородки, а с другой – составом и свойствами аморфной составляющей перегородки. Таким образом, цель данной работы – показать влияние отличительных особенностей фазового состава и структуры ПСКМ по сравнению с пеностеклом, получаемым по традиционной технологии, на его физико-механические свойства.

Исследование структуры образцов теплоизоляционного материала проводили с помощью таких методов как: ИК-спектроскопия, рентгенофазовый анализ, а также сканирующая электронная микроскопия высокого разрешения.

Для получения ПСКМ использовали стеклогранулят, получаемый по низкотемпературной технологии и заменяющий собой стеклобой или специально сваренное стекло в традиционной технологии пеностекла. По фазовому составу стеклогранулят представляет стекловидный продукт, с присутствующими в нем остаточными кристаллами, количество и размер которых определяют плотность и прочность готовых изделий. Расшифровка данных рентгенофазового анализа проводили с помощью программы «Crystallographica Search-Match», количественное определение соотношения кристаллической и стекловидной фаз в материале с помощью графического редактора и анализатора дифрактограмм – программы «Repex». Установлено, что остаточная кристаллическая фаза представлена кварцем, ее количество изменяется для разных составов от 1 до 23 %, что объясняется различным температурным режимом обработки шихт и природой исходного компонента.

По данным высокотемпературного РФА установлено, что интенсивность дифракционных максимумов отражения, соответствующих кварцу ($d = 3,35; 4,25$ нм), с ростом температуры уменьшается, а для некоторых составов полностью исчезает, что соответствует переходу материала в аморфное состояние.

Таким образом, в процессе повторной термической обработки стеклогранулята на стадии вспенивания остаточный кварц может практически раствориться, что подтверждается данными РФА стеклогранулята и готового пеностеклокристаллического материала (рис. 1).

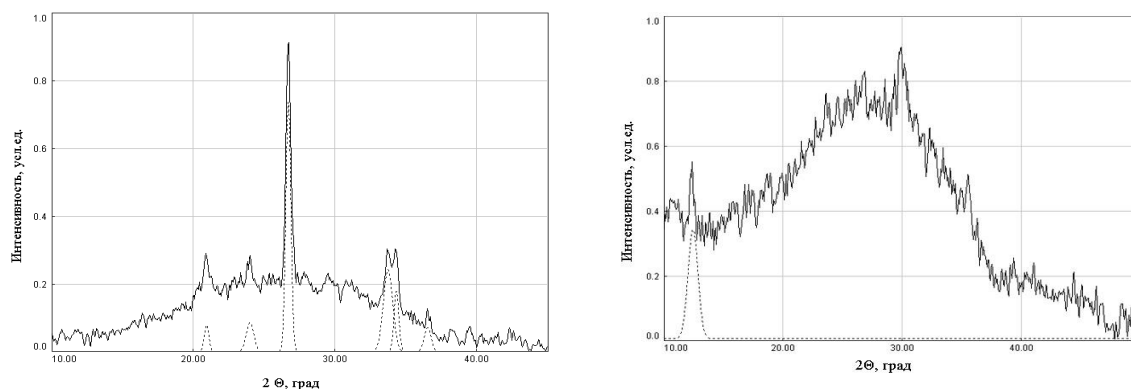


Рис.1 Дифрактограмма стеклогранулята и ПСКМ

ИК-спектроскопия обладает высокой чувствительностью к состоянию химических связей и позволяет с помощью колебательных спектров молекул исследовать межатомные взаимодействия [2]. С целью исследования структурных изменений и химических связей изучены спектры пеностеклокристаллических материалов в сравнении со спектрами пеностекла, полученные на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700 в средней области диапазона 400 – 4000 см⁻¹.

Полосы поглощения в низкочастотной области 400–550 см⁻¹ связаны с деформационными колебаниями концевых связей O–Si–O. Группа полос, располагающаяся области волновых чисел 550–750 см⁻¹, отнесена к симметричным колебаниям мостиковых связей Si–O–Si в тетраэдрах. В этой области спектра значительных отличий данных образцов не наблюдается.

Особое внимание заслуживает область 1250 – 800 см⁻¹, являющаяся характерной для группы SiO⁴. Интенсивная полоса с максимумом ~ 1100 см⁻¹ обусловлена несимметричными валентными колебаниями мостиковых связей Si – O – Si, а в интервале 900 – 1000 см⁻¹ – полоса связана с колебаниями немостиковых связей [3]. По полученным данным установлено, что доля немостиковой связи увеличивается при переходе от пеностекла к ПСКМ с уменьшением интенсивности поглощения пиков от 80 до 60. Данное обстоятельство связано с более высоким содержанием в составе стеклофазы ПСКМ Na₂O, по сравнению с составом образца пеностекла, что приводит к уменьшению степени полимеризации сетки стекла.

Новые полосы поглощения появляются также в области волновых чисел 2103 – 3620 см⁻¹, которые очевидно могут быть приписаны неассоциированным группам OH, либо комплексам типа Si – OH...O – Si. Наличие воды и силанольных групп на поверхности материала можно обнаружить по двум характеристическим полосам поглощения 3200 см⁻¹ и 1650 см⁻¹.

Для изучения размерных характеристик и морфологии структурных элементов ПСКМ использована растровая электронная микроскопия высокого разрешения (JSM-7500FA JEOL, Япония), позволяющая различать участки изучаемых объектов размером до 5 – 10 нм. На рис.2 представлена область аморфной составляющей межпоровой перегородки ПСКМ.

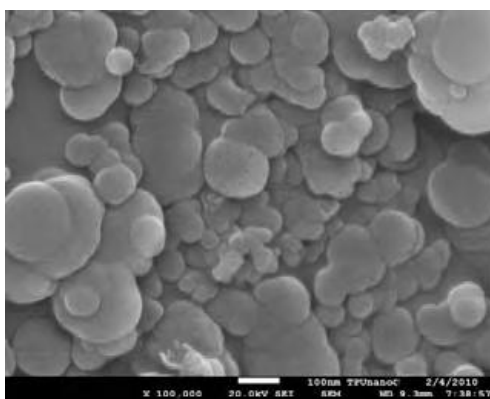


Рис. 2 Микроразрешенный снимок ПСКМ

Анализ электронно-микроскопических изображений показал, что материал характеризуется гетерогенной структурой. Пространственная неоднородность стекловидной фазы вызвана процессами дорастворения остаточного кварца при повторном повышении температуры на стадии вспенивания с образованием агрегатов из частиц размером 100 нм. Относительно высокое количество распределенных в объеме агрегатов, отличающихся по химическим или физическим характеристикам, от окружающей аморфной матрицы может стать исходной точкой для проявления склонности расплава к кристаллизации.

Макроструктура полученных образцов представлена герметичными ячейками гексагональной и сферической формы. Размер пор, межпоровой перегородки меняется в зависимости от режима вспенивания, состава шихты и в среднем составляет 1,2 мм и 40 мкм соответственно. Образцы полученных материалов имеют высокооднородную мелкопористую структуру и достаточно равномерное распределение пор по всему объему. Формирование в аморфной матрице нано- и микроразмерных структурных элементов повышает прочностные характеристики образцов в 1,5 – 3 раза по сравнению с традиционным пеностеклом (табл.).

Таблица

Характеристика пеностекляных материалов

Свойства материала	Вид материала	
	пеностекло	ПСКМ
плотность, кг/м ³	100 – 250	100 – 300
прочность, МПа	1,0	1,5 – 3,5
теплопроводность, Вт/м °С	0,06 – 0,08	0,06 – 0,09
водопоглощение, масс. %	не более 5	не более 7

Из представленных данных следует, что полученные пеностеклокристаллические материалы по физико-механическим характеристикам аналогичны пеностеклу, а по прочностным показателям превышают значения прочности пеностекла в среднем в 3 раза.

Таким образом, управляя технологическими параметрами получения стеклогранулята и пеноматериала на его основе можно регулировать количество остаточной кристаллической фазы, влияющей на основные свойства готового материала, в частности, увеличивать его механическую прочность при незначительном увеличении плотности.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (ГК 02.740.1 1.0855) и гранта Европейской Комиссии № 228536 (NMP4-SL-2009-228536) проект NEPHN и на оборудовании Нано-Центра ТПУ.

Литература

1. Казьмина О.В., Верещагин В.И., Абияка А.Н., Мухортова А.В., Поплетнёва Ю.В. Температурные режимы получения гранулята для пеностеклокристаллических материалов в зависимости от состава шихты // Стекло и керамика. – 2009. – № 5. – С. 26 – 29.
2. Зубехин А.П., Страхов В.И., Чеховский В.Г. Физико-химические методы исследования тугоплавких неметаллических и силикатных материалов. – СПб: «Синтез», 1995. – 190 с.
3. Гусев А.И., Ремпель А.А. Нанокристаллические материалы. – М.: Физматлит. 2001. – 224 с.

ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭФФЕКТИВНЫХ УТЕПЛИТЕЛЕЙ В РЕСПУБЛИКЕ САХА (ЯКУТИЯ)

А.И. Неустроева

Научный руководитель старший преподаватель А.А, Дитц
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В условиях современной экономики России все большую актуальность приобретает проблема энергосбережения. Решение проблемы достигается применением эффективных высококачественных теплоизоляционных материалов. Высокие требования к эффективным теплоизоляционным материалам определяют ряд физико – технических свойств. Эффективные утеплители должны обладать малой объемной массой, высокими тепло- и звукоизоляционными свойствами, способностью выдерживать воздействие широкого диапазона температур, высокой химической стойкостью, и являться экологически чистым продуктом. Этим требованиям в большой степени удовлетворяют различные виды минеральных волокон. Из минеральных волокон по различным технологиям получают теплоизоляционные материалы в виде плит и матов, а также нить, ровинг, базальтопластиковые несущие конструкции и трубы. В целом у этих технологий много общего: сырье, кадры и основные технологические этапы. Также применение материалов из минеральных волокон горного происхождения позволяет существенно увеличить срок эксплуатации утеплителей, повысить их температуру - и водостойкость [1]. По показателям сравнительной характеристики [3] видно, что базальтовое волокно превосходит стекловолно и другие минеральные волокна.

Темп роста потребности в теплоизоляционных материалах набирает обороты. По прогнозам аналитиков компании Discovery Research Group [3] это связано с увеличением объема строительства, улучшением инвестиционного климата. Также на российском рынке наблюдается рост объемов импорта [2]. Очевидно, что актуальной задачей является увеличение отечественного производства теплоизоляционных материалов.

Проблема энергосбережения в крайних северных районах с суровым климатом, где зима длится 9 месяцев, является главной и актуальной задачей. Инвестиционная привлекательность создания производства теплоизоляционных материалов видится в значительном объеме потребления и спроса, также в малом объеме производства, преимущественно поставкой из других регионов.

Таблица 1

Сравнительные характеристики волокон

	Параметр (характеристика)	Стекловолокно	Минеральное волокно	Базальтовое волокно
Механическая характеристика				
1	Кажущаяся плотность, кг/м ³	12 - 25	25 - 40	15 - 23
2	Диаметр элементарного волокна, мкм	4 - 12	4 - 10	1 - 3
3	Длина волокон, мм	15 - 50	16	40 - 70
4	Модуль упругости, кгс/мм ²	до 7200	5400...8000	9100...11000
5	Коэффициент уплотнения при эксплуатации	1,6	1,8	1,2
Температурные характеристики				
6	Диапазон температур применения, С	-60...+250	-180...+450	-250...+700
7	Коэффициент теплопроводности, Вт/мС	0,038...0,042	0,04...0,047	0,031...0,034
8	Температура спекания, С	600	850	1100
Акустическая характеристика				
9	Коэффициент звукопоглощения	0,8...0,92	0,75...0,95	0,95...0,99
Химическая устойчивость (потеря веса), %				
10	в воде	6,2	4,5	1,6
	в щелочной среде	6	6,1	2,75
	в кислотной среде	38,9	24	2,2
11	Водопоглощение за 24 часа, %	1,7	0,95	0,02

Потребность в теплоизоляционных материалах в Республике Саха (Якутия) до недавнего времени удовлетворялась за счет завода продукции компаний, таких как ОАО «Хабаровский завод Базалит-ДВ», Технониколь, ЗАО «Завод минплита», Амурский завод теплоизоляции «Минпласт», завод компании Rockwool.

Общий объем потребности в теплоизоляционных материалах складывается из потребности строительного комплекса, ЖКХ, энергетики, частных потребителей, где значительная доля потребляется в строительном комплексе.

Так прогноз потребности строительного комплекса Республики Саха (Якутия) в теплоизоляционных материалах представлен Министерством строительства и промышленности строительных материалов РС (табл. 2).

Таблица 2

**Прогноз потребности строительного комплекса Республики Саха (Якутия)
в теплоизоляционных материалах**

Прогноз на:	Потребность в теплоизоляционных материалах, тыс. куб.м.
2011 г.	115,6
2012 г.	125,8
2013 г.	136,9
2014 г.	148,9
2020г.	247,0

По прогнозным данным отчетливо видна динамика потребности в теплоизоляционных материалах. Если учесть вышеупомянутые потребности других отраслей, объем потребности значительно увеличится.

Также следует обратить внимание на сырье. Наиболее приемлемым сырьем для получения теплоизоляционных материалов с уникальными свойствами являются «природные» горные породы – базальтовой группы. Базальты – это высокостабильные по химическому и минералогическому составу экструзивные магматические горные породы, запасы которых в мире практически не ограничены и составляют от 25 до 38% площади, занимаемой на Земле всеми магматическими породами.

По геологическому анализу ГУП «Сахагеоинформ» и института геологии базальтовый магматизм на Сибирской платформе проявлялся многократно и охватывал площадь до 2 млн. м². В юго – западной и центральной Якутии интрузивы базальтоидов локализуются в различных частях Чаро – Синского пояса. Выделяются Туолбинская, Синская, Кятчинская, Нижнее – Маркинская и другие зоны проявления интрузий. В региональной тектонической структуре территория Чаро – Синского пояса находится на юго – востоке Сибирской платформы и окраинной части северного склона Алданского щита в зоне перехода в Вилюйскую синеклизу. Площадь сложена доломитами чуранского и еловского пестроцветного горизонта, а также известняками с редкими прослоями доломитов эльгяйской и мергелями, мергелистыми известняками толбачанской свит нижнего кембрия. Из выделяемых зон Чаро – Синского пояса прослеживаются Туолбинская и Синская зоны. В пределах этих зон имеются два разведанных месторождения Тит – Арынское и Еловское (Туолбинское) и два проявления Биляхское, Синское. В пределах Алданского щита развиты многочисленные изверженные породы различного состава от лейкократовых гранитов до диабазов. В 155 км. севернее п. Чульман в центральной части Алданского щита в пределах

Усть – Николкинской синклинали известно Васильевское месторождение. Гидрогеологические и горнотехнические условия благоприятны для разработки месторождения открытым способом.

По результатам исследований научно – исследовательского центра ОАО «Теплопроект» отобранных проб из месторождений габбро – долеритов Тит – Ары, Синское, Билях, все месторождения пригодны в качестве сырья для производства высококачественных штапельных минеральных волокон и теплоизоляционных изделий на их основе. По отчету НПК «Терм» об испытаниях базальтов Еловского и Васильевского месторождений для производства базальтовых непрерывных волокон (нить) подходит только Васильевское месторождение, так как данная технология требует строгого соответствия в пределах вязкости, температуре плавления, и соответственно химического состава. Также не исключают пригодность сырья данных месторождений в производстве штапельных волокон.

По данным о сырьевых запасах базальтовой группы на территории Республики Саха (Якутия) можно сделать вывод о том, что сырьевая база достаточно обширна.

Подытоживая вышесказанное, организация производства теплоизоляционных материалов из местного сырья в Республике Саха (Якутия) является перспективной и актуальной задачей.

К примеру о создании производства эффективных утеплителей, в Республике Саха (Якутия) недавно организовали завод по производству базальтовых плит и матов из местного сырья месторождения Тит – Ары (ООО «Завод базальтовых материалов»), также планируются производства базальтовых непрерывных волокон, базальтовой арматуры, базальтофибропенобетонов и геосеток.

Литература

1. Костиков В.И., Смирнов Л.Н. Базальтоволоконистые материалы, сборник статей // Конверсия в машиностроении. – 2001. – №5. – С. 52 – 64.
2. «Иткор» Состояние и перспективы развития российского рынка теплоизоляционных материалов. – М.: 2008. – 40 с.
3. «Инфомайн» (Объединение независимых консультантов и экспертов в области минеральных ресурсов, металлургии и химической промышленности) Обзор рынка теплоизоляционных материалов на основе базальтового волокна в России. – М.: 2007. – 145 с.

ОКРАШЕННЫЕ СТЕКЛОКРИСТАЛЛИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ КАЛИЕВОГО ПОЛЕВОГО ШПАТА

О.О. Николаева, В.В. Климова

Научный руководитель профессор Т.А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Цвет живого зуба может изменяться от молочно-белого до голубоватого или желтоватого. Современная ортопедическая стоматология все еще широко применяет металлические сплавы различного состава для создания металлокерамических коронок. Сочетание керамики с металлом позволяет создать почти идеальный протез целого зуба. Главное требование для используемых в стоматологии керамических пигментов - их химическая устойчивость, нетоксичность и постоянство цвета. Необходимые цвета таких пигментов - желтый, коричневый, серый, бежевый. Калиевый полево шпат (ортоклаз $K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2$) – основной материал для получения стоматологического фарфора. При термическом разложении ортоклаза превращается в кристаллический лейцит ($K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 4SiO_2$) с образованием стеклофазы. Кристаллическая фаза (лейцит) обладает высокой вязкостью расплава и придаёт стоматологической керамике необходимую формоустойчивость при обжиге и упрочняет её. В состав стоматологического фарфора могут также входить каолин, кварц и красители [1]. Температура плавления порошковых шихт может быть различной в зависимости от конкретного состава: 1180-1300 °С. При высокой температуре полево шпат обеспечивает развитие стекловидной фазы, в которой растворяются и другие компоненты (кварц и каолин). Чем больше в смеси полевого шпата (и кварца), тем прозрачнее фарфоровая масса после обжига. Красителями обычно являются оксиды металлов. В основном это соединения переходных металлов: железа, никеля, хрома, кобальта и др. Используются также соединения редкоземельных элементов (церия, празеодима, неодима, самария и т.д.) [2,3].

В работе исследовано влияние добавок оксидов некоторых f- и d-элементов (церий, тербий, празеодим, железо и марганец) на свойства и окраску полевошпатного стекла. Оксиды лантаноидов используются в производстве глазурей и эмалей, придавая им весь спектр желтых, коричневых и шоколадных оттенков. Это качество позволяет использовать лантаноиды и для изготовления окрашенного стоматологического фарфора. Для приготовления массы «дентин» смесь компонентов плавилась в корундовых тиглях при температуре 1250 °С, с выдержкой 15 минут при конечной температуре, после чего фритта гранулировалась в холодной воде. Остывшая фритта измельчалась в агатовых ступках до состояния пудры. Окрашивающие оксиды редкоземельных элементов (РЗО) вводились в сырьевую смесь и, параллельно, в порошок готовой фритты. Для формования образцов использовалась пресс-форма из органического стекла. Прессовки цилиндрической формы обжигались в стоматологической печи в вакууме. После обжига образцы имеют среднее значение линейной усадки, равное 13,4%, при допустимом значении не более 16% (табл.1).

Таблица 1

Зависимость линейной усадки образцов дентина после обжига в вакууме от вида основы и содержания добавки редкоземельных оксидов

№ п/п	Состав образца	Средняя величина линейной усадки, %
1	Дентин (сырьевая смесь)+ 5% РЗО	13,4
2	Дентин (готовая фритта) + 5% РЗО	15,3
3	Дентин (сырьевая смесь)+10% РЗО	11,5
4	Дентин (готовая фритта)+10% РЗО	13,4

Оптимальные концентрации добавок, вводимых в дентин, и интервал варьирования выбирались на основании предварительного эксперимента и анализа импортных масс. Изображение образцов после термообработки обрабатывалось с помощью программы Adobe Photoshop, при этом определялось распределение цветов – RGB и рассчитывались координаты цветности. Далее посредством цветового треугольника определялась доминирующая длина волны окраски образцов, которая и являлась параметром оптимизации в уравнении регрессии.

При оценке влияния количества вводимой добавки оксидов редкоземельных элементов (РЗО) и способа его введения (в сырую шихту или готовую фритту) на интенсивность окраски образца установлено, что при содержании в образцах смеси РЗО в количестве 10% и введении добавок в исходную сырьевую смесь компонентов, цвет наиболее насыщенный и темный. Возможно, это объясняется тем, что при совместном сплавлении образуются ярко окрашенные соединения типа церита: $\text{CeMgSi}_7(\text{O,OH,F})_{28}$. Установлено также, что в условиях эксперимента введение добавки оксида железа способствует уменьшению значения длины волны, приближает его к стандартному. Повышение содержания оксида церия относительно выбранного уровня приводит к увеличению длины волны и придает образцам нежелательный красноватый оттенок. Основываясь на эффектах взаимодействия можно сказать, что совместное введение максимального количества оксида церия и празеодима приводит к увеличению длины волны и также придает красноватый оттенок составу. Поэтому введение оксида празеодима в количестве 2,0 % (верхний уровень) возможно только при количестве оксида церия, равном 0,5% (нижний уровень) и наоборот. Добавка соединения марганца увеличивает значение длины волны и придает образцам сероватый оттенок, что объясняется наличием в готовом материале соединений марганца разной валентности. Ориентируясь на значение максимума светового отражения образцов стандартной цветовой шкалы (табл.2), из шестнадцати экспериментальных составов выделены четыре наиболее подходящих, соответствующая стандартным тонам А, В, С и D. Цвет образцов, соответствующий стандартным тонам достигается при введении в состав дентина окрашивающих добавок оксида церия (до 0,5 мас. %), оксидов празеодима и железа не более 2,5 %, и небольшого количества соединения марганца. Адгезия дентинового слоя к грунтовому после обжига при температуре $T=900\text{ }^\circ\text{C}$ удовлетворительная.

Таблица 2

Цветовые характеристики образцов фирмы CERAMCO

Код образца	Распределение цветов			Координаты цветности		Значение длины волны, нм
	R	G	B	x	y	
A4	218	201	162	0,375	0,346	591
B4	179	166	136	0,372	0,345	595
C4	171	159	122	0,378	0,352	588
D4	177	171	136	0,366	0,353	585

Исследования зависимости доминирующей длины волны образцов от состава окрашивающих добавок и среды термообработки показали, что наибольшей устойчивостью при перемене среды (воздух - вакуум) обладают составы с введением оксидов тербия и церия. В этой группе стеклокристаллических покрытий получено наибольшее приближение к стандартной окраске группы А. Изменение длины волны ($\Delta\lambda$) при переходе от операций варки стекла к нанесению суспензии фритты на металлическую поверхность в вакууме при таком сочетании красящих оксидов было близким или равным нулю ($\lambda = 590 \div 592\text{ нм}$; $\Delta\lambda = 1 \div 0\text{ нм}$).

Литература

1. Трезубов В. Н., Штейнгатт М.З., Мишнёв Л.М. Ортопедическая стоматология. – СПб.: Специальная литература, 1999. – 324с.
2. Беленький Е.Ф., Рискин И.В. Химия и технология пигментов. – изд. 4-е пер. и доп. – Л.: Химия, 1974. – 656 с.
3. Пиц И.В., Масленникова Г.Н. Керамические пигменты. – Минск: Высш. шк., 1987. – 220 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВОК НА ПРОЦЕССЫ
ГИДРАТАЦИИ И ТВЕРДЕНИЯ ЦЕМЕНТА

А.П. Новосёлова, Е.А. Сударев

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Цементу принадлежит ведущее место среди строительных материалов, его справедливо относят к тем видам промышленной продукции, производство и потребление которых характеризует экономический потенциал страны. Цемент – это основа строительной индустрии. Но, несмотря на это цемент был и остается весьма сложным объектом исследования. Трудности его изучения обусловлены тем, что он полиминерален по составу, а продукты его гидратации и твердения, составляющие основу цементного камня (бетона), являются тонкодисперсными [1]. В свою очередь эти тонкодисперсные продукты в результате протекания процессов гидратации и твердения переходят сначала в коллоидное (нанодисперсное) состояние, а затем в кристаллическое, формируя при этом структуру и прочность цементного камня. Изучение и понимание данных видов состояний необходимо для того, чтобы осознанно и обоснованно выбрать внешнее энергетическое воздействие на систему «цемент-вода», причем воздействие и управление данной системой целесообразно проводить на самых ранних стадиях структурообразования.

Выбор этих воздействий базируется на использовании уравнения Гиббса, которое является выражением объединенного уравнения первого и второго законов термодинамики:

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S = P\Delta V + \sigma\Delta s + \mu\Delta n + \phi\Delta q - T\Delta S,$$

где ΔG , ΔH , $T\Delta S$ – соответственно свободная энергия, энтальпийный и энтропийный факторы системы «цемент-вода»;

$P\Delta V$ – работа, совершаемая системой при изменении объема, или энергия, необходимая для производства этого изменения;

$\sigma\Delta s$ – работа, совершаемая системой при образовании новой поверхности, или энергия, выделяемая или поглощаемая при производстве этого изменения;

$\mu\Delta n$ – работа, совершаемая системой или энергия, выделяемая или поглощаемая при образовании новых химических соединений и взаимопревращений количества вещества в системе, а также изменений ее фазового состава;

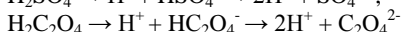
$\phi\Delta q$ – работа, совершаемая системой при изменении ее электрического потенциала и количества электричества в процессе изменения ионного состава жидкой или твердой фазы, при диспергировании и образовании новой поверхности.

Как видно из уравнения на систему «цемент-вода» можно оказать пять видов воздействий: механическое, воздействие, приводящее к изменению поверхностной энергии (тонкое измельчение), химическое, электрофизическое и тепловое. Наибольший интерес представляет химическое воздействие на систему «цемент-вода», которое приводит к изменению химического потенциала ($\mu\Delta n$) системы и величины ее поверхностной энергии ($\sigma\Delta s$), вследствие протекания обменных химических реакций с продуктами гидратации цемента. Изменение же химического потенциала системы «цемент-вода» связано с ведением в данную систему химических добавок, которые оказывают существенное влияние на процессы гидратации и твердения цемента (главным образом на интенсивность набора прочности цементного камня). Использование химических добавок позволяет регулировать строительно-технические свойства цемента и повышать активность клинкерных минералов при их взаимодействии с водой.

Поэтому целью настоящей работы является исследование влияния химических добавок (ускорителей) на процессы гидратации и твердения цемента.

На сегодняшний день существует огромное множество различных химических добавок (например, солевые растворы), которые ускоряют процессы твердения цемента в составе бетонов и строительных растворов. Но основными недостатками использования данных добавок является их повышенный расход (на 1 м³ бетона), приводящий к высолообразованию на бетоне, а самым главным недостатком является то, что эти добавки способствуют ускорению коррозии арматуры в ЖБ изделиях.

В нашей работе в качестве добавок-ускорителей твердения цемента были использованы водные растворы кислот (плавиковая, серная, щавелевая) с различными концентрациями. Как известно при растворении кислот в воде они диссоциируют и насыщают воду соответствующими ионами (водорода, фторид, сульфат и оксалат ионами).



В свою очередь ионы водорода (т.е. протоны) при первичном контакте с частицами цемента и при реакции гидролиза, обладают аномально высокой подвижностью – $3,26 \cdot 10^{-5}$ м/с и высокой проникающей способностью (размеры иона H^+ на несколько порядков меньше размеров кристаллической решетки клинкерных минералов цемента) и, тем самым интенсифицируют процессы гидратации и диспергирования зерен цемента с образованием нанодисперсных (5-10 нм) продуктов гидратации.

Фторид-, сульфат- и оксалат ионы вступают в обменные реакции с первичными гидратированными частицами гидроксида кальция с образованием нерастворимых (или практически нерастворимых) соединений фторидов, сульфатов и оксалатов кальция, которые выступают уже не как добавки-ускорители схватывания и твер-

дения цемента, а как добавки-затравки, являясь центрами кристаллизации для продуктов гидратации клинкерных минералов цемента.

Эффективность действия данных добавок была проверена на кинетике набора прочности цементного камня. Из цементного теста нормальной густоты ($V/C = 0,25$), приготовленного путем смешения цемента с водным раствором кислоты, заданной концентрации, формовались образцы размером $2 \times 2 \times 2$ см, которые затем выдерживались в воздушно-влажных условиях. Через определенные сроки твердения образцов, определялся их предел прочности при сжатии, результаты представлены в табл.

Таблица

Прочность цементных образцов при различных химических добавках

Добавка	Концентрация, %	Прочность при сжатии (МПа) после твердения в течение, сут			
		3	7	14	28
Без добавок	-	41,8	47,1	49,2	50,0
HF	0,5	50,0	56,9	57,9	62,2
	1	38,9	39,1	41,9	60,2
	2	36,1	40,3	41,1	67,6
	3	35,8	37,9	40,8	40,9
H ₂ C ₂ O ₄	0,5	36,3	27,2	36,3	63,9
	1	36,9	40,3	60,9	61,4
	2	30,9	39,7	45,4	58,2
	3	39,5	39,8	60,1	50,4
H ₂ SO ₄	0,5	35,2	46,6	60,9	77,7
	1	40,8	44,5	57,6	65,5
	2	50,8	61,0	56,9	52,3
	3	54,7	71,6	66,1	49,7

Из данных табл. следует, что использование предлагаемых добавок интенсифицирует набор прочности цементного камня как в ранние (до 7 суток HF, H₂SO₄), так и в поздние сроки твердения (28 суток HF, H₂SO₄, H₂C₂O₄). Через 28 суток твердения добавка HF с концентрацией от 0,5 до 2% увеличивает прочность при сжатии цементного камня в среднем на 26,6 %, добавка H₂C₂O₄ – на 22,3 %, а добавка H₂SO₄ (с концентрацией от 0,5 до 1%) – на 43,2 %.

Таким образом, результаты исследований показывают положительное влияние добавок кислот (малые концентрации) на процессы гидратации и твердения цемента. Использование этих добавок позволит управлять процессами структурообразования цементного камня (бетона), и получать при этом бетонные изделия повышенной прочности.

Литература

1. Ларионова З.М., Никитина Л.В., Гарашин В.Р. Фазовый состав, микроструктура и прочность цементного камня и бетона. – М.: Стройиздат, 1977. – 262 с

СИНТЕЗ МУЛЛИТА ИЗ ПИРОФИЛЛИТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУЛЬ-ЮРТ-ТАУ

В.В. Погребенкова, В.В. Горбатенко

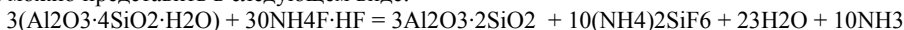
Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В 80-е годы XX века были начаты поисково-оценочные работы пиррофиллитсодержащего сырья месторождения Куль-Юрт-Тау (Россия, Республика Башкортостан) и проведены исследования, направленные на определение возможных областей его применения в различных отраслях промышленности [1]. Показано, что его можно использовать для производства керамических и огнеупорных изделий [2].

В данной работе исследовалась возможность получения муллита из пиррофиллита месторождения Куль-Юрт-Тау с использованием гидрофторида аммония (ГДФА) для удаления избыточного оксида кремния из структуры пиррофиллита по реакции: $SiO_2 + 3NH_4F \cdot HF = (NH_4)_2SiF_6 + 2H_2O + NH_3$

Результующую реакцию процесса синтеза муллита из пиррофиллита с применением гидрофторида аммония можно представить в следующем виде:



Исследование свойств и структуры пиррофиллита месторождения Куль-Юрт-Тау и продуктов реакции муллитообразования проводилось с применением физико-химических методов анализа.

По химическому составу (табл. 1) в зависимости от содержания Al_2O_3 в прокаленном состоянии исследуемая пиррофиллитовая порода (согласно классификации на глинистое сырье) относится к группе кислого алюмосиликатного сырья (содержание Al_2O_3 в прокаленном состоянии менее 15 мас. %), с низким содержанием красящих оксидов (суммарное содержание Fe_2O_3 и TiO_2 в прокаленном состоянии менее 0,5 мас. %).

Таблица 1

Химический состав пиррофиллитовой породы месторождения Куль-Юрт-Тау

Содержание оксидов, %									
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	MnO	TiO ₂	Δm _{прк}
в воздушно-сухом состоянии									
83,76	12,85	0,13	0,33	0,08	0,12	0,17	следы	0,16	2,40
в прокаленном состоянии									
85,82	13,17	0,13	0,34	0,08	0,12	0,17	следы	0,16	-

Оценка рентгеновским методом качественного минералогического состава исследуемой пиррофиллитовой породы (рисунок 1) показала, что она представляет собой полиминеральную породу, тонкодисперсная часть которой представлена пиррофиллитом, о чем свидетельствуют интенсивные, хорошо разрешенные рентгеновские рефлексы с d_w/n – 0,913; 0,458; 0,305 нм и др. Грубодисперсная часть породы сложена, в основном, кварцем, высокая интенсивность рефлексов которого (d_w/n – 0,424; 0,334; 0,229 нм) свидетельствует о присутствии его в значительных количествах.

ИК-спектры пропускания пиррофиллитовой породы месторождения Куль-Юрт-Тау (рис. 2) по набору полос поглощения полностью соответствуют эталонному спектру пиррофиллита [2, 3].

По гранулометрическому составу, оцененному седиментационным способом, данная пиррофиллитовая порода представляет собой грубодисперсное сырье с содержанием частиц менее 0,005 мм не более 10,5 мас. %. Породообразующий минерал (пиррофиллит) в исследуемой породе находится в агрегированном состоянии, главным образом, во фракциях менее 0,063 мм, в то время как кварцевый компонент породы – в крупных фракциях с размером частиц от 1 до 0,25 мм и, частично, во фракции (0,25 - 0,063 мм).

Таким образом, Выявленное высокое содержание кварца (53 мас.%) в составе пиррофиллитовой породы месторождения Куль-Юрт-Тау ограничивает возможности использования ее в исходном состоянии для получения высококачественной алюмосиликатной керамики и обуславливает необходимость обогащения пиррофиллитовой породы от кварцевой составляющей, что может быть обеспечено в процессе фтораммонийной обработки.

Для выяснения возможности и сущности взаимодействия между пиррофиллитом и гидродифторидом аммония исследования физико-химических процессов проводились в смесях пиррофиллитовой породы с недостатком ГДФА (составы Р1 и Р2), и в стехиометрическом соотношении по муллиту (состав Р3) (табл. 2).

Таблица 2

Компонентный состав смесей пиррофиллита с ГДФА

Шифр состава	Соотношение пиррофиллит : ГДФА	Содержание компонентов в смеси, мас.%	
		пиррофиллитовая порода	ГДФА
Р0	1 : 0 – без фторида	100	0
Р1	1 : 1 } недостаток фторида	50,00	50,00
Р2		43,48	56,52
Р3	1 : 1,6 - стехиометрия	38,46	61,54

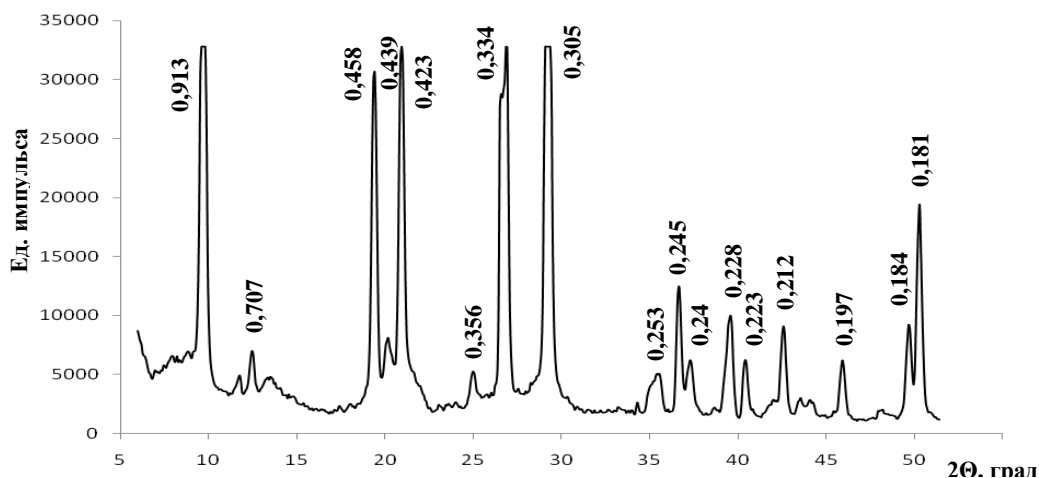


Рис.1 – Рентгеновская дифрактограмма пиррофиллитовой породы

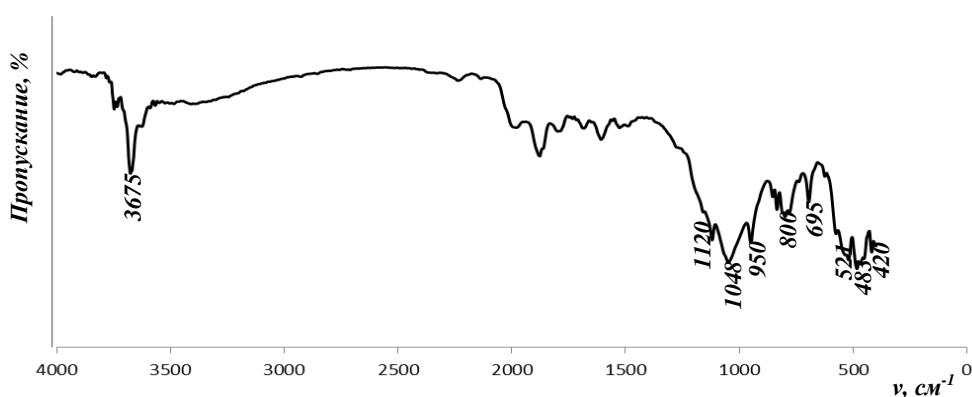


Рис.2 ИК-спектр пропускания пиррофиллитовой породы

Процессы фазообразования при обжиге продуктов фторирования пиррофиллита изучались при помощи рентгенографического анализа. По полученным результатам можно констатировать, что гидродифторид аммония не только вносит изменения в процесс термодеструкции пиррофиллита, но и в корне меняет схему синтеза муллита из пиррофиллита.

Установлено, что процесс синтеза муллита при фторировании пиррофиллита проходит через стадии образования промежуточных продуктов, а именно, трифторида алюминия и топаза. Причем, количество промежуточных продуктов термофторирования пиррофиллитовой породы зависит от количества вводимого фторагента.

Экспериментальным путем определено, что с позиций обескремнивания кварцпиррофиллитовой породы Куль-Юрт-Тау (с содержанием кварца 53 мас.% и пиррофиллита 45,5 мас.%) оптимальным соотношением породы к гидродифториду аммония является 1 : 1,6. Выявлено, что прокаливание фторированной при температуре 650 °С кварцпиррофиллитовой породы обеспечивает снижение температуры полной деградации структуры пиррофиллита (метапиррофиллита) с 1100 до 800 °С и температуры синтеза игольчатого муллита с 1200 до 900 °С, вследствие чего к температуре 1300 °С его содержание достигает 68,3 % (против 12,3 мас.%, образующегося в аналогичных условиях в исходной породе). Наряду с муллитом зафиксировано наличие корунда и остаточного кварца.

Таким образом, проведенные исследования позволили определить пригодность пиррофиллитовой породы месторождения Куль-Юрт-Тау в качестве основного сырьевого материала для синтеза муллита с использованием фтораммонийной технологии. Данный способ синтеза муллита позволит снизить себестоимость конечных продуктов за счёт невысокой себестоимости минерального сырья, а также за счет уменьшения температуры синтеза.

Литература

1. Захарова А.А., Криницкая Е.Ю. Позднепалеозойский метаморфизм среднепалеозойских колчеданных зон на Южном Урале. Уфа: Баш. фил. АН СССР, 1982.
2. Шаяхметов У.Ш. Пиррофиллит и материалы на его основе. – М.: Наука, 2007. – 168 с.
3. Плюснина И.И. Инфракрасные спектры минералов. – М.: МГУ, 1976. – 175 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ И ОЦЕНКА ЕГО ПРИГОДНОСТИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА БАЗАЛЬТОВОГО ВОЛОКНА

А.А. Половодова

Научный руководитель старший преподаватель А.А. Дитц

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время потребность в экологически чистых и долговечных теплоизоляционных материалах возрастает ежегодно. По оценкам специалистов, ежегодный прирост рынка теплоизоляционных материалов составляет не менее 10-15%. Общая потребность всех отраслей российской экономики в утеплителях к 2015 году составит не менее 70 млн. м³. [1].

Одним из основных видов теплосберегающих материалов является минеральная вата, которая обладает высокими тепло и звукоизоляционными свойствами, негорючестью, имеет низкую, не возрастающую во времени гигроскопичность, высокую химическую стойкость к щелочным и кислотным средам и является экологически чистым продуктом.

Исходным сырьем для производства базальтовых волокон являются базальтовые породы вулканического происхождения. Они имеют высокую природную химическую и термическую стойкость. Базальтовые породы – однокомпонентное сырье, обогащение, плавление и гомогенизация которых произведены в результате древней вулканической деятельности. При этом основные энергозатраты по первичному плавлению базальтов выполнены

природой. В отличие от сырья для производства стекла, базальт – это уже готовое природное сырье для производства волокон. Стоимость добычи базальтового сырья не высокая.

Для производства базальтовых волокон с заданными характеристиками по прочности, химической и термической стойкости, определенными электроизолирующими свойствами, необходимо использовать базальтовые породы с требуемыми характеристиками по химическому составу и выработочным свойствам.

В настоящее время на территории Алтайского края, Новосибирской, Кемеровской и Томской областей геологами выделено 232 комплекса магматических пород, причем в состав ста из них входят базальты, диабазы, габбро и порфириды. Таким образом, в южной части Западной Сибири может быть создана надежная сырьевая база для производства минеральной ваты [2].

Базальтовые волокна, как правило, получают из однокомпонентного дешевого сырья при одностадийном технологическом процессе, что обуславливает их более низкую (на 15 – 20 %) себестоимость. При этом из 1 кг базальтового сырья получается практически тот же 1 кг готового базальтового волокна.

Для производства базальтового волокна подходят породы отвечающие следующим требованиям:

- легкоплавкость шихты, температура плавления шихты в вагранке ограничена температурой 1700 °С, а печах 1550 °С;

- не высокая вязкость и поверхностное натяжение расплава, вязкость расплава должна быть 250 Па·с при 1300 °С, 150 Па·с при 1400 °С и 50 Па·с при 1500 °С;

- изменение вязкости расплава при понижении температуры должно происходить медленно; например, увеличение вязкости при понижении температуры расплава с 1300 °С до 1200 °С не должно превосходить 700 Па·с.

- модуль кислотности шихты должен быть не менее - 1,2.

- легкодоступность и достаточные балансовые запасы месторождений, наличие транспортных магистралей (автомобильных, железнодорожных, водных);

- расположение источника сырья вблизи перерабатывающего предприятия;

- постоянный химический и минералогический состав сырья, позволяющий получать расплав с невысокой температурой плавления и значительным интервалом вязкости для переработки в волокно, стойкое к воздействию атмосферных, температурных, физико-химических факторов;

- простота предварительной подготовки сырья [3].

К сожалению специальной оценки месторождений, используемых при производстве минерального волокна, не происходит, и зачастую производители довольствуются разведанными месторождениями для производства щебня. Но к щебню предъявляют другие требования, сильно отличающиеся. Это ведет к производству продукции невысокого качества, или повышению энергозатрат, к удорожанию себестоимости продукта, если используется однокомпонентная шихта. Основными корректирующими добавками являются известняк, доломит, или шлаки.

На сегодняшний день в литературе встречается много различных методик исследования сырья на пригодность его использования для производства базальтового волокна, но во всех методиках есть и общие пункты:

- исследование химического и фазового состава сырья

- расчет поверхностного натяжения и вязкости

- лабораторная варка

Для определения возможности использования базальта для получения волокна, так же определяют верхний и нижний пределы кристаллизации, зависимость изменения вязкости от температуры. И на основании этого комплекса данных делают выводы о пригодности сырья для производства определенного вида волокна [2].

В работе проводили исследование месторождения диабазов Кемеровской области, и известняк Томской области, химический анализ материалов приведен в табл. 1. Минералогический состав диабаза, определенный с помощью РФА на установке ДРОН-3М, представлен главным образом анортит – альбитовым полевым шпатом, диопсидом и лабрадоритом.

По данным химического анализа были рассчитаны модуль кислотности и модуль вязкости $M_k = 6,2$, $M_v = 3,04$. Согласно литературным данным расплав с хорошими выработочными свойствами получается из сырьевых материалов, для которых значения модулей находятся в следующих интервалах $M_k =$ от 3 до 6, $M_v =$ от 1,5 до 2,5. Данный диабаз имеет завышенные значения как по M_k , так и по M_v . Высокие значения модуля кислотности говорит о том, что в составе диабаза большое количество кислых оксидов. А высокий модуль вязкости, что рабочая вязкость будет достигаться при более высоких температурах. Что делает применение данного диабаза не выгодным как однокомпонентное сырье. Как правило, в таких случаях, для корректировки сырья используют добавки СаО. В работе для корректировки использовали известняк месторождения Томской области, химический состав которого представлен в табл. На основе диабаза и известняка были приготовлены шихты. Рекомендуемое содержание известняка от 6 до 20 мас.%, для этих крайних точек соответственно $M_k = 4,53$, $M_v = 2,53$, $M_k = 2,9$, $M_v = 1,98$.

Таблица

Химический состав сырья

Материал	Содержание оксидов, мас. %								
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	∑Na ₂ O,K ₂ O	SO ₃	п.п.п
Диабаз	54,04	17,83	7,91	3,69	12,16	2,10	-	-	2,27
Известняк	1,48	0,28	53,67	0,75	1,64	-	-	1,35	40,83

Вязкость также является важнейшим технологическим свойством, с определённым значением которого связана способность расплавов, вытягиваться в волокно. В связи с этим возникает необходимость установления зависимости между составом и вязкостью расплавов при различных температурах взаимосвязи, позволяющей прогнозировать это свойство без проведения трудоёмких экспериментов по его определению. Для определения этой зависимости мы использовали метод Охотина.

Исследование вязкости расплавов показало, диабаз образует средневязкие расплавы, отличающиеся от стёкол более резкой температурной зависимостью вязкости. Температурное изменение вязкости, можно объяснить изменением структуры кремнекислородных анионов в расплавах под действием температуры. С повышением температуры вязкость падает, а структура, упрощается.

По расчетным данным вязкости для первого состава η при $t=1400$ °C составила 7,8 Па·с, а при $t=1450$ °C $\eta=2,7$ Па·с для второго состава: при $t=1400$ °C $\eta=54,6$ Па·с; при $t=1450$ °C $\eta=19,18$ Па·с. Согласно литературным данным для выработки тонких штапельных волокон способом вертикального раздува воздухом вязкость должна быть равна 3÷9 Па·с при температуре 1400÷1450 °C; для получения непрерывных волокон вязкость равна 5÷15 Па·с при температуре 1400÷1450 °C. Способность расплава к волокнообразованию часто ограничивается его склонностью к кристаллизации и сродством к материалу фильеры, через которую вытягивается волокно. Первый состав удовлетворяет значениям вязкости для выработки тонких штапельных волокон, а второй состав не удовлетворяет литературным данным значения вязкости. С технологической точки зрения при выработке волокна необходимо знать следующие температуры $T_{\text{внк}}$ и $T_{\text{нпк}}$, потому что температура выработки должна быть на 100 °C выше $T_{\text{внк}}$. В работе был проведен термический анализ на приборе STA 449 F3 Jupiter, скорость нагрева 10 °/мин, эталон Al_2O_3 в среде воздуха. Из кривой мы видим что, плавление идет достаточно сложно. При температуре 1044,6 °C образуется первый эвтектический расплав, и уже при 1172 °C образуется 100 % расплав.

Для того чтобы проверить результаты, была проведена контрольная варка двух составов. Контрольная варка показала следующее: при $T=1200$ °C получается очень вязкий расплав. По данным РФА на дифрактограмме мы видим, что интенсивность рефлексов для состава №2 выше, чем интенсивность рефлексов состава №1. Это значит, что количество кристаллической фазы в составе №1 меньше чем в составе №2 это хорошо согласуется с нашими расчетными данными.

Литература

1. Состояние рынка теплоизоляционных материалов. // Мир стекла. – 2009. – № 8
2. Кутолин В.А., Широких В.А. Рациональная методика изучения месторождений базальтов в целях оптимизации производства из них минеральной ваты высокого качества. // Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья: Доклады 8 Всероссийской научно-практической конференции 6 – 7 июня 2008г. (г. Белокуриха).
3. Татаринцева О.С. Оценка возможности применения горных пород в производстве базальтового непрерывного волокна. // Техника и технология производства теплоизоляционных материалов из минерального сырья: Доклады 8 Всероссийской научно-практической конференции 6 – 7 июня 2008г. (г. Белокуриха).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРОУГОЛЬНОГО СЫРЬЯ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА

А.В. Рассказова, К.В. Прохоров

Научный руководитель профессор Т.Н. Александрова

*Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской Академии наук,
г. Хабаровск, Россия*

В структуре установленной мощности энергетики ДФО 30% занимает гидрогенерация, остальное приходится на тепловые электростанции (ТЭС) [2]. В свою очередь доля угля в топливном балансе ТЭС составляет 72% [3]. В целом по России доля угля в топливном балансе производства энергии – 29–32%, на Дальнем Востоке – 75%. [2]. В настоящее время значительную долю в топливно – энергетическом балансе занимают бурые низкометаморфизированные угли, характеризующиеся высокой хрупкостью и выходом мелких фракций [5]. Разработка инновационных подходов к снижению зольности, повышению теплоты сгорания угля и вовлечению угольной мелочи в цикл углепереработки является актуальной задачей. В настоящее время нет единого научно обоснованного подхода к выбору эффективного связующего и технологического регламента производства угольных брикетов на базе исследуемого месторождения, поэтому актуальна разработка технологии производства брикетированного бурогоугольного топлива для Дальневосточного региона. Объект исследования – бурогоугольное сырьё одного из месторождений Юга Дальневосточного региона. Цель исследования – обоснование комплексных технологических решений по получению угольных брикетов, обладающих высокими энергетическими и механическими характеристиками. Поставленные исследователями задачи – селективный отбор проб в пределах действующего угольного разреза и их технологическая диагностика, разработка технологии получения угольных брикетов с подбором технологического режима и компонентного состава, технологическая диагностика полученных термобрикетов.

Целесообразность брикетирования обусловлена склонностью бурых углей к окислению кислородом воздуха и самовозгоранию, потерей мелких классов при слоевом сжигании рядового бурого угля в результате просыпи между колосниками топки. Так, КПД использования тепла термобрикетов составляет 75 % по сравнению с 46,7 для рядового угля, содержащего мелочь. Для углей исследуемого месторождения количество уголь-

ной мелочи составляет 7 - 9%. [1],[4]. Отбор проб на действующем угольном разрезе проводился по пластам, результаты технологической диагностики приведены в табл.:

Таблица

Технологические характеристики исследуемых бурых углей

№ пробы	W _a , %	V _a , %	A _a , %	С _{общ} , %	N, %
I пласт (точка 1)	29,61	27,62	16,99	0,41	0,35
I пласт (точка 1)	26,02	26,63	19,92	0,66	0,25
I пласт (точка 1)	35,78	25,59	8,37	0,41	0,42
I пласт (точка 2)	25,74	26,14	25,75	0,25	0,56
I пласт (точка 3)	21,25	22,10	35,26	0,23	0,15
II пласт	22,25	35,93	11,06	0,39	0,65
III пласт	17,78	31,01	24,60	0,34	0,31

W^a, V^a, A^a – влажность, выход летучих веществ, зольность на аналитическое состояние топлива, %; S_{общ}, N – содержание общей серы и азота, % (масс).

Наблюдается неоднородность качественных показателей угля по пластам. Наполнитель гидролизный лигнин обладает следующими техническими характеристиками: Q_s^a=16,6 МДж/кг, A^a = 0,7%, S = 1,1 %, N=0,57%.

При создании буроугольных брикетов по технологии «наполнитель – связующее» предлагается в угольную матрицу (отсев мелочи, подсушивание и дробление до оптимальной крупности 0-1,25 мм) добавлять нефтешлаки как связующий компонент и наполнитель – лигнин (отходы одного из гидролизных заводов Хабаровского края), обладающий адсорбционной способностью по отношению к масляной фракции нефтяных масел битума. Оптимальное значение влажности угольной мелочи для исследуемых бурых углей составляет 20 %. Нефтяные битумы - дисперсные системы, в которых дисперсионной средой являются масла и смолы, а дисперсной фазой – асфальтены. Битумы получают окислением кислородом воздуха гудронов, данные вещества не подвержены окислению и самовоспламенению. Битум обладает хорошей связующей способностью и придает брикетам достаточную прочность при небольшом расходе; имеет хорошие спекающие свойства и придает брикетам необходимую термическую устойчивость при горении; устойчив по отношению к влаге; быстро затвердевает, не увеличивает содержание балласта в топливе и не понижает его теплоту сгорания. Предварительная механохимическая активация в мельницах – активаторах планетарного типа позволяет значительно увеличить степень дисперсности наполнителя (лигнина) и удельную поверхность, способствует накоплению энергии на границе раздела, которая тратится на взаимодействие, что приводит к увеличению адсорбционных свойств.

Процесс приготовления брикетов включает следующие операции:

Отсев и дробление мелочи (до класса -1+0 мм), флотационное обогащение (собиратель - тяжелый вакуумный газойль), подсушивание концентрата до оптимальной влажности (20%). Крупная фракция направляется на прямое сжигание на ТЭС;

Сушка и механоактивация лигнина, смешение с расплавленным битумом в лопастном смесителе; дозирование и добавление угля, разогрев шихты (90 °С) и прессование (50 МПа).

Комплексное использование сырья характеризует коэффициент комплексности. Он показывает отношение суммарной стоимости, извлеченной в товарный продукт полезных компонентов, исчисляемую по оптовым ценам к суммарной стоимости полезных компонентов в исходном сырье, исчисленных по тем же ценам.

$K = (\sum W_{\text{тп}} * C) / (W_c * C)$, где W_{тп} - доля полезных компонентов, извлеченных в товарный продукт, W_c - доля полезных компонентов в сырье, C – оптовая цена. Чем ближе коэффициент к 1, тем выше рентабельность производства и ниже экологическая вредность.

Снижение зольности при флотационном обогащении буроугольной мелочи и вовлечение буроугольной мелочи в технологический цикл повышает коэффициент комплексности использования буроугольного сырья на 39,56 %.

Исследовались энергетические характеристики полученных брикетов. Высшая и низшая теплота сгорания рассчитываются соответственно по формулам Q_as = Q_ab - (94*S_at + α* Q_ab) и Q_ai = Q_as - 24,42*(8,94*Na + Wa), где Q_ab – теплота сгорания по калориметрической бомбе, S_at, Na - содержание серы и водорода, Wa- влажность на аналитическое состояние топлива, α=0,015. Проведена серия опытов по определению теплоты сгорания топливных брикетов различного трехкомпонентного состава, полученные результаты обрабатывались с применением методов математического моделирования. Получена следующая квадратичная зависимость между компонентным составом топливного брикета и высшей теплотой сгорания смеси, включающая как аддитивные, так и мультипликативные члены:

$Q_a^s = 71,28 + 0,46 * U - 5,03 * B - 1,178 * L - 0,0097 * U^2 + 0,178 * B^2 + 0,01167 * L^2 + 0,0013 * U * B * L$, где U, B, L – процентное массовое содержание угля, битума и лигнина в топливном брикете соответственно. Из уравнения следует, что повышение доли низкокалорийного лигнина в брикете его теплота сгорания снижается. Согласно экспериментальным данным, состав, обеспечивающий оптимальную теплоту сгорания (Q_a^s = 21,36 МДж/кг) и физико-механические свойства брикета (такие как устойчивость к истиранию, влагостойкость) – 75 % угля, 15% битума, 10% лигнина. Расхождение между расчетными и экспериментальными данными не превышает 8 %.

На основе технологических характеристик угольных проб разработана комплексная технология получения угольных брикетов с подбором технологического режима и оптимального компонентного состава брикетов, обеспечивающего необходимую прочность и низкое влагопоглощение брикетов. Получено уравнение, определяющее зависимость между компонентным составом брикета и его теплотворной способностью, удовлетвори-

тельная сходимость опытных данных и прогноза свидетельствует об адекватности математической модели. Таким образом, в ходе исследования обоснованы технологические решения по получению высококачественного кускового твердого топлива из бурогоугольного сырья и отходов производства Хабаровского края. В предложенной технологии обогащения и брикетирования бурогоугольного сырья в полной мере используется резерв в экономике минеральных ресурсов с применением вторичного сырья и побочной энергии. Важно отметить и то, что комплексное использование и бережное расходование бурогоугольного сырья при его добыче и переработке неразрывно связано с охраной окружающей природной среды.

Литература

1. Бычев, М.И., Конопов В.Н., Петрова Г.И. Перспективы создания брикетных производств в республике Саха (Якутия). – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1996. – 120 с.
2. Липатов Ю. Председатель Комитета Государственной Думы РФ по энергетике, [электронный источник]: <http://www.rusoil.ru/opinions/o08-09.html>
3. Садардинов И.В. Топливо – энергетический комплекс Дальнего Востока в системе ТЭК России. – М., 2006. – 351 с.
4. Петрова Г.И. Электрохимическая переработка углей. – Якутск: ЯФ СО РАН, 2001. – 168 с.
5. Угольная база России. Том V. Книга 1. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока (Хабаровский край, Амурская область, Приморский край, Еврейская АО). – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 1997. – 371 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ПРОПАНТОВ ИЗ ЕЛЕНИНСКОГО КАОЛИНА

А.А. Решетова, Е.П. Михалева, А. С. Скрипченко, Л.П. Говорова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На современном этапе развития отечественной нефтедобывающей отрасли достаточно острой становится проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти. Данное обстоятельство вызывает необходимость совершенствования технологии вскрытия продуктивных нефтегазовых пластов с низкой проницаемостью и широкого использования методов интенсификации работы скважины. В настоящее время все более актуальным становится применение горизонтального бурения и гидроразрыва пластов (ГРП). Необходимым материалом в технологии ГРП являются пропанты – гранулированные расклинивающие агенты с размером гранул 0,85–0,425 мм, используемые для заполнения и предотвращения смыкания трещин, образованных в результате гидроразрыва пласта с запасами нефти и газа. Для больших глубин залегания нефти и газа возникла необходимость в применении синтетических пропантов средней и высокой прочности.

Совокупность физико-механических и химических свойств пропантов в сильной степени влияет на эффективность проводимого гидроразрыва. Основное влияние на эти свойства оказывает состав шихты, из которой получают пропанты. В настоящее время в качестве пропантов используются такие материалы, как очищенный и просеянный кварцевый песок, гранулы из спеченных бокситов, гранулы из расплава глинозема, гранулы из песка на смолянистой связке, гранулы из спеченного каолина. Наиболее часто применяется керамический пропант из каолина, как легкий материал с достаточной прочностью, признанный как универсальный материал для использования в основной популяции газовых и нефтяных скважин [1].

Главной проблемой при разработке состава шихты для изготовления пропантов является наличие таких конкурирующих параметров, как требуемая высокая прочность при сохранении низких значений насыпной и кажущейся плотности гранулированного материала, а также снижение энергозатрат (снижение времени измельчения и уменьшение тонины помола сырьевых компонентов, снижение температур термоподготовки сырья и обжига гранулированного материала) при сохранении прочности готового продукта. Ранее было установлено, что основными критериями пригодности глин и каолинов для получения алюмосиликатных керамических пропантов являются следующие: содержание каолинита в глинистом сырье должно быть не менее 90 %, содержание свободного кварца – не более 5 %, содержание щелочных оксидов, ответственных за образование стеклофазы, в пределах 1,0 – 1,2 %, прочность при сжатии в спеченном состоянии – не менее 100 МПа [2].

Целью данной работы являлось исследование возможности получения алюмосиликатных пропантов из промышленно обогащенного каолина и исследование влияния температуры термообработки на эксплуатационные свойства получаемых пропантов. В России все ресурсы элювиальных каолинов, пригодных для производства посуды, сосредоточены на Урале и в Оренбургской области. В Челябинской области разведано пять месторождений каолина с запасами 36 млн т. Основная добыча каолина ведется на Кыштымском месторождении, месторождениях Журавлиный Лог и Еленинское.

В качестве исследуемого сырья в работе использовался обогащенный каолин Еленинского месторождения (Челябинская область, с. Еленинское).

По содержанию Al_2O_3 данный каолин относится к группе основного глинистого сырья со средним содержанием (до 2 мас. %) красящих оксидов (Fe_2O_3 и TiO_2) (табл.1).

Таблица 1

Химический состав исследуемого каолина

Содержание оксидов, мас. %								
SiO ₂	Al ₂ O ₃	TiO ₂	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{црк}
49,08	31,92	-	2,00	3,94	0,00	-	-	13,05

Рентгенографически установлено, что в состав данного каолина входят такие минералы, как каолинит, гидрослюда, кварц, а также наблюдается присутствие кальцита. Основываясь на данных химического и рентгенофазового анализов, расчетным способом было определено содержание каолинита в еленинском каолине, которое достигает 80%, свободного кварца до 13%, остальное приходится на примесные минералы. По данным, приведенным в [2], возможность получения пропантов надлежащего качества из данного каолина в исходном состоянии невысокая.

К настоящему времени достоверно доказано, что свойства глин определяются не только их минеральным составом, но и степенью кристалличности глинообразующих минералов, оцениваемой по величине индекса кристалличности каолинита по Хинкли, который определяется по степени разрешения рентгеновского триплета каолинита в области 18 - 24 градусов. В случае еленинского каолина индекс кристалличности по Хинкли равен 1,19, что свидетельствует о высокой степени упорядоченности кристаллической решетки слагающего его каолинита [3].

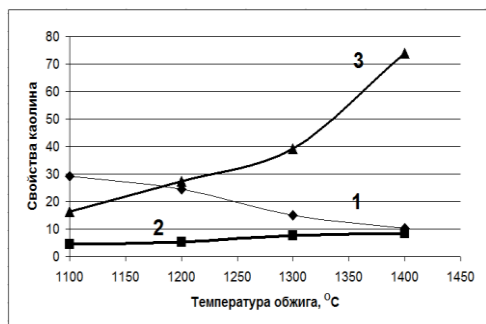


Рисунок 1. Кривые спекания еленинского каолина: 1 - водопоглощение, %; 2 - огневая усадка, %; 3 - механическая прочность на сжатие, МПа

Для характеристики поведения каолина при нагревании проводилось определение его спекаемости. Образцы изготавливались по пластичной технологии. Каолин увлажняли до формовочной влажности. Затем из полученной массы формовали образцы: кубики размером 25x25x25 мм и плиточки 50x50x10 мм. Сформованные образцы высушивались до постоянной массы и обжигались в интервале температур 1100-1400 °C с интервалом 100 °C с выдержкой при максимальной температуре 1 час. Полученные данные приведены на рис. 1.

Из приведенных данных видно, что процесс спекания исследуемого каолина начинается при температуре 1100 °C, о чем свидетельствует изменения значений контролируемых параметров, таких как огневая усадка и водопоглощение, механическая прочность. При повышении температуры обжига до 1400 °C значение водопоглощения снижается до 10 %, что свидетельствует о неполном спекании каолина,

следовательно, для интенсивного уплотнения образцов из каолина и его полного спекания необходимо повышать температуру обжига свыше 1400 °C.

Традиционная схема получения алюмосиликатных пропантов включает стадии брикетирования шихты, термообработки брикетов при температуре до 900 °C, помол продукта термообработки до размера частиц менее 10 мкм, гранулирование 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 %, промежуточный рассев гранул, спекающий обжиг при температуре до 1450 °C, окончательный рассев на товарные фракции пропантов.

По традиционной технологической схеме были получены пропанты из еленинского каолина, свойства которых приведены в табл.2. О качестве получаемых пропантов судят по величинам насыпной плотности и доли разрушенных гранул. Массовую долю разрушенных гранул определяют как отношение массы разрушенных гранул к массе навески, взятой для испытания. В соответствии с ГОСТ Р 51761-2005 для фракции 20/40 доля разрушенных гранул при определенном давлении не должна превышать 10%. По данным таблицы 2 из еленинского каолина при температуре термообработки 900 °C и температуре обжига 1450 °C не удалось получить пропанты необходимой прочности. Чтобы получить пропанты требуемой прочности, необходимо либо повысить температуру обжига гранул свыше 1450 °C, либо активировать процесс спекания каолина введением спекающих добавок.

Ранее было доказано влияние температуры предварительной подготовки каолина на процесс уплотнения и упрочнения гранулированного материала [4]. Поэтому в работе проводилось исследование влияния температуры предварительной термообработки еленинского каолина при 980 °C на эксплуатационные свойства пропантов.

Первоначально влияние температуры термообработки каолина изучалось на формованных образцах. Образцы формовались в виде цилиндров и таблеток при давлении 15 МПа и влажности 10% из каолина, прокаленного при температуре 900 и 980 °C, а также из исходного каолина. В качестве связующего использовался пластификатор «Полипласт СП - 1». Сформованные образцы обжигались при температуре 1450 °C, данные приведены в табл. 2.

Таблица 2

Влияние температуры термообработки еленинского каолина на свойства формованных образцов и гранулированного материала (пропантов), обожженных при температуре 1450 °С

Температура термоподготовки каолина, °С	Формованные образцы			Пропанты (фракция 20/40)	
	Водопоглощение, %	Огневая усадка, %	Мех. прочность, МПа	Насыпная плотность, г/см ³	Массовая доля разрушенных гранул, % (при 52 МПа)
0	7,57	11,87	112,71	-	-
900	8,77	14,85	104,50	1,433	21,90
980	3,04	16,77	134,42	1,520	13,20

Как видно из приведенных данных (табл. 2), применение прокалывания каолина при температуре 900 °С существенно не изменило величины водопоглощения и огневой усадки. Повышение температуры предварительной термоподготовки каолина до 980 °С приводит к снижению величины водопоглощения в 2,5 раза, огневой усадки в 1,2 раза и увеличению механической прочности изделий в 1,3 раза. Аналогичная зависимость наблюдается и на пропантах: при увеличении температуры предварительной термоподготовки каолина до 980 °С массовая доля разрушенных гранул уменьшилась в 2 раза, следовательно, прочность полученных пропантов при повышении температуры подготовки существенно увеличивается.

Таким образом, установлено, что при увеличении температуры предварительной термообработки каолина с 900 до 980 °С наблюдается резкая активация его спекания, что связано с образованием при данных температурах дефектной скрытокристаллической структуры муллита, которая обеспечивает повышенную активность системы в последующем спекающем обжиге гранулированного материала. Это позволяет получить из еленинского каолина легкие и прочные алюмосиликатные пропанты с насыпной плотностью до 1,54 г/см³.

Литература

1. Пат. № 2180397 РФ. Пропант. Можжерин В.А., Мигаль В.П., Саккулин В.Я. и др. Опубл. 03.10.2002, Бюл. № 51.
2. Вакалова Т.В., Погребенков В.М., Решетова А.А. Критерии выбора глинистого сырья для получения алюмосиликатных пропантов // Стекло и керамика. – 2009. - №9. – С. 10-14.
3. Августиник А. И. Керамика — Л.: Стройиздат, 1975. — 591 с.
4. Вакалова Т.В., Решетова А.А. Алюмосиликатные керамические пропанты на основе огнеупорного глинистого сырья // Новые огнеупоры, 2010. – № 4. – С. 45

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ХИМИЧЕСКОГО АКТИВИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА СПЕКАНИЯ ОБОГАЩЕННОГО КАОЛИНА

А.А. Решетова, А.С. Скрипченко, Е.П. Михалева, Л.П. Говорова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важным направлением расширения современных областей применения алюмосиликатных керамических материалов является использование их в качестве расклинивающих агентов (керамических пропантов) при добыче нефти и газа методом гидравлического разрыва пласта (ГРП). Гидравлический разрыв пласта представляет собой гидромеханический метод воздействия на продуктивный нефтегазоносный пласт, при котором в результате воздействия на пласт давления, создаваемого закачкой жидкости разрыва, порода разрывается по плоскостям минимальных напряжений. После разрыва пласта за счет продолжающейся закачки жидкости образовавшаяся трещина увеличивается в размерах, далее этой же жидкостью в трещину транспортируется пропант. Он удерживает трещину в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Главной задачей пропанта является обеспечение проводимости и поддержание тока флюидов в течение жизни скважины. Высокая проводимость для нефти и газа определяется химической стойкостью, сферичностью, легкостью, механической прочностью керамического пропанта [1].

Особенностью керамических алюмосиликатных пропантов на основе каолинов и огнеупорных глин является их относительно невысокая прочность, что обуславливает необходимость изыскания путей повышения прочности керамических материалов системы $Al_2O_3 - SiO_2$.

Практика использования алюмосиликатных пропантов свидетельствует о том, что основными причинами невысокой прочности являются наличие в них некоторого количества непрочных плавней и недостаточно плотная упаковка материала в гранулах. В данной работе для повышения механической прочности алюмосиликатных пропантов из обогащенного каолина проводились исследования по изысканию возможности, путей и способов регулирования процессов синтеза муллита и спекания алюмосиликатной керамики.

Целью данной работы являлось исследование возможности химического активирования процессов уплотнения и упрочнения обогащенного каолина месторождения «Журавлиный лог» для получения легких алюмосиликатных пропантов при температуре обжига, не превышающей 1450 °С.

Присутствие добавки изменяет условия реакции по сравнению с ее протеканием в смеси чистых реагентов и, естественно, оказывает влияние на реакцию (в частности на ее скорость) и свойства получаемого продукта. Это влияние в зависимости от свойств реагентов и примесей, добавок, а также от условий процесса может быть весьма разнообразным как по своему характеру и направлению, так и по интенсивности [2].

Анализ литературных данных свидетельствует о том, что наибольшим минерализующим действием на процесс спекания алюмосиликатной керамики обладает оксид магния [3]. В данной работе оксид MgO вводили в состав шихты в виде каустического магнезита в количестве от 2 до 40 мас. % в предварительно прокаленный при температуре 900 °С и измельченный журавлиноложский каолин. Предварительная термopодготовка каолина обусловлена необходимостью дегидратирования каолинового сырья в процессе получения алюмосиликатных пропантов. Тонкое измельчение термообработанного каолина проводилось в шаровой мельнице сухим способом до размера частиц менее 0,063 мм. Образцы в виде таблеток и цилиндров формовались методом полусухого прессования под давлением 15 МПа.

Химическое активирование процесса спекания композиций каолина с добавками MgO проводилось в температурном интервале 1300 – 1400 °С с интервалом 50 °С с выдержкой при максимальной температуре в течение 1 часа. Характер спекания исследуемого каолина изучался по степени уплотнения и упрочнения образцов (рис.1).

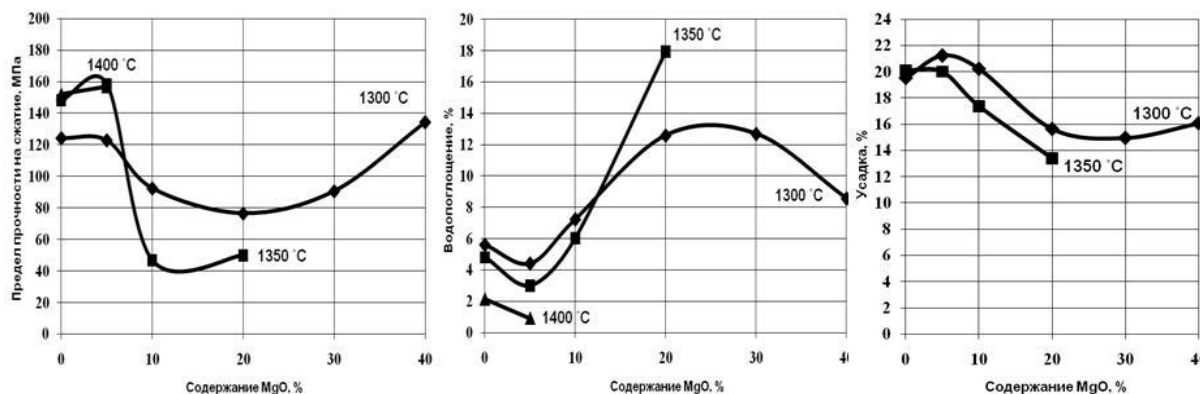


Рис. 1 Зависимость физико-механических свойств обожженных изделий от содержания MgO в шихте

Установлено, что при введении добавки оксида MgO в состав композиций на рентгеновских дифрактограммах наблюдается появление новых кристаллических фаз (рис. 2), причем вид и содержание кристаллических фаз зависит от количества вводимого оксида.

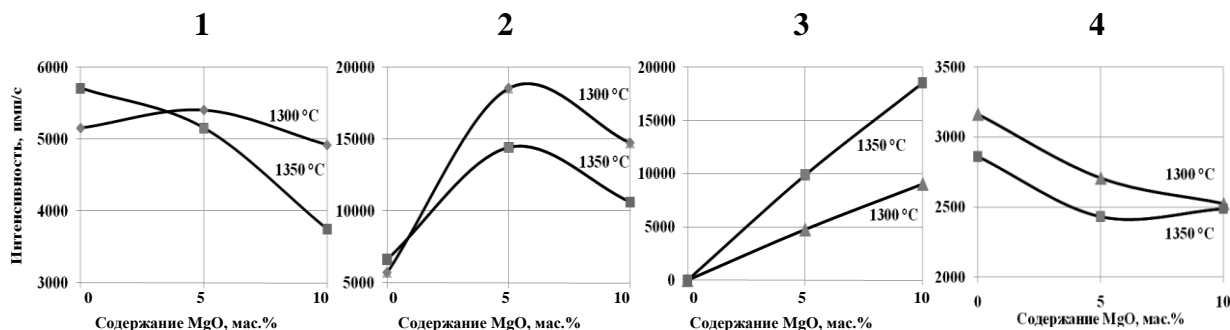
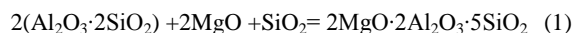


Рис. 2 Влияние добавки MgO на процесс фазообразования при обжиге обогащенного каолина: 1 – интенсивность рефлексов муллита; 2 – кристобалита; 3 – кордиерита; 4 – кварца.

Так, при содержании оксида MgO в композициях до 10 мас. % наблюдается образование кордиерита по реакции 1, количество которого увеличивается как с увеличением содержания MgO в составе композиций, так и с увеличением температуры обжига образцов с 1300 до 1350 °С, о чем свидетельствует появление и увеличение интенсивности рентгеновских рефлексов с межплоскостными расстояниями $d_{hkl} = 0,85; 0,845; 0,491; 0,338$ нм и др.



Одновременно с этим наблюдается некоторое снижение интенсивности рентгеновских рефлексов муллита, кристобалита и остаточного кварца.

Таким образом, проведенные исследования позволили определить с оптимальными условиями проведения процесса активации процесса спекания каолина.

Отобранные составы были опробованы в технологии получения пропантов. Пропанты были получены по традиционной технологической схеме, включающей следующие технологические стадии: дегидратации сырья при температуре не более 900 °С, смешение спекающей добавки, гранулирование, предварительный рассев, обжиг при оптимальной температуре. На полученных обожженных гранулах, представляющих собой пропанты, определяли прочность на сжатие при давлении 52 МПа, насыпную массу, сферичность и округлость. Прочность

пропантов оценивали по доле разрушенных гранул при давлении 52 МПа. Свойства полученных пропантов приведены в табл.

Таблица

Свойства пропантов фракцией 20/40 из обогащенного каолина в зависимости от содержания оксида MgO

Количество MgO, %	Температура обжига, %				Доля разрушенных гранул по ГОСТ, %, не более	Сферичность и округлость полученных пропантов
	1400		1500			
	насыпная плотность, г/см ³	доля разруш. гранул, %	насыпная плотность, г/см ³	доля разруш. гранул, %		
0	-	-	1,45	6,3	10	0,8 - 0,9
3	1,575	21,4	-	-	10	0,8 - 0,9
5	1,467	21,6	-	-	10	0,8 - 0,9

Как видно из приведенной таблицы из каолина без добавок возможно получить при температуре 1500 °С пропанты, способные выдерживать давление до 52 МПа.

Введение добавок каустического магнетита в количестве 3 и 5 мас. % не обеспечивает достижения при температуре обжига 1400 °С необходимой прочности пропантов, что скорее всего связано с недостаточной плотностью упаковки материала на стадии гранулирования, что требует необходимости отработки режимов гранулирования, например, подбора эффективных связующих компонентов.

Таким образом, оптимальное содержание добавки MgO, вводимого в виде каустического магнетита составляет не более 5 мас.% при температуре обжига 1400 °С, данные композиции были опробованы в технологии получения алюмосиликатных пропантов.

Литература

1. Рябоконт Т.В. Технологические жидкости для закачивания и ремонта скважин. – Краснодар: Нефтегазбурсервис, 2009. – 42с.
2. Стрелов К.К. Теоретические основы технологии огнеупорных материалов. – М.: Металлургия, 1985. – 480 с.
3. Левандовская, Н.Ф., Черняк Л.П., Балкевич В.Л. Влияние минерализатора на спекание и свойства глин // Стекло и керамика. – 1988. – № 5. – С. 15 – 16.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ AL₂O₃ НА ВЫХОД МУЛЛИТА ПРИ ПРОКАЛИВАНИИ ОСТАТКА ХЛОРАММОНИЙНОЙ ОБРАБОТКИ БОКСИТА

А.В. Рыбаков, А.А. Решетова

Научный руководитель ассистент В.А. Борисов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Производство муллитсодержащих огнеупоров играет важнейшую роль для металлургической промышленности. Керамика на основе муллита обладает значительной коррозионной стойкостью в кислородосодержащих средах, в которых ведется обжиг руд и доменные процессы. Существуют различные способы получения муллита. Одним из основных способов получения является высокотемпературный обжиг боксита или каолинита. Качество исходного сырья сильно влияет на качество полученных огнеупоров: примеси снижают огнеупорность, в конечном продукте остаются не прореагировавшие Al₂O₃ и SiO₂.

К современным способам получения относятся пламенное распыление, кристаллизация из газовой фазы, синтез муллита из расплава, электроплавление [1]. Первые два способа предполагают использование в качестве сырья чистые оксиды кремния и алюминия, следовательно являются наиболее затратными, но так же и безотходными. Для остальных способов в качестве сырья используют боксит, каолинит, пирофиллит, кварцевый песок. Но если в качестве сырья брать высокожелезистую руду то получится низкокачественный продукт, так как железо снижает огнеупорность [2].

В работе [3] было проведено сравнение двух образцов боксита, после прокаливания при 1350-1400 °С. Один образец был предварительно подвергнут хлораммонийной обработке. Было установлено, что удаление железа и муллитобразование улучшается после хлораммонийной обработки. После спекания обработанного боксита при 1350-1400 °С в образце остается 14 % SiO₂ и 11 % стеклофазы. Содержание муллита составило 72-75%. В образце, изготовленном из необработанного боксита, содержание муллита составило 39%. Оксид алюминия расходуется на муллитобразование. Так как муллит состоит из оксида алюминия и кремния, то необходимо было проверить как оставшийся после спекания оксид кремния будет связываться с добавленным оксидом алюминия.

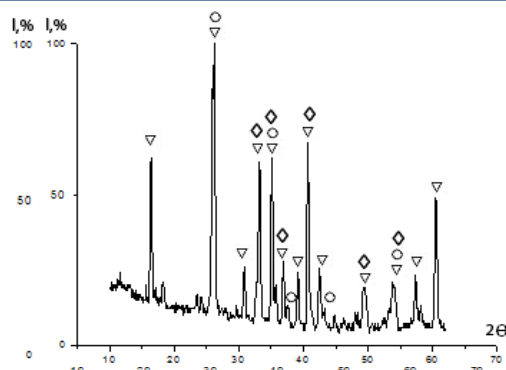


Рис.1 Дифрактограмма смеси боксита с оксидом алюминия после хлораммонийной обработки при 700 °С, и затем прокаленной при 1400 °С ▽-муллит, ○-корунд, ◇- Fe₂O₃

Целью данной работы явилось исследование влияния добавки Al₂O₃ на выход муллита при прокаливании остатка хлораммонийной обработки боксита. Оксид алюминия было добавлено из расчета на то, что он полностью прореагирует с оксидом кремния.

Для исследования в данной работе были синтезированы 3 образца. Первый синтезировали из смеси боксита с оксидом алюминия после хлораммонийной обработки при 700 °С. Это позволило определить как влияет добавка оксида алюминия на стадии хлораммонийной обработки. Второй синтезировали из смеси боксита после хлораммонийной обработки при 700 °С, с последующим добавлением оксида алюминия. Это позволило определить как влияет добавка оксида алюминия на стадии прокаливания. Третий синтезировали из смеси боксита с оксидом алюминия, и дальнейших двух последовательных хлораммонийных обработок при 700 °С. Это позволило определить как влияет добавка оксида алюминия в течении двух последовательных хлораммонийных обработок. Полученные образцы были исследованы методом рентгенофазового анализа.

На всех дифрактограммах наблюдаются практически одинаковые графики: муллит является основной фазой. Корунд и кварц не полностью реагируют, так как присутствуют их пики. Также в образцах содержится, не удаленный до конца после хлораммонийной обработки, гематит. Иллит в образце не присутствует, так как произошло его разложение при 1400 °С. На второй дифрактограмме пик, принадлежащий муллиту, при угле 16,40° существенно меньше, чем в первом и третьем образцах. Остальные пики практически совпадают по интенсивности с пиками на первой дифрактограмме. Содержание муллита в первом образце около 40%, во втором 26%. На третьей дифрактограмме интенсивности пиков, принадлежащих только корунду, при углах 37,62° и 52,50° больше чем на первой и второй дифрактограммах. Тем не менее на дифрактограмме третьего образца пик, характеризующий муллит больше, чем на дифрактограммах первых двух образцов, содержание муллита – 41%.

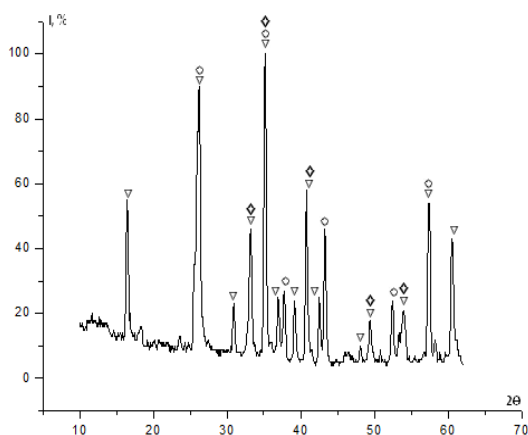


Рис.2 Дифрактограмма смеси боксита после хлораммонийной обработки при 700 °С, с последующим добавлением оксида алюминия, и затем прокаленной при 1400 °С ▽-муллит, ○-корунд, ◇- Fe₂O₃

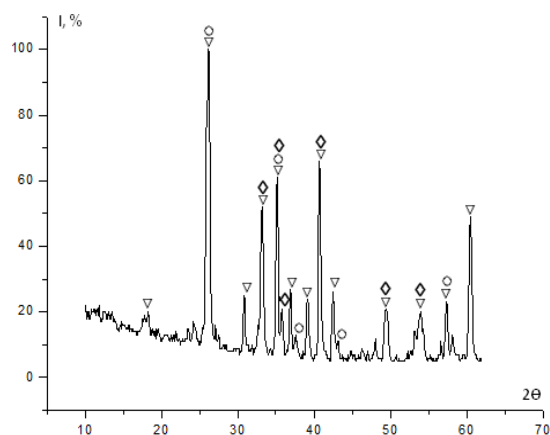


Рис.3 Дифрактограмма смеси боксита с оксидом алюминия после двух последовательных хлораммонийных обработок при 700 °С и прокаливания при 1400 °С ▽-муллит, ○-корунд, ◇- Fe₂O₃

Таким образом существует разница в полученных образцах от того когда мы вводим оксид алюминия в образец, и от предварительной термической обработки. При определенном порядке этих действий можно получить образец с относительно малым содержанием муллита. Это можно увидеть на второй дифрактограмме. В первом и третьем образцах относительное содержание муллита так же получилось меньше чем без добавки оксида алюминия. Так как без добавки в остаток после хлораммонийной обработки боксита и прокалке при 1400 °С мы получаем 75% муллита в образце. А с добавкой – около 40% примерно столько же, сколько в боксите, прокаленном при 1400 °С. Из этого можно сделать заключение, что оксид алюминия остается в образцах в свободном виде, так и не прореагировав с кварцем.

Литература

1. <http://www.himi.oglib.ru/bgl/8689/183.html>
2. Решетова А.А. Керамические пропанты на основе природного алюмосиликатного сырья: Автореферат Дис. ... канд. тех. наук. – Томск, 2009. – 22 с.
3. Борисов В.А., Вакалова Т.В., Крайденко Р.И., Решетова А.А. Определение обогащаемости высокожелезистого боксита хлораммонийным способом // Проблема геологии и освоения недр: Труды XIV Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2010, С. 441 – 443.

КРИТЕРИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ МИНЕРАЛОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРАМИЧЕСКИХ ПИГМЕНТОВ

М.Б. Седельникова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одной из главных проблем современного общества является рациональное использование сырьевых запасов, создание безотходных производств. Для перехода на более экономичные технологии требуются новые решения при выборе сырьевых материалов

Керамические пигменты – это широко используемые в керамическом производстве окрашенные кристаллические материалы, устойчивые к высоким температурам и агрессивному воздействию глазурей и флюсов. Традиционная технология получения керамических пигментов требует больших энергозатрат и применения дорогостоящего сырья. Необходимы новые подходы и технологические решения, такие, как получение керамических пигментов с использованием природного сырья и техногенных отходов, основанное на синтезе кристаллических структур с применением этих материалов и внедрении ионов-хромофоров в кристаллические структуры. При этом температура обжига пигментов снижается на 200-400 °С, существенно сокращаются затраты на производство керамических пигментов [1].

К сырьевым материалам, применяемым для получения керамических пигментов, предъявляются высокие требования. В данной работе предлагается использовать следующие критерии при выборе природных минералов в качестве сырьевых материалов для получения керамических пигментов:

- подходящий химический состав (наличие структурообразующих оксидов), постоянство химического состава;

- чистота (отсутствие окрашивающих примесей);

- вместимость структуры (способность к изоморфным замещениям на ионы-хромофоры);

- огнеупорность.

Одним из главных критериев является низкое содержание в природном минерале красящих примесей. Очевидно, что высокая степень белизны используемого материала способствует получению пигментов с лучшими цветовыми свойствами. Целесообразно установить количественные пределы влияния окрашивающих оксидов на белизну исходных минералов и на цветность пигментов.

С помощью спектрофотометра Cary 100 Scan оценивали колористические характеристики исходных минералов в системе CIE L*a*b*, определяя светлоту (белизну) L по шкале от 0 (чёрный) до 100 (белый), значения цветности a – на оси от зелёной (–a) до красной (+a), b – на оси от голубой (–b) до жёлтой (+b) (табл.) [2].

Анализ зависимости светлоты L и желтизны b от содержания красящих оксидов железа и титана, показал, что точка, соответствующая содержанию красящих оксидов 0.5 мас.%, является пограничной, характеризующей их предельно допустимое содержание в природных минералах.

Для уточнения полученных данных исследовали модельные составы, в которых к диопсиду Слюдянского месторождения добавляли оксид железа в количестве 0.1 – 0.8 мас.%. Для модельных составов определяли координаты цветности в системе X, Y, Z и по цветовому треугольнику нашли точки цветностей. Точки, соответствующие составам № 1 и 2 и содержанию Fe₂O₃ до 0.2 мас.% совпадают с точкой белого цвета. Точки составов № 3, 4, 5 (содержание Fe₂O₃ до 0.5 мас.%) немного сдвигаются в область оранжево-красного спектра, но для них ещё сложно определить доминирующую длину волны. Модельные составы № 6, 7, 8 (содержание Fe₂O₃ до 0.8 мас.%) имеют определяемые значения длины волны (590-596 нм) и чистоты тона (14-24 %). Следовательно, для модельных составов пограничной также является точка, соответствующая содержанию Fe₂O₃ 0.5 мас.%

Влияние окрашивающих примесей на цветовые свойства пигментов исследовали на примере волластонита Слюдянского месторождения (Σ Fe₂O₃+TiO₂=0.0 мас.%) и Синюхинского месторождения (Σ Fe₂O₃+TiO₂=1.56 мас.%). Исследовали также составы пигментов на основе модельных смесей двух волластонитов – слюдянского и синюхинского, составленных таким образом, чтобы содержание красящих оксидов в смесях

соответствовало 0.5 мас.% (смесь № 1) и 0.8 мас.% (смесь № 2). В зависимости от хромофора присутствующие в минерале красящие оксиды влияют на изменение оттенка пигмента. В случае никельсодержащих, хромсодержащих пигментов меняется доминирующая длина волны. Особенно негативно примеси сказываются на цветовых свойствах кобальтсодержащих пигментов. Пигменты с 5%-ным содержанием CoO имеют в случае синюхинского волластонита вместо светло-синей серую окраску.

Таблица

Содержание красящих оксидов в минералах и координаты цвета, определённые для минералов в системе CIE L*a*b*

Обозначение	Минерал	Fe ₂ O ₃ , мас.%	TiO ₂ , мас.%	Координаты цвета в системе CIE L*a*b*		
				L* светлота	a* З-К	b* Г-Ж
ВСл	Волластонит слюдянский	-	-	100	0	0
Т	Тальк алгуйский	0.06	сл.	99	-1	2
Д	Диопсид слюдянский	0.09	0.10	99	0	1
Топ	Топазовый концентрат (70%)	0.33	0.16	98	-1	6
Ц	Цеолит холинский	0.51	-	97	0	6
К	Каолин просяновский	0.72	0.47	93	5	10
ВСин	Волластонит синюхинский	1.56	-	90	1	16
Трем	Тремолит алгуйский	1.78	-	88	-1	11

В результате экспериментов установили, что цвет и длина волны пигментов на основе смеси № 1 почти не отличаются от соответствующих характеристик пигментов на основе одного слюдянского волластонита. Для пигментов на основе смеси № 2 уже наблюдается отличие цветовых характеристик.

В представленной работе также исследовали количественные пределы изоморфных замещений, происходящих в структуре природных минералов при внедрении в них ионов-хромофоров в процессе синтеза керамических пигментов. На данном этапе объектами исследования были выбраны природные минералы, структуры которых при нагревании до оптимальной температуры синтеза пигментов не претерпевают перестройки: волластонит, диопсид, цеолит.

Для определения пределов растворимости ионов-хромофоров в структурах природных минералов пигменты исследовали с помощью рентгенофазового анализа (дифрактометр ДРОН-3М), ИК-спектроскопии (ИК-Фурье спектрометр Nicolet 5700 – научно-аналитический центр ТПУ).

Анализ рентгенограмм позволяет сделать вывод о том, что для волластонитовых и диопсидовых кобальтсодержащих пигментов интенсивность рефлексов CoO, практически не изменяется по сравнению с интенсивностью аналогичных рефлексов на дифрактограммах исходных минералов. Для цеолитовых пигментов наблюдается некоторое повышение интенсивности дифракционного максимума $d=0,245$ нм при увеличении содержания CoO. Для хромсодержащих пигментов наблюдается увеличение интенсивности дифракционных максимумов оксида хрома при повышении его концентрации в пигментах.

Для уточнения количественных пределов встраивания хромофоров в структуру минералов исследовали модельные составы – механические смеси диопсида, прокалённого при температуре 1200 °С с оксидами CoO и Cr₂O₃. Количество каждого оксида в пробе варьировалась от 5 до 15 мас. %. Анализ рентгенограмм показывает, что уже при содержании оксида-хромофора в смеси 5 мас. % интенсивность характерных для него рефлексов значительно выше, чем в пигменте с такой же концентрацией хромофора, полученном в результате твердофазного синтеза. Лишь для волластонитовых хромсодержащих пигментов наблюдается похожая зависимость, как и для смеси диопсида с оксидом хрома, что свидетельствует о трудном встраивании ионов Cr³⁺ в структуру волластонита. Фазовый состав хромсодержащих пигментов представлен основным минералом и оксидом хрома в свободном виде. Введение хрома в волластонитовую структуру в количестве более 5 мас. % вызывает резкое снижение интенсивности волластонитовых пиков [3].

Результаты рентгенофазового анализа подтверждаются данными ИК-спектроскопии. Появление новых полос поглощения в областях 843...839, 625...630 см⁻¹ у волластонитовых пигментов свидетельствует об образовании новых связей в цепочках тетраэдров. Свидетельством образования новых связей М-О являются новые полосы поглощения 502...509, 453...459 см⁻¹. Наибольший интерес в спектрах поглощения метасиликатов представляет область 750...550 см⁻¹. Число частот в этой области позволяет судить о числе тетраэдров в периоде повторяемости цепочки [4]. В волластонитовой цепочке период повторяемости три тетраэдра, в пироксеновой цепочке – два тетраэдра. Появление четвёртой полосы поглощения в области 625...630 см⁻¹ у кобальтсодержащих волластонитовых пигментов связано с увеличением числа тетраэдров в периоде повторяемости волластонитовой цепочки.

В спектрах кобальтсодержащих диопсидовых пигментов наблюдается смещение полосы поглощения 1159,7 см⁻¹ в более длинноволновую область, исчезновение максимумов 859,9 и 780,1 см⁻¹, возникновение новых полос поглощения в области 881...883 см⁻¹, связанных с искажением и перестройкой в структуре [SiO₄].

Сравнивая спектры поглощения волластонитовых и диопсидовых образцов можно сделать вывод, что на спектрах поглощения диопсидовых пигментов не наблюдается больших изменений в области 600...800 см⁻¹, характеризующей колебания в цепочках. Возможно, деформационные изменения в структуре волластонита свя-

заны с тем, что процесс встраивания хромофоров происходит частично за счёт замещения ионов кальция, частично – за счёт внедрения в междоузлия в области кремнекислородного мотива.

Таким образом, в результате проведённых экспериментов установили, что граница допустимого количества красящих оксидов в исходных сырьевых материалах – до 0.5 мас.%. При превышении данного количества искажается цвет пигментов, меняется доминирующая длина волны. Минералы, загрязнённые красящими примесями, целесообразно использовать в комбинации с более чистыми материалами, или для получения пигментов коричнево-чёрной гаммы.

Были установлены количественные пределы встраивания ионов-хромофоров в структуру минералов. Введение 5...10 мас. % хромофоров (в пересчёте на оксид) в сформированную кристаллическую структуру не вызывает значительных искажений вмещающей кристаллической решётки. Минимальный предел встраивания трёхзарядных катионов для волластонитовой структуры - не более 5 мас. %. При повышении концентрации хромофоров свыше 10 мас. % происходит искажение и разупорядочение исходной кристаллической структуры волластонита, либо выделение хромофоров в свободной форме в виде оксидов.

Литература

1. Pogrebenkov V.M., Sedelnikova M.B. Ceramic pigments based on natural minerals//J. Glass and Ceramics.59 (2002), pp.396-399.
2. Платов Ю.Т., Платова Р.А., Сорокин Д.А. Оценка белизны фарфора//Стекло и керамика. – 2008. – №8. – С. 23 – 27.
3. Ковба Л.М., Трунов В.К. Рентгенофазовый анализ. – М.: Изд-во МГУ, 1976. – 185 с.
4. Плюснина И.И. Инфракрасные спектры минералов. – М.: Изд-во МГУ, 1977. – 176 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ И ПРОБЛЕМЫ СВЯЗАННЫЕ С ОТХОДАМИ В БЕЛАРУСИ

Я.А. Скачинский

Научный руководитель старший преподаватель О.К. Абрамович

Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины, г. Гомель, Беларусь

В недрах Беларуси выявлено более 10000 месторождений полезных ископаемых. Разработка месторождений изменяет природные режимы подземных вод, воздействует на атмосферу (пылевая, аэрозольная и газовая загрязненность) и биосферу земли (снятие природного слоя, уничтожение растительности, изгнание животных и др.). Степень такого влияния во многом зависит от способа разработки месторождений и объемов добычи полезных ископаемых. Одним из самых интенсивных источников техногенного воздействия на окружающую среду является горнодобывающая промышленность.

В современных условиях недр Беларуси следует рассматривать не только как природное хранилище минерально-сырьевых ресурсов, но и как естественное пространство для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых (метро, подземные газохранилища), захоронения отходов, сброса загрязненных сточных вод и др.

Разведанные в настоящее время запасы минерально-сырьевых ресурсов позволяют полностью обеспечивать республику калийными удобрениями, сырьем для цемента и других вяжущих, доломитом, многими видами глинистого сырья, строительными и формовочными песками, песчано-гравийными материалами для дорожного строительства и строительной индустрии, торфом, сапропелем, поваренной солью, пресными и минеральными подземными водами.

Государственным балансом запасов полезных ископаемых учтено 10436 месторождений, из них: нефти — 68, торфа — 9192, угля — 2, сапропеля — 85, калийных солей — 3, поваренной соли — 3, стройматериалов и прочего нерудного сырья — 626, пресных подземных вод — 256, минеральных вод — 201 месторождение².

В разработке находилось 493 месторождения, из них: нефти — 42, торфа—46, сапропеля — 5, калийных солей — 1, поваренной соли — 1, стройматериалов и прочих видов нерудного сырья — 150, пресных подземных вод — 153, минеральных вод — 95.

Исходя из горно-геологических условий залегания полезных ископаемых, в Беларуси применяется скважинный, карьерный и шахтный способы разработки месторождений. Посредством буровых скважин производится разработка месторождений пресных и минеральных подземных вод, поваренной соли (методом подземного растворения) и нефти.

Пробурено более 34700 скважин глубиной свыше 20 м для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения, 240 скважин на минеральные воды, 12 специализированных рассолодобывающих скважин (на Мозырском месторождении поваренной соли) и более 2000 глубоких скважин на нефть, в том числе 7 скважин глубиной свыше 5000 м. Самая глубокая нефтяная скважина (5420 м) находится в Светлогорском районе на Восточно-Бабичской площади.

В процессе эксплуатации месторождений нефти загрязнено в различной степени более 600 га земель. Источниками загрязнения, помимо загрязнения нефтепродуктами, являются отработанные буровые растворы и

² Данные предоставлены статуправлением

шламы, сточные воды, определенные количества которых, даже при соблюдении природоохранных мероприятий, попадают в местную гидросеть.

В последние годы с целью сокращения площадей такого рода загрязнений все шире применяется безамбарные системы очистки буровых растворов при нефтяном бурении, начато строительство подземного хранилища отработанных буровых шламов.

Значительно увеличилось за четыре последних года количество ликвидируемых, согласно санитарно-техническим нормам, неработающих артезианских скважин. С целью исключения негативного воздействия через заброшенные скважины подземных водоносных горизонтов практически завершена их инвентаризация на территории республики.

Карьерный способ разработки является наиболее распространенным в Беларуси. Количество карьеров, зарегистрированных за последние 15 лет только по разработке месторождений строительных материалов и торфа превышает 1000 штук, из них рекультивированных, законсервированных и заброшенных 500-600 штук. Карьерные разработки активно действуют на атмосферу. В результате взрывов при горных работах поступают в окружающую среду разнообразные газы, пыль, аэрозоли. Карьерные разработки приводят к вскрытию водоносных горизонтов, располагающихся до глубины отработки полезного ископаемого, что в свою очередь приводит к снижению напоров водоносных горизонтов, проникновению в более высокие горизонты пресных подземных вод минеральных вод из более глубоких горизонтов и наоборот.

Особенно негативное влияние на окружающую среду оказывает добыча торфа. Площадь трансформированных земель в результате его добычи составляет более 300 тыс.га. Они переданы в основном сельскому и лесному хозяйству, на площади около 9 тыс.га созданы водохранилища. Однако значительная их часть (около 30%) находится в осушенном состоянии и продолжает дестабилизировать биосферные процессы. Проблема научно обоснованного использования выработанных торфяных месторождений в полном объеме пока не решена, хотя в последние годы наметилась устойчивая тенденция их экологической реабилитации. Наиболее перспективно использовать выработанные торфяные месторождения, деградированные и неэффективно используемые торфяные почвы под повторное заболачивание. При этом повышается уровень грунтовых вод, снижается пожароопасность, восстанавливаются места обитания уникальных видов животных, возобновляется процесс образования и накопления торфа. Реабилитация обеспечивает возобновление не только болото- и торфообразовательных процессов, но также и всех биосферных функций болот. Восстановление болот путем повторного заболачивания выработанных торфяных месторождений в последние годы проведено на общей площади около 20 тыс.га, что явно недостаточно. Но даже при современных темпах экологической реабилитации к 2020 году общая площадь болот увеличится на 50 тыс.га.

В стадии завершения находится разработка мероприятий по снижению минерализации карьерных вод на месторождении строительного камня Микашевичи. В работе принимают участие РУП "Гранит", РУП "Белгеология" и ОАО "Белгорхимпром".

Значительные площади нарушенных земель на территории республики связаны с открытой разработкой строительных материалов. Следует отметить, что ряд горнодобывающих предприятий (ОАО "Красносельскстройматериалы", ОАО "Нерудпром") в настоящее время активно совершенствуют технологии горных работ, проводят полноценный комплекс экологических мероприятий.

Подземный (шахтный) метод разработки применяется на Старобинском месторождении калийных солей, где работают 5 рудников. Максимальная глубина разработки (900 м) достигнута на шахтном поле четвертого рудника. Принятая система разработки калийных солей значительно трансформировала ландшафты Солигорского промышленного района. Наблюдаются просадки земной поверхности, деформация пород над горными выработками и под солеотвалами, проявляется техногенный соляной карст, отмечается повышенная сейсмическая активность, обусловленная обрушением старых выработок.

Действующая стратегия форсированного наращивания мощностей производства калийных удобрений и интенсификация подземных горно-выработочных работ привела к тому, что на поверхности земли к настоящему времени накопилось порядка 700 млн.т твердых галитовых отходов в 4-х солеотвалах высотой до 110-120 м и на площади свыше 5 км² и более 65 млн. т глинисто-солевых шламов в шламохранилищах на площади свыше 7 км². В различной степени негативное влияние горных работ в этом районе сказалось на площади порядка 120-130 км².

С целью снижения последствий воздействия горнодобывающей промышленности на природную среду, восстановления природного и хозяйственного потенциала нарушенных земель, осуществляется комплекс природоохранных мероприятий. Так, концерном "Белнефтехим" разработана и внедрена технология рационального размещения отходов обогащения калийных руд. Разработанные технологии значительно снижают нагрузку на окружающую среду за счет минимизации использования земель для складирования отходов.

В рамках реализации Государственной комплексной программы неотложных мер охраны окружающей среды Солигорского промышленного района РУП "Беларуськалий" внедрил селективную выемку руды с закладкой отходами вырабатываемого пространства. Такое многоцелевое природоохранное мероприятие уменьшает площади под солеотвалами, укрывает отходы от атмосферного воздействия, предотвращает засоление почв и грунтовых вод, снижает величину оседания земной поверхности, заболачивание и затопление земельных угодий, предохраняет рудники от затопления.

Основная доля в общем объеме образования отходов производства приходится на крупнотоннажные отходы и составляет 24,7 млн.т, или 78,9%, в том числе: галитовые отходы и шламы галитовые глинисто-солевые — 77,2%; фосфогипс — 1,3%; лигнин — 0,4%. Объем образования остальных отходов производства составил 6,6 млн.т., из них 154,2 тыс.т — отходы 1-3 классов опасности.

Во исполнение требований Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях в настоящее время в республике проводится переупаковка накопленных непригодных средств ухода за растениями и ядохимикатов, а также инвентаризация оборудования, содержащего ПХБ, и отходов ПХБ. Основная цель этих мероприятий — обеспечение экологически безопасного хранения отходов, относящихся к стойким органическим загрязнителям, до выбора технологий их обезвреживания.

Следует отметить очень низкий уровень использования фосфогипса — 1%, галитовых отходов — 4,7%. Шламы галитовые глинисто-солевые не используются вообще. Данные отходы практически полностью удаляются на объекты размещения. Объем их накопления составил 778,7 млн.т, или 98,8% от общего объема накопления отходов по республике. Площадь земель под объектами хранения крупнотоннажных отходов в настоящее время превышает 1626 га.

Общая площадь земель, занятых под ведомственными объектами размещения промышленных отходов, составляет около 2275 га. За последние 7-10 лет ежегодно изымается в среднем до 25,5 га земли для создания объектов размещения промышленных отходов, причем основная доля земельных отводов (примерно 21 га в год) приходится под размещение отходов калийной промышленности и около 3 га — под отвалы фосфогипса.

Наряду с отходами производства образуются твердые коммунальные отходы (ТКО).. Объем образования коммунальных отходов за рассматриваемый период увеличился на 30%, главным образом, за счет роста объемов упаковочных материалов.

Образующиеся в Республике Беларусь ТКО имеют следующий усредненный морфологический состав, в %: бумага, картон — 28, пищевые отходы — 27, стекло — 13, полимеры — 10, текстиль — 7, металлы — 7, кожа, резина — 1, дерево — 1, кость — 1, камни — 1, отсев — 3, прочие — 1. Морфологический состав ТКО свидетельствует о том, что они являются значительным источником вторичного сырья.

В республике имеется 4 действующих сортировочных комплекса (в Пинске, Пуховичах, Несвиже и Клецке), проводится дальнейшая работа по созданию 84 станций сортировки отходов.

ПОЛУЧЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ИЗ ТЕХНОГЕННОГО И ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

Ю.Н. Старикова

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Анализ современных тенденций в мировой практике строительства показывает, что при проектировании и возведении зданий в регионах с умеренным типом климата специалисты будут стремиться к тому, чтобы расход энергии на отопление здания был минимальным.

Основной путь снижения энергозатрат на отопление зданий лежит в повышении термического сопротивления ограждающих конструкций с помощью теплоизоляционных материалов. Все теплоизоляционные материалы по характеру структуры можно разделить на три группы: материалы с жесткой, ячеистой структурой, материалы с зернистой, несвязанной структурой и материалы с волокнистой структурой [1].

В настоящее время пеностекло является одним из прогрессивных теплоизоляционных материалов, отвечающим всем современным требованиям. Это материал с замкнутой ячеистой структурой, представляющий собой застывшую стеклянную пену с размером полиэдрических и округлых ячеек 0,5-3 мм. Пеностекло получают при термическом нагреве до температур 750-850 °С тонкомолотой шихты, состоящей из стекла и газообразователя. Однако, несмотря на ряд преимуществ, пеностекло по-прежнему остается дорогостоящим материалом.

Цель данной работы заключалась в получение нового теплоизоляционного материала с высокими эксплуатационными характеристиками похожими на свойства пеностекла из природного и техногенного сырья.

Для получения такого материала были использованы кремнеземсодержащие породы (трепел, опока, диатомит и др.). Такие породы практически не вспучиваются, а температура их плавления достаточно высока. Однако в смеси со щелочью и водой они образуют силикатные массы, в которых при нагревании до 400 – 600 °С в формах с замкнутым объемом происходит процесс вспучивания и в результате чего образуется изделие с жесткой пористой структурой. Вспученная масса после охлаждения дает пористый неорганический материал – пеносиликат [2].

Исследования проводились с использованием кремнеземистой породы Зикеевского месторождения Калужской области, химический состав которой представлен в табл.

Таблица

Химический состав кремнеземистой породы, %

SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O+K ₂ O	Fe ₂ O ₃ +FeO	TiO ₂	Ост.
80-83	4-5	1-2	0,3-0,9	0,6-2	2-3,5	0,2-0,3	3,3-12

Куски породы размером менее 10 см высушивались до постоянной массы при 100 °С и размалывались в порошок с размером частиц менее 0,63 мм. Щелочной добавкой служил порошок NaOH. Смесь с соотношением порода:NaOH, равным 2,7:1, перемешивалась вручную в сферической чаше с добавлением воды в течение 15 минут до вязкого состояния. Затем проводилась сушка при 100 °С и после этого образцы подвергались обжигу в открытых металлических формах при температурах 300 °С и 400 °С.

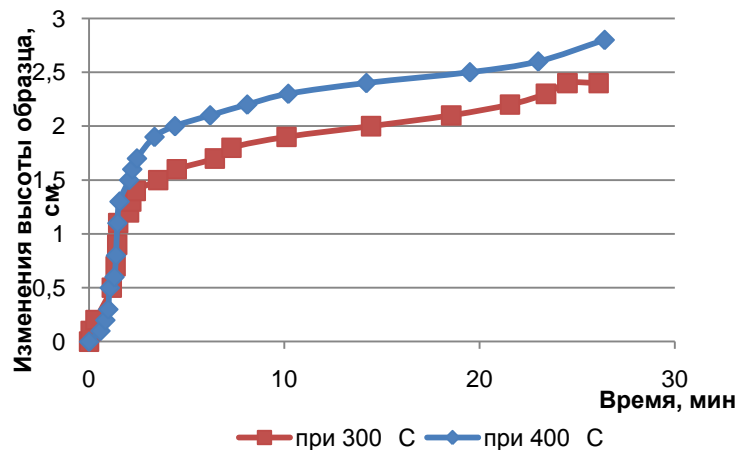


Рис. Зависимость изменения высоты образца от времени при термообработке

Из рис. следует, что в результате процесса вспучивания происходит увеличение объема образцов в 3,7 раза при 300 °C и в 4,2 раза при 400 °C по сравнению с исходными размерами образцов. Это можно объяснить тем, что главным порообразователем в процессе вспучивания выступает водяной пар, образующийся из химически связанной воды, содержащейся в пеносиликате, и в результате чего происходит увеличение объема.

Целенаправленно изменяя содержание твердой фазы в смеси путем введения различных тонкодисперсных минеральных наполнителей, можно получать пеносиликатные изделия с плотностью 50-200 кг/м³, коэффициентом теплопроводности 0,032-0,065 Вт/м*К и прочностью при сжатии 0,08-0,85 МПа. Функциональные свойства пеносиликата аналогичны свойствам пеностекла. Этот материал сохраняет свою форму и свойства при нагреве до 450 °C, биостоек, экологически чистый. Единственным его недостатком является довольно высокое водопоглощение (до 25 %), обусловленное значительной долей сквозной пористости в структуре. Этот недостаток устраняется при нанесении на поверхность плит защитных полимерных или неорганических водостойких покрытий в виде сплошной пленки толщиной 0,1-0,5 мм. Покрытие надежно блокирует проникновение влаги в материал и переводит его в категорию долговечных.

Особо легкие виды пеносиликата с плотностью 50—75 кг/м³ обладают теплопроводностью, которую имеют пенопласты, получаемые на основе органических веществ, однако главное преимущество пеносиликата заключается в том, что он является негорючим материалом, сохраняющим свои свойства до высоких температур [1].

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- из смеси кремнеземсодержащего сырья и щелочи получен материал ячеистого строения со свойствами, близкими к пеностеклу;
- обработка кремнистой породы щелочью при 300 °C и 400 °C способствует вспучиванию образцов и увеличению их объемов в 3,7 и 4,2 раза по сравнению с исходными размерами;
- данный метод отличается простотой и энергоэффективностью по сравнению с технологией пеностекла.

Литература

1. Лотов В. А. Перспективные теплоизоляционные материалы с жесткой структурой. // Строительные материалы, 2004. – №11. – С. 8 – 9
2. Лотов В.А., Кутугин В.А. Формирование пористой структуры пеносиликатов на основе жидкостекольных композиций. // Стекло и керамика, 2008 – №1. – С. 6 – 10

ПОЛУЧЕНИЕ КЕРАМИЧЕСКИХ ГЛАЗУРЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФЕЛИНОВЫХ РУД

О.В. Тодовьянская

Научный руководитель доцент М. Б. Седельникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном материаловедении большое значение приобретает решение задач охраны окружающей среды, создания безотходных и ресурсосберегающих технологий, утилизации промышленных отходов, комплексного использования добываемого природного сырья.

Глазури служат для придания керамическим изделиям водонепроницаемости, гигиеничности, оформления законченного внешнего вида изделий [1]. Существует большое многообразие декоративных глазурей. Для получения керамических глазурей кроме природного высокосортного сырья используют дорогостоящие мате-

риалы – химически чистые оксиды и соли различных элементов, поэтому актуальной проблемой является исследование возможности применения нетрадиционных сырьевых материалов. Так, например, в работе [3] использовали флотоотход медно-обогатительной фабрики Алмалыкского горнометаллургического комбината для получения бесциркониевых глазури. Авторы [2] использовали в качестве компонентов шихты для получения прозрачной глазури отходы мраморного производства для снижения себестоимости глазури.

В представленной работе целью исследований было получение сырых (нефритованных) керамических глазури на основе нефелинового шлама Ачинского глинозёмного комбината. Нефелиновый шлам – продукт сложного, хорошо регулируемого технологического процесса переработки природных нефелиновых руд при получении глинозема [4]. В настоящее время время отработанный нефелиновый шлам в большом количестве хранится в отвалах, поэтому актуальной проблемой становится его дальнейшая переработка. Основными химическими компонентами нефелинового шлама являются CaO и SiO₂, соответствующие молярному отношению CaO : SiO₂ – 2:1 и составляющие в сумме 85 – 88 %. Остальные оксиды (Al₂O₃, MgO, Na₂O, K₂O) можно рассматривать как второстепенные компоненты, мало влияющие на структуру и свойства получаемых пигментов. Химический состав нефелинового шлама представлен в табл.1. Минералогический состав нефелинового шлама представлен, в основном, двухкальциевым силикатом, в качестве второстепенных фаз присутствуют гидросиликаты кальция, гидроферриты и др.

Для получения керамических глазури составляли композиции из тонкоизмельчённых нефелинового шлама, чупинского полевого шпата и хромофоров. Химический состав полевого шпата также указан в табл.1. В качестве хромофоров использовали оксиды и соли кобальта, железа, никеля, хрома, марганца. Некоторые составы глазури представлены в табл.2. Смеси подвергали тонкому помолу мокрым способом в шаровых мельницах, после чего глазури процеживали через сито № 0056. Затем глазури наносили на поверхность предварительно обожжённых керамических плиток, которые обжигали при температурах 1170 – 1200 °С. Оптимальной следует признать температуру обжига 1200 °С, поскольку при более низкой температуре некоторые глазурные покрытия получились матовыми и шероховатыми.

Таблица 1

Химический состав исходных сырьевых материалов

Сырьевые материалы	Содержание оксидов, масс. %							
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	Δm _{прк}
Нефелиновый шлам Ачинского глинозёмного комбината	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

Таблица 2

Химический состав глазури

№ покрытия	Содержание оксидов, мас.%									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MgO	CaO	K ₂ O	Na ₂ O	V ₂ O ₅	MnO	CoO
НГ1	47,37	12,81	2,49	1,0	27,75	6,64	1,94	-	-	-
НГ2	46,07	12,37	2,48	0,99	27,72	6,40	1,91	-	2,05	-
НГ3	46,07	12,37	2,48	0,99	27,72	6,40	1,91	-	-	2,05
НГ4	46,07	12,37	4,54	0,99	27,72	6,40	1,91	-	-	-
НГ5	68,12	14,30	0,16	0,27	0,45	12,00	0,88	3,81	-	-
НГ6	66,74	13,84	0,16	0,26	0,43	11,74	0,85	3,81	2,18	-
НГ7	66,74	13,84	2,33	0,26	0,43	11,74	0,85	3,81	-	-
НГ8	57,44	13,53	1,36	0,65	14,50	9,24	1,43	1,85	-	-

Из исследованных составов глазури не все можно назвать удачными. Составы НГ5, НГ6 не дали равномерного блестящего глазурного покрытия при температуре 1170 °С, а при более высокой температуре произошло «вскипание» глазури. После обжига при температуре 1170 °С глазурь состава НГ7 получилась матовой, шоколадно-коричневого цвета. Составы НГ1, НГ2, НГ4 и НГ8 дали блестящие, прозрачные покрытия. В ходе экспериментов были определены основные свойства глазури, они представлены в табл.3.

Таблица 3

Свойства глазури

№ покрытия	Основные свойства			
	ТКЛР·10 ⁷ , град ⁻¹	Плотность, г/см ³	Коэффициент кислотности	Температурный интервал плавления, °С
НГ1	91,33	2,87	0,76	1130-1150
НГ2	91,84	2,94	0,73	1110-1130
НГ3	90,86	2,94	0,73	1110-1130
НГ4	91,6	2,94	0,72	1120-1150
НГ5	68,19	2,56	1,96	1400-1450
НГ6	70,23	2,62	1,87	1350-1400
НГ7	68,75	2,62	1,83	1350-1400
НГ8	84,41	2,73	1,16	1200-1250

Полученные глазури могут быть рекомендованы в качестве защитно-декоративных покрытий для фаянсовых, майоликовых изделий, изразцов, архитектурно-строительной керамики, изделий для внутренней облицовки зданий и сооружений.

Литература

1. Акунова Л.Ф., Крапивин В.А. Технология производства и декорирования художественных керамических изделий. – М.: Высшая школа, 1984. – 243 с.
2. Пат. № 2098367 Россия Прозрачная глазурь. Бурученко А.Е., Колесникова Л.С. Опубл. 10.12.1997.
3. Икрамова З.О., Мухамеджанова М. Т., Тухтаева Г. Г. Физико-химические свойства легкоплавких глазурей заглушенных флотоотходом медно-обогатительной фабрики // Стекло и керамика – 2008 – №11. С. 20 – 21.
4. Шморгуненко Н.С., Корнев В.И. Комплексная переработка и использование отвальных шламов глиноземного производства. М.: «Металлургия», 1982. – 128 с.

ПОЛУЧЕНИЕ СВЕТЛОГО И ОКРАШЕННОГО КИРПИЧА ПО БЕЗОБЖИГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Д.Н. Токарева, Е.В. Мельник

Научный руководитель ассистент В.А. Кутугин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день актуальна задача получения лицевого кирпича светлых тонов в связи с большим спросом на рынке. При обжиге глинистых пород по технологии керамического кирпича, из-за содержания примесей Fe_2O_3 цвет получаемого черепка ярко-красный. Применение светложгущихся глин ограничивается их дефицитностью и высокими температурами обжига от 1050°C. Таким образом, возникает потребность в новых технологических подходах при получении светлых и окрашенных лицевых материалов.

Достаточно давно известна возможность получения грунтобетонных материалов на основе глины и активирующих добавок. Кирпич, полученный по такой технологии, характеризуется низкой себестоимостью и может быть получен на основе местного дешёвого глинистого сырья. В качестве активирующих добавок используют портландцемент или известь в количестве от 10 до 15%. Прочность материалов при сжатии и изгибе может быть получена до М150. Коэффициент водостойкости грунтобетонных кирпичей достигает единицы. Значение морозостойкости грунтобетона до 50 циклов. Недостатком грунтобетонных является серый непривлекательный внешний вид изделий.

Основной задачей нашей работы являлось исследование возможности получения кирпича светлых тонов по грунтобетонной безобжиговой технологии. На основе светлого кирпича планируется разработка технологии получения окрашенных в различные тона лицевых искусственных камней.

В качестве исходного сырья мы использовали глинистые породы Вороновского и Кайлинского месторождения и светлые суглинки близ посёлка Мирный. В качестве активирующей добавки использовали строительную известь-пушонку для сохранения светлого оттенка. Глинистый компонент использовали с дисперсностью менее 1 мм, а известь менее 0,3 мм. В экспериментальных исследованиях изменяли соотношение глинистого компонента и извести: от (85% - 15%) и до (90% - 10%).

Процесс приготовления образцов осуществлялся следующим образом: компоненты перемешивались в интенсивном лабораторном смесителе в сухом виде. Затем в смеситель вводили воду и получали смесь с оптимальными формовочными свойствами для полусухого прессования. В большинстве случаев влажность составляла 15%. Из полученных смесей формовали образцы при разных давлениях. Образцы хранили в воздушно-влажных условиях, в эксикаторе в течение одного месяца. Затем исследовали прочностные характеристики образцов в сухом и влажном состоянии. По соотношению прочности во влажном и сухом состояниях определяли коэффициент размягчения. Результаты некоторых составов приведены в табл.

Таблица

Свойства грунтобетонных кирпичей

Состав	Плотность, кг/м ³	Водопоглощение, %	R сж. сух.	R сж. влажн.	K размягч
Мирнинская 85-15	1620	20	71,4	24,6	0,34
Кайлинская 85-15	1740	5	102,1	81,3	0,80

Лучшие результаты получены на глине Кайлинского месторождения, цвет образцов светло-серый ближе к белому прочностные характеристики и водостойкость соответствуют требованиям, предъявляемым к лицевому кирпичу. Образцы из Мирнинской глины имеют более серый цвет и низкую прочность. Сравнение результатов рентгенофазового анализа исходной смеси для формования из Мирнинской глины и образца находившегося в воздушно-влажных условиях в течение месяца (рис.) не показывает существенных отличий. Это объясняет низкую прочность данных составов – указанный глинистый компонент не склонен к образованию нерастворимых гидросиликатов и гидроалюминатов при взаимодействии с известью. Вороновская глина не пригодна для получения кирпичей по грунтобетонной технологии из-за высокого содержания каолинита, который не связывается известью в нерастворимые гидросиликаты.

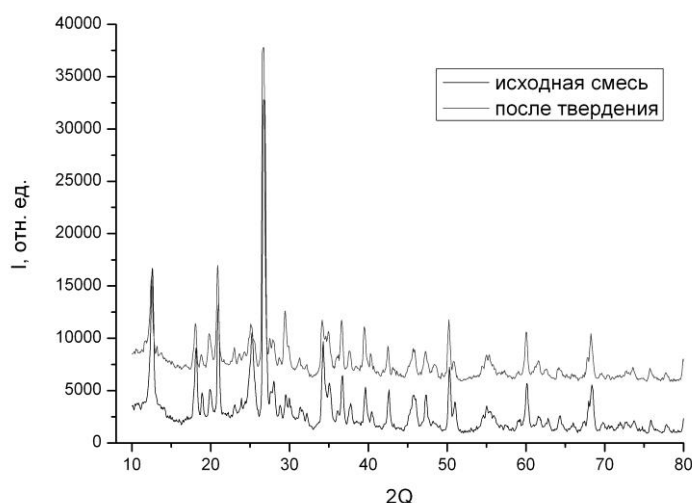


Рис. Сравнительные рентгенограммы состава Мирнинская 85-15 до и после твердения

Полученный состав на Кайлинской глине является перспективным для получения белых и окрашенных лицевых материалов. Возможность объемного окрашивания таких составов является предметом будущих исследований.

Литература

1. Использование нерудных ископаемых в качестве строительных материалов. – Томск: изд-во Томского университета, 1963. – 256с.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ БИКАРБОНАТА МАГНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ МАГНЕЗИАЛЬНОГО ЦЕМЕНТА

С.С. Тимофеев

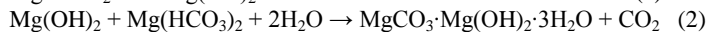
Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Известно, что водный раствор бикарбоната магния может использоваться в качестве жидкости затворения для магнезиального цемента. При взаимодействии каустического магнезита с таким затворителем образуются продукты гидратации с показателем коэффициента водостойкости больше единицы, что позволяет получать водостойкие материалы на основе оксида магния.

В настоящее время для получения водного раствора бикарбоната магния используется методика искусственной карбонизации водного раствора активного MgO под давлением углекислого газа. При этом образуется ряд соединений, растворенных в воде, среди которых присутствует Mg(OH)₂, MgCO₃ и Mg(HCO₃)₂. Именно последнее соединение (бикарбонат магния) оказывает благоприятное воздействие, обеспечивая набор прочности и водостойкость магнезиального цементного камня.

В ходе исследований процессов гидратации магнезиальных цементов с использованием водных растворов различных солей магния и Mg(HCO₃)₂ было выявлено, что водостойкость проявляется только при использовании бикарбоната магния. Более того, прочность цементного камня, твердеющего во влажной среде, выше, чем при твердении на воздухе. Это объясняется непрерывным процессом образования не растворимых продуктов гидратации по следующим реакциям:



Сначала протекает реакция гидратации при взаимодействии MgO с водой по реакции (1). Далее, образовавшийся Mg(OH)₂, реагирует с бикарбонатом магния, в результате чего образуется тройное соединение - гидрат гидроксокарбонат магния. Одновременно с этими реакциями происходит взаимодействие избытка гидроксида магния с диоксидом углерода по реакции (3). Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния и образует новую порцию гидрата гидроксокарбоната магния. Процесс образования таких продуктов гидратации подтверждается по результатам рентгенофазового анализа образцов, полученных при затворении магнезиального вяжущего бикарбонатом магния. Диаграммы РФА представленного на рис.

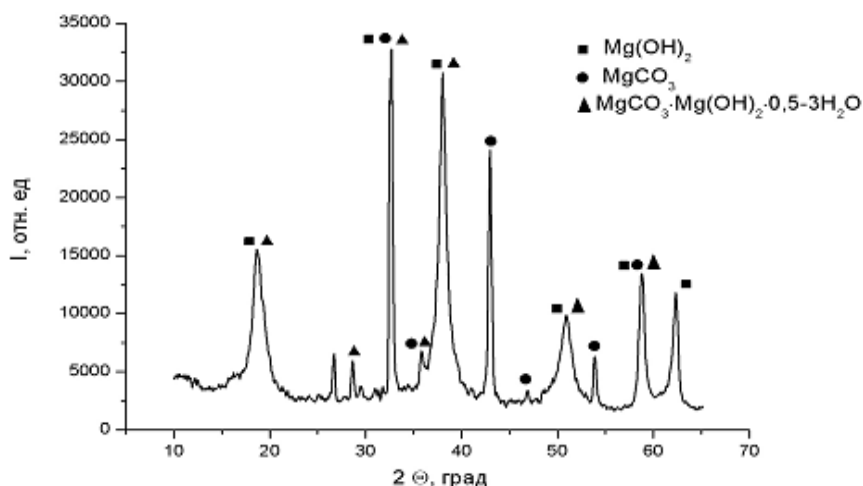
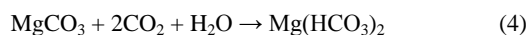


Рис. Диаграмма РФА образцов, полученных при использовании $Mg(HCO_3)_2$ в качестве затворителя для магнезиального вяжущего

При изучении магнезиальных вяжущих материалов было выявлено, что в порошке исходного магнезиального цемента присутствуют примеси, такие как $Mg(OH)_2$ и $MgCO_3$. Эти вещества образуются во время хранения вяжущего, так как MgO адсорбирует воду и CO_2 из воздуха. Такие примеси не снижают активности образования конечных продуктов гидратации магнезиального цемента. Присутствующий гидроксид магния в магнезиальном цементе реагирует по реакции (2) а карбонат магния может образовывать $Mg(HCO_3)_2$ по следующей реакции:



Также было установлено, что на процесс набора прочности влияет количество образовавшегося гидрата гидрокарбоната магния по реакции (2), предопределяемого содержанием водного раствора $Mg(HCO_3)_2$ в затворителе для магнезиального цемента. Концентрация бикарбоната магния может меняться в зависимости от условий его образования на стадии карбонизации.

Целью настоящей работы является изучение принципиально нового затворителя и его взаимодействия с магнезиальным цементом. Для определения основных характеристик продуктов гидратации цементного камня были сформованы образцы в форме кубов с длиной ребра равной 2см. Несколько образцов было помещено в воздушно-влажную среду сразу после схватывания, и несколько оставалось твердеть на воздухе. Далее для изучения кинетики набора прочности магнезиального камня производились измерения прочности на сжатие образцов в возрасте 3, 7, 14 и 28 суток твердения. Коэффициент водостойкости определялся по отношению прочности образцов, твердеющих в воздушно-влажных условиях, к образцам, твердеющим на воздухе. Полученные данные приведены в табл.

Таблица

Показатели коэффициента водостойкости и предела прочности при сжатии

№ Исследуемого состава	Концентрация $Mg(HCO_3)_2$ в водном растворе, г/л	Время твердения, сут.	Прочность на сжатие, МПа (на воздухе)	Прочность на сжатие, МПа (в/влаж)	Коэффициент водостойкости
1	8,69 (в присутствии NaCl, $P_{CO_2} = 0,2$ МПа)	3	10	14,5	1,45
		7	10,5	18	1,71
		14	12	18,5	1,54
		28	14	21,5	1,54
2	11,70 (в присутствии NaCl, $P_{CO_2} = 0,6$ МПа)	3	9	14,5	1,61
		7	11	19	1,73
		14	13	21	1,62
		28	12,5	23,5	1,88
3	13,47 (в присутствии $MgSO_4$, $P_{CO_2} = 0,2$ МПа)	3	6	7	1,17
		7	8	9	1,13
		14	8,5	8,6	1,01
		28	9,5	8	0,84
4	14,17 (без добавок, $P_{CO_2} = 0,95$ МПа)	3	8,95	9,8	1,09
		7	9,94	16,1	1,62
		14	19,04	22,4	1,18
		28	22,96	32,62	1,42

По полученным данным можно сделать вывод, что наилучшие показатели проявляются у образцов, где применялась жидкость затворения с наибольшей концентрацией бикарбоната магния. Затворитель в данном случае был получен при высоких давлениях и поэтому содержал наибольшее количество $Mg(HCO_3)_2$, чем остальные. Образцы, приготовленные с использованием водного раствора $Mg(HCO_3)_2$, полученного при низких давлениях, не дают хороших показателей водостойкости и незначительно набирают прочность в процессе твердения. Также следует отметить, что использование различных солей в процессе приготовления затворителя оказывает влияние на содержание бикарбоната магния в конечном продукте.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что необходимо использовать бикарбонат магния для получения гидравлических цементов на основе каустического магнезита. Особое внимание нужно уделять синтезу $Mg(HCO_3)_2$ при высоких давлениях, так как наибольшая концентрация искомого вещества в воде наблюдается только в этих условиях. Также важным условием является введение различных солей магния в водный раствор во время проведения процесса карбонизации, которые выступают в качестве катализатора процесса образования бикарбоната магния.

Литература

1. Каустический магнезит из пылеуноса вращающихся печей / Е.В. Баяндина, Н.В. Легостаева// Научные труды ИВАИИ, выпуск IV, Иркутск: Изд-во ИВАИИ, 2003. – С. 9-10.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЛАЖНОСТИ ТОРФА НА ЕГО АДсорбЦИОННЫЕ СВОЙСТВА

А.В. Хошимов

Научный руководитель доцент В.С. Архипов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По современным представлениям торф является природным ионообменником и сорбентом. В нашей стране исследования сорбционных свойств торфа проводятся с середины прошлого века. Установлено повышенное сродство к ионам тяжелых металлов – Cu, Zn, CO, Ni [1]. По ёмкости обмена (100 – 250 мг-экв/100г сухого вещества) торф относится к группе ионообменников с высокой степенью поглощения [2]. В последнее время большое внимание уделяется использованию торфа для очистки сточных вод (СВ) – промышленных и бытовых. В частности, ведутся работы по очистке техногенных вод от нефтепродуктов (НП), поглощению токсичных веществ и обезвреживанию СВ свиноферм, скотобоен, рыбоперерабатывающих заводов, красильных производств, очистке от моющих средств. В западной Сибири использование торфа в процессах очистки СВ особенно перспективно в связи с его доступностью, дешевизной и высоким уровнем механизации торфодобычи.

Торф может быть использован как для нейтрализации аварийных разливов промстоков, так и при доочистке сточных вод.

Адсорбционная очистка на этой стадии наиболее эффективна, т.к. позволяет достичь любой степени очистки. Для адсорбционной очистки СВ могут быть использованы разнообразные природные и искусственные сорбенты. Наиболее известны активные угли (АУ). Однако их использование ограничено в связи с высокой стоимостью этих сорбентов. Поэтому ведутся поиски более дешёвых материалов, таких как отходы горнорудного производства, отходы деревообработки и различные целлюлозосодержащие отходы. Торф в этом отношении особенно перспективен, т.к. является природным сорбентом, а торфяная залежь выполняет функции естественного фильтра, защищая поверхностные и грунтовые воды от загрязнения промышленными и сельскохозяйственными стоками. Среди известных сорбентов торф выделяется своей высокой пористостью ($n=0,85-0,89$), гидрофильностью и структурными особенностями, унаследованными от растений-торфообразователей [3]. В традиционных зернистых сорбентах (АУ, силикагели, цеолиты) пористая структура является важнейшей характеристикой, определяющей их адсорбционные свойства [4]. Пористой структуре торфа свойственна нерегулярность и изменчивость пористого пространства под влиянием внешних условий [4]. Учет этих особенностей необходим для успешного внедрения торфа в технологию очистки СВ.

Для эффективного использования торфа, как сорбента для доочистки СВ, на кафедре Химической технологии топлива ТПУ проводятся систематические исследования физико – химических закономерностей этого процесса. В данной работе изучено влияние влажности на адсорбционные свойства торфа.

Водную фазу торфа следует рассматривать как активный компонент, влияющий на структуру и адсорбционные свойства торфа. В частности, известно, что высушивание и особенно нагревание торфа повышает его гидрофобность и нефтеёмкость в поглощении нефти и НП в объёмном состоянии [1,5]. Увлажнение торфа сопровождается набуханием и изменением пористой структуры [3].

На набухание и водопоглощение влияет физическое состояние торфа, зависящее, прежде всего от исходного влагосодержания, степени разложения и компактности надмолекулярных структур. Легче всего набухает торф низкой степени разложения, элементы макроструктуры которого связаны друг с другом наименее прочно. При равной степени разложения и одинаковом влагосодержании низинный торф набухает менее интенсивно, чем верховой, вследствие более прочных межмолекулярных связей. Как правило, набухание отдельных компактных агрегатов начинается с поверхностного слоя. В целлюлозе торфа сначала взаимодействуют с водой неупорядоченные области. В торфяных системах набухание не кончается растворением – высокомолекулярные компоненты и вода смешиваются ограниченно. Объём набухшего торфа неограниченно долго остается неизменным,

если в системе не произойдут химические и чисто физико – механические изменения. Основной причиной ограниченного набухания торфа в воде является наличие в его объёме пространственных коагуляционных структур и структур переплетения, а также упорядоченных участков с большим числом поперечных водородных связей, органоминеральных производных и неполярных углеводородных и битумных систем. Кроме того, при набухании торфа гибкие участки макромолекул целлюлозы и гуминовых веществ могут распрямляться. В результате энтропия системы уменьшается, причем это уменьшение может стать равным увеличению энтропии в результате смешения торфа с водой. В таком состоянии система находится в равновесии, а набухание прекращается.

Влияние влажности торфа на его адсорбционные свойства изучено на 2 образцах торфа, отобранных на Васюганском торфяном месторождении Томской области. Верховой фускум – торф относится к сфагновым малоразложившимся торфам со степенью разложения 4%. Переходный осоково-сфагновый торф имеет степень разложения 35% и отличается повышенным содержанием гуминовых веществ. Оба образца относятся к типичным торфам Томской области. Необходимая влажность торфа в интервале 10-90% достигалась высушиванием исходного влагонасыщенного торфа. Для определения адсорбционных свойств торфа принят стандартный метод определения адсорбционной активности активных осветляющих углей марки ОУ по метиленовому голубому (ГОСТ 4453-74). В этом методе мерой адсорбционной активности является величина адсорбции Г, т.е. масса красителя метиленового голубого (МГ), поглощенного сорбентом.

МГ обладает сродством к волокнам амфотерного и кислотного характера (белковым, полиамидным, полиакрилонитрильным) и окрашивает их непосредственно из водного раствора. К целлюлозным волокнам сродством не обладает, но может окрашивать их после обработки волокнистого материала танниновой протравой, придающей волокну слабокислый характер.

МГ нашел широкое применение в практике адсорбционных измерений в водных растворах. Его применяют не только для характеристики АУ, но и ряда зернистых фильтрующих материалов, глинистых минералов. Имеющиеся в литературе данные о механизме сорбции МГ хотя и неоднозначны, но все же дают основание полагать, что сорбция является обменной и сопровождается необратимой реакцией образования органоминеральных поверхностных соединений.

В экспериментальной практике водорастворимые синтетические органические красители нашли широкое применение как модельные вещества для определения показателей адсорбции из водных растворов. Органические красители образуют в водных растворах ассоциаты различной сложности. Это их свойство позволяет использовать растворы красителей для оценки качества сорбентов по отношению к НП и другим загрязнителям СВ с близкими физико – химическими свойствами. По мнению Яковлева В.С. [6] сорбционная ёмкость по мелассе и МГ особенно важна при осветлении воды и поглощении СПАВ и НП до концентрации 0,1 – 0,3 мг/дм³. Применение красителей для оценки качества сорбентов обусловлено рядом методических преимуществ: стабильность состава красителей, простота приготовления растворов, высокая чувствительность, экспрессность и надёжность фотокolorиметрического определения концентрации красителей в растворе.

Адсорбцию проводили на установке, включающей адсорбционную ячейку и перистальтический насос. В ячейку помещали 1г торфа и 25см³ раствора МГ с концентрацией 1000мг/дм³. В течение 30 мин раствор МГ циркулировал в ячейке с торфом. Затем в растворе определяли конечную концентрацию МГ с помощью фотокolorиметра. Вес поглощенного торфом МГ определяли по разнице между исходной и конечной концентрацией МГ в растворе.

Для обоих образцов торфа выявилась одна и та же закономерность: адсорбционная способность торфа существенно возрастает с увеличением влажности. При увеличении влажности торфа от 10 % до 80% величина адсорбции по МГ возрастает более чем в 5 раз.

По результатам работы сделано заключение в том, что повышение влажности торфа изменяет его структуру, увеличивая пористость вещества торфа. При этом возрастает адсорбционная поверхность торфяных частиц, что приводит к повышению адсорбционной способности торфа.

Литература

1. Белькевич П. И., Чистова Л. Р. Торф и проблема защиты окружающей среды. — Минск: Наука и техника, 1979. — 55 с.
2. Лиштван И. И., Базин Е.Т., Гамаюнов И.И. и др. Физика и химия торфа. — М.: Недра, 1989. — 304 с.
3. Лиштван И.И., Базин Е.Т., Косов В.И. Физические свойства торфа и торфяных залежей. — Минск: Наука, 1985. — 240 с.
4. Кельцев Н.В. Основы адсорбционной техники. — М.: Наука, 1984. — 592 с.
5. Каменщиков Ф. А., Богомольный Е.И. Нефтяные сорбенты. — М.: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. — 268 с.
6. Яковлев В.С. Хранение нефтепродуктов. Проблемы защиты окружающей среды. — М.: Химия, 1987. — 152 с.

ГРАНУЛИРОВАНИЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ РЕГЕНЕРАЦИИ МИНЕРАЛЬНЫХ МАСЕЛ

Ю.С. Якушева, Е.А. Мисько

Научный руководитель доцент О.К. Семакина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Нефтяные масла находят широкое и разнообразное применение при эксплуатации современной техники. Каждый год увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел, которые являются токсичными и опасными отходами. Они подлежат либо утилизации, либо регенерации.

Анализ процессов старения масла и продуктов, образующихся при старении, позволяет сделать вывод, что для восстановления эксплуатационных свойств масел из них надо удалить низкомолекулярные кислые продукты, высокомолекулярные нерастворимые в масле осадки, воду и газообразные продукты.

Для удаления продуктов окисления масла на работающем оборудовании устанавливаются специальные устройства, обеспечивающие очистку масла от различных продуктов окисления. Наибольшее распространение для очистки масла получили термосифонные фильтры и адсорберы.

Действие сорбента основано на процессах адсорбции, т.е. поглощение вещества (адсорбата) поверхностью сорбента. Молекулы адсорбата испытывают притяжение со стороны поверхности сорбента и оседают на ней, покрывая эту поверхность слоем адсорбируемых молекул. При этом химической реакции не происходит, и адсорбированные молекулы сохраняют свою индивидуальность. Адсорбционные силы имеют ту же природу, что и силы межмолекулярного взаимодействия, и начинают проявляться при приближении молекул адсорбата к поверхности сорбента на расстояние, соизмеримое с размерами молекул. Поэтому наибольшей эффективностью обладают сорбенты, имеющие пористую структуру с размерами пор соизмеримыми с размерами молекул адсорбата. В зависимости от размера пор различают крупнопористые сорбенты, к которым относится силикагель, крупнопористые стекла, большинство природных сорбентов, и мелкопористые – активированные угли, мелкопористые стекла, цеолиты. Крупнопористые сорбенты адсорбируют тяжелые продукты окисления масел, размер молекул которых больше, чем молекулы углеводородов, составляющих масло. Мелкопористые сорбенты, имеющие размер пор менее $5-6 \text{ \AA}$, не пропускают через свои поры углеводородные составляющие масла, имеющие размер $7-8 \text{ \AA}$, но быстро поглощают низкомолекулярные продукты окисления масла.

Исследовалась возможность получения сорбента в виде сферических гранул из отходов производства, который можно использовать для очистки отработанных минеральных масел. В качестве отходов использовался осадок, оставшийся после азрации артезианской воды, который представляет собой тонкодисперсный порошок красно-коричневого цвета. Предварительными исследованиями было установлено, осадок представлен аморфной формой оксигидрата железа с примесью карбонатов.

Для получения сорбентов был выбран метод гранулирования в жидкой среде (метод ГЖС) [1]. 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 определенный промежуток времени 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.

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 гидрофилизированного 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) и жидкое стекло, разбавленное водой в соотношении 1:1. Подобран оптимальный режим гранулирования методом ГЖС: скорость вращения мешалки – 350 об/мин, время гранулирования, соотношение дисперсионная среда : твердая фаза : связующая жидкость.

В данной работе использовались два вида осадка: осадок 1, предварительно прокаленный при температуре $700 \text{ }^\circ\text{C}$ и осадок 2, прокаленный при температуре $250 \text{ }^\circ\text{C}$.

Осадок 1 был сгранулирован со связующим жидким стеклом. Навеску осадка 1 в количестве 30 г засыпали в гранулятор, добавляли 300 мл n -нонана и 21 мл жидкого стекла, разбавленного водой в соотношении 1:1. Результаты фракционного состава гранул показали, что гранулы получились достаточно крупные и выход гранул размером $0,5-4,5 \text{ мм}$ составил около 74 %.

Полученные гранулы были испытаны на прочность до и после термообработки при $250 \text{ }^\circ\text{C}$, результаты которой показаны на рис. 1а, из которого видно, что прочность гранул, подвергнутых термообработке при $250 \text{ }^\circ\text{C}$, уменьшилась в 1,4–2,1 раза. При этом также наблюдается процесс разрушения гранул с 4 мм до $2,5 \text{ мм}$. Это объясняется тем, что при термообработке происходит разрушение химической связи молекул воды с оксидом кремния, что приводит к разрушению гранул.

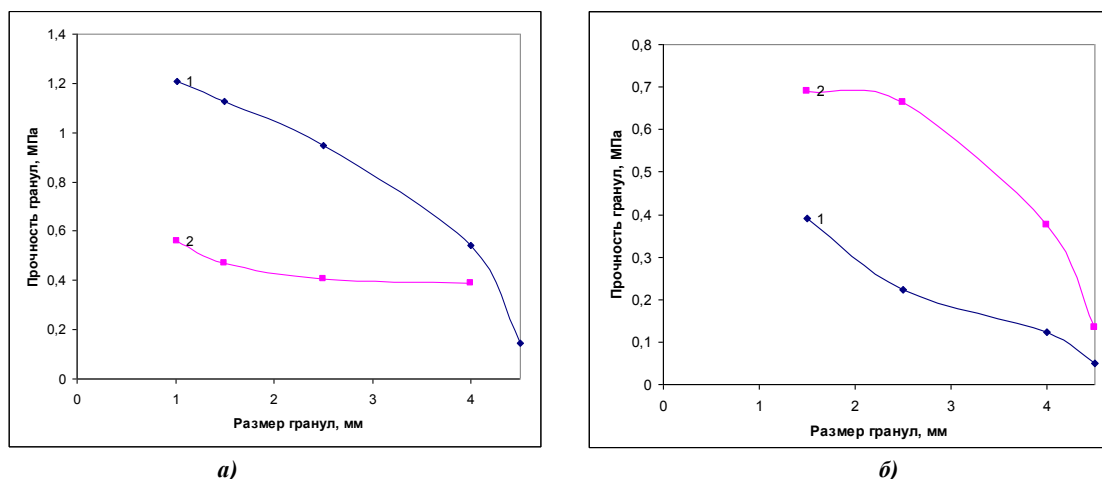


Рис. Прочность гранул: а) – полученных из осадка 1; б) – полученных из осадка 2: 1 – до термообработки, 2 – после термообработки

Для полученных гранул был определен суммарный объем пор по адсорбции паров бензола до и после термообработки (табл.1), где наблюдается незначительное увеличение объема пор после термообработки за счет открытия дополнительных пор при разрушении гранул.

Таблица 1

Суммарный объем пор (осадок 1 +жидкое стекло)

Размер гранул, мм	>4	4,0–2,5	2,5–1,5	1,5–1,02	1,02–0,75	0,75–0,5	0,5–0,2
Объем пор до термообработки, см ³ /г	0,1835	0,194	0,218	0,1995	0,2135	0,2035	0,1695
Объем пор после термообработки, см ³ /г	–	0,210	0,222	0,240	0,240	0,269	0,258

Осадок 2 гранулировали с 1% раствором ПВС. Результаты фракционного состава показали, что выход гранул размером 0,5–4,5 мм составляет около 75 %. Определили прочность гранул до и после термообработки при 100 °С. Результаты представлены на рис.б.

В дальнейшем определили суммарный объем пор по адсорбции паров бензола (табл. 2).

Таблица 2

Суммарный объем пор гранул (осадок 2+ 1% ПВС)

Размер гранул, мм	>4	4,0–2,5	2,5–1,5	1,5–1,02	1,02–0,75	0,75–0,5	0,5–0,2
Объем пор до термообработки, см ³ /г	0,276	0,210	0,215	0,173	0,206	0,2465	0,188
Объем пор после термообработки, см ³ /г	0,237	0,198	0,173	0,172	0,167	0,149	0,150

Проанализировав полученные данные можно сделать вывод о том, что прочность гранул после термообработки при 100 °С возросла в 2–2,6 раза. Это можно объяснить кристаллизацией ПВС, которая, в свою очередь, привела к небольшому снижению объема пор.

Полученные гранулы были проанализированы на сорбционную емкость, результаты которой показали, что степень очистки отработанного индустриального масла составляет 90 %.

Литература

1. Бабенко С.А., Семакина О.К. Гранулирование дисперсных материалов в жидких средах. – Томск. Изд.-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – 346 с.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

РЕФОРМИРОВАНИЕ ВЗНОСОВ В СОЦИАЛЬНЫЕ ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ

А.А. Вазим, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В механизме взимания платежей в основные социальные внебюджетные фонды в 2009 г. произошли изменения. Эти изменения можно с уверенностью назвать «очередными», поскольку они происходят примерно раз в четыре года.

Как известно, единый социальный налог (далее – ЕСН) взимается с 2001 года. Однако предложение о его введении обсуждалось до этого на протяжении нескольких лет. При включении налога в НК РФ его суть виделась в том, чтобы заменить взносы организаций в различные внебюджетные социальные фонды единым налогом, и ликвидировать разнородную в существовавшей системе до введения ЕСН. До этого существовали отдельные выплаты в каждый из фондов: пенсионный, медицинского страхования, социального страхования, а также фонд занятости. В Пенсионный фонд России – 29%, в Фонд обязательного медицинского страхования – 3,6%, в Фонд занятости – 1,5%, в Фонд социального страхования – 5,4%. В совокупности взносы составляли 39,5%.

Поэтому выдвинули предложение урегулировать систему платежей и ввести единый социальный налог. Перечислим подробнее аргументы в пользу введения ЕСН. Во-первых, у всех социальных фондов была одна и та же облагаемая база – фонд оплаты труда и выплаты в пользу работников. Во-вторых, каждый фонд требовал перечисления взноса в него отдельным платежным поручением, устанавливал собственные сроки уплаты и представления отчетности, правила представления отсрочек и т.д. В-третьих, каждый фонд проводил проверки предприятий, запрашивая при этом у налогоплательщиков одни и те же документы по выплате заработной платы. Существовало свыше 1500 различных писем, указаний, разъяснений фондов, которые регламентировали порядок начисления и уплаты взносов. В итоге ошибка бухгалтера могла обернуться большими финансовыми санкциями какого-либо фонда. В-четвертых, снижение ЕСН преследовало еще одну цель – уменьшить суммарную налоговую нагрузку на фонд оплаты труда. Особенно хорошо это должно было сказаться на тех организациях, где высока доля зарплат, например в организациях, занятых научно-исследовательской и опытно-конструкторской деятельностью (НИОКР).

Минусы введения ЕСН проявились позднее. Во-первых, трудоемкость отчетности по налогу только выросла – вместо четырех платежных поручений стало необходимым заполнять шесть. Во-вторых, вместо налогообложения фонда оплаты труда на предприятии целиком, стало необходимо вести учет для каждого сотрудника в отдельности, кроме того, стало необходимым учитывать возраст сотрудника.

Кроме того, не оправдались надежды на расширение налоговой базы и вывод зарплат из «тени». Чтобы активизировать работу в этом направлении, законодательно было принято решение о недопустимости установления зарплат ниже прожиточного минимума в регионе. Однако, по мнению многих юристов, действия ФНС России выходят за рамки правового поля. Ведь отечественное законодательство в принципе не запрещает выплачивать зарплату, установленную на уровне ниже прожиточного минимума. На налогоплательщиков просто оказывается давление.

В результате Правительство РФ оказывается перед трудным выбором. Увеличение доли пенсионеров требует повышения налогового бремени. Однако такой шаг может дать обратный эффект – если зарплаты уйдут в «тень». В случае же принятия решения о снижении ставок ЕСН потребуются компенсации так называемых выпадающих доходов бюджета. Именно эта дилемма принуждает Правительство реформировать систему налогообложения доходов населения.

Выход из этой проблемы видится следующим образом. Для расширения базы налогообложения требуется значительный рост зарплаты работников, а не только руководителей. Поскольку последние могут получать доходы не только в виде зарплаты, но и другими способами, исключаящими налогообложение ЕСН (или аналогичными взносами). Такими способами могут быть получение дивидендов, оплата приобретенных благ и услуг предприятием, практика обналичивания средств.

Поэтому мы можем выделить две основные тенденции реформирования ЕСН: облегчение налогового бремени и его усиления. До 2010 г. в основном делался акцент на облегчение налогового бремени: поэтапно снижалась основная ставка налога (с 38,5 % в 2000 г., с 2001 г. – 35,6 %, с 2005 г. – 26 %), начала применяться регрессивная шкала налога (с 2001 г. с зарплат от 100 000 руб. до 300 000 руб. ставка ЕСН – 20%, с 600 000 руб. – 10% [1]; с 2005 г. с зарплат от 280 000 руб. до 600 000 руб. ставка ЕСН – 10%, с 600 000 руб. – 2% [2]). Начиная с 2011 г. проявилась иная тенденция: для доходов до 415 000 руб. совокупная ставка налога стала 34 %, а свыше этой суммы доходы не облагаются [3]. Данная мера предпринята для сокращения дефицита бюджета Пенсионного фонда РФ.

Здесь необходимо дать обзор проблем налогообложения доходов населения и взимания социальных взносов в других странах и анализ предложений по совершенствованию социальных платежей в России. Сравнение объемов поступлений социальных платежей в России с социальными платежами в других странах с переходными экономиками и развитыми странами показывает, что до реформы социальные платежи (около 7% ВВП) в

Российской Федерации были почти вдвое меньше, чем в Чехии, и втрое меньше, чем во Франции [4]. В ряде развитых стран поступления социальных платежей ниже, чем в России (это такие страны, как Дания, Исландия, Ирландия, Корея), однако в большинстве этих стран действуют низкие ставки социальных платежей, которые компенсируются высокими ставками подоходного налога. Основными причинами относительно низких сборов социальных платежей при высоких номинальных ставках можно считать возможность уклонения от уплаты социальных платежей, в том числе путем расчетов с работниками наличными средствами. Кроме того, широкий перечень ставок и льгот для разных категорий налогоплательщиков позволял декларировать часть доходов как доходы, облагаемые по более низкой ставке или необлагаемые доходы. На все это накладывалось неэффективное администрирование платежей социальными фондами. Поэтому в рамках общего реформирования налогов был сделан выбор в пользу снижения налогового бремени налогоплательщика по социальным платежам.

Однако продолжение такой политики показало, что компенсация падения поступлений в бюджет в результате снижения средней ставки социальных платежей произошла в ответ на налоговую реформу 2001 г., а снижение ставки ЕСН в 2005 г. привело к чистым потерям для бюджетной системы России [5]. Кроме того, в рассматриваемый период, общественная организация предпринимателей «Деловая Россия» сформировала предложение об отмене регрессивной шкалы по ЕСН и снижении предельной ставки с 26% до универсальной ставки 12% [6]. Согласно расчетам, проведенным совместно с ГНИИ развития налоговой системы ФНС России, сокращение выплат приведет к тому, что уклонение от налога сократится. И в результате доходы в бюджет могут даже увеличиться. Однако следует подчеркнуть, что в 2007 г. эффективная ставка ЕСН составила 23,1%. Следовательно, снижение эффективной ставки ЕСН до 12% при прежней налоговой базе может привести к соответствующему (в 1,9 раза) снижению поступлений в бюджетную систему РФ. Такие потери уже не могут быть восполнены увеличением налоговой базы за счет меньшего уклонения от уплаты налога. Данная позиция поддерживается Минфином РФ. В подтверждение своей позиции они приводят пример анализа результатов налоговой реформы 2005 г. В тот период эффективная ставка ЕСН снизилась с 30,63% в 2004 г. до 23,67% в 2005 г., однако это не привело к значительному, по их мнению, увеличению налоговой базы. С учетом инфляции ее рост составил 13,8%. Существенный вклад в увеличение налоговой базы внес рост реальной заработной платы, сам во многом обусловленный ростом ВВП (6,4% в 2005 г. [7]). С точки зрения противников снижения налоговой ставки, становится очевидным, что значимого увеличения налоговой базы за счет снижения масштабов уклонения от уплаты ЕСН в ответ на снижение налоговой ставки не произошло.

В настоящее время значение противников снижения налоговых ставок резко возросло, и поэтому реформирование системы взимания социальных платежей было направлено на масштабную реформу единого социального налога. Основными ее положениями являются:

1) отмена единого социального налога и замена его на обязательные страховые взносы. При этом предполагается передача администрирования данных взносов государственным внебюджетным фондам;

2) изменение шкалы обязательных социальных платежей. Планируется перейти от трехступенчатой шкалы ЕСН к двухступенчатой системе обязательных страховых взносов. Будет установлена предельная величина налогооблагаемой базы (415 тыс. руб. в год, или примерно 135% средней заработной платы). С заработной платы, не превышающей 415 тыс. руб. в год, будут взиматься страховые платежи по ставке 34%, а с суммы заработной платы, превышающей данную величину, – 0%;

3) увеличение ставок (тарифов) обязательных страховых взносов. Суммарный тариф взносов на обязательное страхование вырастет до 34% (в настоящее время – 26%). Данный рост обуславливается в основном повышением взносов на обязательное пенсионное страхование. Единая ставка страховых взносов на обязательное пенсионное страхование составит 26% (в настоящее время – 14%, еще 6% поступает в федеральный бюджет, а затем перечисляется в бюджет Пенсионного фонда РФ для выплаты базовой части трудовой пенсии). Взносы составят 5,1% (в настоящее время – 3,1%), а ставка для Фонда социального страхования не изменится и составит 2,9%.

Следует указать, что предложенные меры приведут к росту налоговой нагрузки на экономику на 1,6% ВВП или около 1 трлн. руб. Такой рост поступлений обусловлен тем, что в 2010 г. лишь 17% работников будут получать заработную плату более 415 тыс. руб. Следовательно, для 83% занятого населения налоговая нагрузка возрастет с 26% фонда оплаты труда до 34%. В целом налоговая нагрузка увеличится для 99% работников (работники, которые получают менее 415 тыс. руб. в год) [8].

При том, что целесообразность индексации шкалы ЕСН не вызывает сомнения. Необходимо отметить, что предложенный вариант приводит к чрезмерному увеличению налоговой нагрузки, что способно дать для экономики страны негативные последствия.

Во-первых, для большинства предприятий увеличится налоговая нагрузка на фонд оплаты труда, что может привести к снижению официального уровня занятости и перехода части занятых в теневой сектор. Кроме того, многие предприятия могут вернуться к практике выплаты заработной платы «в конвертах».

Во-вторых, существенный рост налоговой нагрузки в связи с уплатой социальных взносов в существующих социально-политических условиях, скорее всего, придется компенсировать снижением других налогов. Принятые в настоящее время меры по снижению нагрузки по налогу на прибыль в условиях финансового кризиса и соответственно сокращение налоговой базы по данному налогу могут быть восприняты бизнесом как недостаточные. Поэтому возникает риск усиления политического давления в пользу снижения НДС.

В-третьих, в условиях, когда существенно возрастают поступления в Пенсионный фонд России, может возникнуть иллюзия того, что найден стабильный источник финансирования пенсионной системы и в данной сфере дальнейшее реформирование не потребуется. Это приведет к тому, что будет отложено на долгосрочную перспективу решение растущего разрыва между количеством пенсионеров и числом работающих, а резервы,

формируемые за счет нефтегазовых доходов, будут использованы не на решение проблем сбалансированности пенсионной системы, а на другие цели. В результате в 2020–2030 гг. даже при крайне высоких ставках социальных платежей для поддержания коэффициента замещения на уровне 30% придется тратить около 4% ВВП из федерального бюджета, так как на пенсию выйдет большая часть работников старше 1967 г. В результате для перераспределительной части пенсионной системы финансовых ресурсов будет недостаточно. Дефицит перераспределительной пенсионной системы будет усугубляться старением населения. В результате поддержание коэффициента замещения на 30%-м уровне в данный период будет практически невозможным без повышения пенсионного возраста.

В-четвертых, в случае отмены единого социального налога и замены его на отдельные страховые взносы неизбежно встанет вопрос об администрировании данных платежей. Передача функции администрирования данных платежей социальным внебюджетным фондам игнорирует опыт 1990-х годов, когда в России использовалась модель, основанная на самостоятельном администрировании взносов внебюджетными фондами. Эта модель оказалась неудобной, так как создавала избыточную административную нагрузку и для государства, и для плательщиков.

Поэтому наиболее предпочтительной с точки зрения простоты и эффективности представляется модель, основанная на передаче всех функций по администрированию страховых взносов (в том числе и в Пенсионный фонд России) налоговым органам. Решение проблемы хронической дефицитности бюджета Пенсионного фонда можно решить либо значительным повышением заработной платы, либо отчислением части дополнительных доходов от экспорта энергоресурсов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Федеральный закон от 15.12.01 г. N 167-ФЗ "Об обязательном пенсионном страховании в Российской Федерации".
2. Федеральный закон от 20.07.04 г. N 70-ФЗ "О внесении изменений в главу 24 части второй Налогового кодекса Российской Федерации, Федеральный закон "Об обязательном пенсионном страховании в Российской Федерации".
3. Федеральный закон от 24 июля 2009 г. N 212-ФЗ "О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования".
4. Реформа налогообложения доходов населения в России: результаты в 2000–2007 гг. / [Анисимова Л. и др.]; Ин-т экономики переход. периода. – М.: ИЭПП, 2008. – 256 с.
5. Реформа налогообложения доходов населения в России: результаты в 2000–2007 гг. – С.231.
6. Упрощение строптивых. Бизнес-сообщество предложило сценарий реформы основных проблемных налогов // Российская Бизнес-газета. 4 сентября 2007 г. № 619.
7. Данные Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.gks.ru/bgd/free/b01_19/IssWWW.exe/Stg/d000/i000640r.htm.
8. Соловьев А.К. Основные параметры долгосрочного развития пенсионной системы на основе актуарных расчетов [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://institutions.com/strategies/1506-razvitie-pensionnoj-sistemy.html>.

ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Д.Э. Абдулина, Н.С. Писарова

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Полезные ископаемые являются неотъемлемой частью современного мира. Их добыча и использование поддерживает экономики стран и играет важную роль в жизни современного человека. Но, как известно, везде есть свои минусы. Недостаточная экономическая заинтересованность нефтегазодобывающих предприятий в эффективном использовании природных ресурсов и охране окружающей среды является одним из отрицательных факторов их работы. В наше время бороться за окружающую среду лучше всего экономическими методами, с помощью экономических рычагов. Использование экологического менеджмента – это первый шаг в борьбе с промышленными загрязнениями и их последствиями. Что же представляет собой экологический менеджмент? Экологический менеджмент можно определить как специальную систему управления, направленную на сохранение качества окружающей среды, обеспечение нормативно-правовых экологических параметров и основанную на концепции устойчивого развития общества [1].

На нефтегазовых предприятиях в рамках экологического менеджмента постоянно анализируется ряд факторов: степень загрязнения, качество выпускаемой продукции, безопасность производственных процессов, степень выполнения экологических стандартов, а также участие и интерес руководства к экологическим проблемам и уровню квалификации специалистов.

Экологическое регулирование в менеджменте включает в себя ряд мероприятий, контролирующих вышеперечисленные проблемы, а так же предотвращающих их возникновение. В первую очередь это планирование природоохранных мероприятий и заинтересованность в финансировании этих мероприятий глав фирм; установление лимитов использования природных ресурсов, сбросов, выбросов и размещения отходов; введение штрафов за вредное воздействие. А также предоставление предприятиям налоговых и других льгот при внедрении малоотходных и ресурсосберегающих технологий, осуществлении каких-либо иных мер по предотвращению загрязнения окружающей среды.

Достаточно ярким примером неэффективного использования экологического менеджмента можно назвать аварию, произошедшую на нефтяной платформе в Мексиканском заливе. Как говорится в окончательном отчете правительственной комиссии причиной аварии стали ошибки менеджмента компаний, участвовавших в освоении месторождения. Потерю источника (взрыв и последующую консервацию) можно было предотвратить. Непосредственные причины аварии могут объясняться серией установленных комиссией ошибок, которые были сделаны непосредственно BP, Halliburton и Transocean, что демонстрирует систематические провалы в риск-менеджменте и ставят под сомнение культуру техники безопасности в отрасли целиком.

Для повышения эффективности экологической ответственности разработана система экологического менеджмента, центральным документом которой является стандарт – “Спецификации и руководство по использованию систем экологического менеджмента”. Данная система может обеспечить уменьшение неблагоприятных воздействий на окружающую среду на трех уровнях: организационном, национальном и международном. Также главным стимулом для перехода российских нефтегазовых предприятий на стандарт ISO 14001 является желание выйти на иностранный рынок и поддерживать отношения с зарубежными партнерами.

Одной из таких компаний является ОАО “Газпром”. Проведенный независимый аудит системы экологического менеджмента «Газпрома» подтвердил, что ОАО «Газпром» и его дочерние общества осуществляют масштабную работу, направленную на соблюдение требований природоохранного законодательства, выделяют на это значительные финансовые средства и располагают соответствующими высококвалифицированными кадрами [2]. Рабочая группа по совершенствованию системы экологического менеджмента утвердила план дальнейшего совершенствования системы управления в области охраны окружающей среды с последующей сертификацией на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14001. Осуществление данного плана должно произойти к концу 2012 г. Он позволит поддерживать меры по охране окружающей среды, повысить эффективность природоохранной деятельности компании и будет являться подтверждением экологической эффективности компании, ее ответственного отношения к охране природы и, во многих случаях, обязательным условием развития партнерских отношений при работе с зарубежными компаниями.

Деятельность в области экологического менеджмента уже на первых этапах своего развития (предотвращение воздействия на окружающую среду) способна приводить к существенным экономическим эффектам за счет экономии и сбережения сырья, материалов, энергетических ресурсов; снижения потерь; повышения производительности труда; уменьшения аварий и затрат на ликвидацию их последствий. Кроме экономических эффектов такое внимание и не безразличие к окружающей среде может исправить экологическую ситуацию в мире в целом. Эта проблема стала очень актуальной в последнее время, она влияет на жизнь людей их здоровье и представляет большую проблему для будущих поколений. Это доказывает, что элемент экологического менеджмента должен присутствовать на каждом предприятии, которое хоть как-то граничит с природными ресурсами. Очень важно, что бы люди стали относиться к окружающему их миру не только с потребительским интересом.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература:

1. Трифонова Т.А., Селиванова Н.В., Ильина М.Е. Экологический менеджмент / Владим. гос. ун-т, Владимир, 2003. – 291 с.
2. ОАО «Газпром» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.
3. Двинин, Д. Ю. Развитие экологического менеджмента в России и мире / Д. Ю. Двинин // Вестник Челябинского государственного университета. - 2007. - N 6. - С. 131-135.
4. Хабарова Е.И. Экологически ориентированный производственный менеджмент /Менеджмент в России и за рубежом №3, 2000.
5. Вяхирев Р.И. Экологические аспекты стратегии устойчивого развития ОАО «Газпром»//Приложение к журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 1999.
6. Качалов В. А. Системы менеджмента окружающей среды М.: ИздАТ, 2005. 665 с.

ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ НАЛОГОВЫХ И ИНЫХ ЛЬГОТ КАК СПОСОБ СТИМУЛИРОВАНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ К НАДЛЕЖАЩЕМУ ВЫПОЛНЕНИЮ ОБЯЗАННОСТЕЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА**В.К. Агафонова**

Научный руководитель доцент С.В. Ведяшкин

Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В современный период государство выделяет колоссальные денежные средства на переселение людей из ветхого аварийного жилья с подработанных территорий. По большей части затраты вызваны негативным воздействием промышленного производства на человека и окружающую среду, а так же последствий его прекращения (приостановления) без осуществления надлежащих мероприятий по ликвидации (консервации) предприятий и приведению земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования.

Зачастую в поле зрения средств массовой информации оказывается Кемеровская область, так как на её территории сосредоточено значительное количество шахт и разрезов. Именно Кузбассу ввиду уже давно возникших у его жителей проблем с жильём, расположенном на подработанных территориях, в соответствии с принятыми нормативными актами, выделяются не малые федеральные средства. Продолжает действовать Постановление Правительства РФ 2004 года «О Перечне мероприятий по реструктуризации угольной промышленности и порядке их финансирования», которое, в свою очередь, дублирует задачи по переселению граждан из домов, расположенных на подработанных территориях, предусмотренные Государственной программой по реструктуризации угольной промышленности, действовавшей с 1996 года [4]. Целями такого рода программ являются снос ветхого жилищного фонда, ставшего в результате ведения горных работ на ликвидируемых угольных (сланцевых) шахтах непригодным для проживания по критериям безопасности, а так же содействие гражданам в приобретении (строительстве) жилья взамен сносимого ветхого жилья.

Показательными в этой части являются следующие статистические данные. За 2005-2006 годы в Кемеровской области на реализацию региональной целевой программы «Переселение граждан из ветхого и аварийного жилья» было направлено 360 млн. рублей [5]. На финансирование реализации одноименной подпрограммы 2007 года, заменившей ранее указанную - 1454,8 млн. рублей [6]. Так же существует договор о выделении Кемеровской области федеральных средств на капитальный ремонт домов и переселение граждан из аварийного жилья, подписанный губернатором Кузбасса и генеральным директором Фонда по содействию реформированию жилищно-коммунального хозяйства [7]. Согласно этому соглашению в Кузбасс из федерального бюджета до 2012 года поступит почти 5 млрд. рублей.

В настоящее время проблема переселения граждан из ветхого и аварийного жилья не находит отражения в региональных программах, но не смотря на это финансирование в данном направлении осуществляется. Один из источников указан в соглашении, подписанном губернатором Кемеровской области и Министерством промышленности и энергетики РФ, о завершении реструктуризации угольной промышленности Кузбасса по программе Минэнерго (программа Государственного учреждения по вопросам реорганизации и ликвидации нерентабельных шахт и разрезов) [8]. Так в июле 2010 года по этому соглашению на реконструкцию и замену объектов социальной инфраструктуры, снос ветхого жилья, эксплуатацию природоохранных объектов и содействие в приобретении жилья в Кузбасс поступило 1,2 млрд. рублей [9], а в сумме за 2008-2010 годы должно было поступить 17 млрд. рублей.

Такие суммы действительно необходимы для решения назревших проблем, но и они, как показывает практика, не позволяют сделать это окончательно. Элементарный анализ показал, что существующую проблему пытаются разрешить одним способом уже почти 15 лет, без использования иных существующих экономико-правовых механизмов. Подобные затраты, на наш взгляд, должны стимулировать государство в лице его органов не только финансировать деятельность по устранению последствий вредного влияния горно-добывающей деятельности, но и на создание новых или разработку уже существующих, но не задействованных механизмов предотвращения развития таких проблем.

Один из таких механизмов предусмотрен статьей 14 ФЗ «Об охране окружающей среды», но, к сожалению, он не обеспечен соответствующей нормативной базой в других отраслях законодательства [2]. Речь идет об экономико-правовом механизме стимулирования, который можно распространить и на предприятия-недропользователей с целью осуществления ими своих обязанностей по ликвидации и консервации объектов горного производства по прекращении своей деятельности. Предлагаем рассмотреть один из элементов указанного механизма – предоставление налоговых и иных льгот при внедрении наилучших существующих технологий, нетрадиционных видов энергии, использовании вторичных ресурсов и переработке отходов, а также при осуществлении иных эффективных мер по охране окружающей среды в соответствии с законодательством Российской Федерации.

По существу данной нормы к решению интересующей нас проблемы можно применить лишь её часть, а точнее «предоставление налоговых и иных льгот при осуществлении иных эффективных мер по охране окружающей среды в соответствии с законодательством Российской Федерации». Изучив налоговое, экологическое и природоресурсное законодательство, можно констатировать, что к перечню мероприятий по охране окружающей среды не относится выполнение предусмотренных в статье 26 Закона РФ «О недрах» обязанностей предприятий-недропользователей по осуществлению консервации и ликвидации горных выработок, то есть приведению их в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды [3]. Хотя на наш взгляд, это было бы логично, и, следовательно, позволяло недропользователям рассчитывать на поддержку

государства в осуществлении указанных мероприятий. Зачастую же всё происходит наоборот, предприятия игнорируют требования Закона, и государство, привлекая нарушителей к ответственности, вынуждено за свой счет осуществлять финансирование мероприятий по устранению вреда, нанесенного окружающей среде, а так же оказанию различного характера помощи населению.

Чтобы изменить существующую ситуацию, можно использовать механизм инвестиционного налогового кредитования, предусмотренный статьями 66-68 Налогового Кодекса [1]. Инвестиционный налоговый кредит представляет собой такое изменение срока уплаты налога, при котором организации при наличии определенных оснований, предоставляется возможность в течение определенного срока и в определенных пределах уменьшать свои платежи по налогу с последующей поэтапной уплатой суммы кредита и начисленных процентов. Инвестиционный налоговый кредит может быть предоставлен по налогу на прибыль (доход) организации, а также по региональным и местным налогам на срок от одного года до пяти лет. Организация, получившая инвестиционный налоговый кредит, вправе уменьшать свои платежи по соответствующему налогу в течение договорного срока.

Среди перечисленных в статье 67 НК РФ оснований предоставления налогового кредита существует такое как «проведение соответствующей организацией <...> технического перевооружения собственного производства, в том числе направленного на защиту окружающей среды от загрязнения промышленными отходами». Но почему бы не расширить это основание, устранив из нормы выражение «от загрязнения промышленными отходами» либо дополнив её словами «и приведение природной территории – мест деятельности организации в состояние, пригодное для её дальнейшего использования, и обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения». Другим способом приближения недропользователей к получению налогового кредита может быть распространение его действия и на налог на добычу полезных ископаемых по уже предложенным основаниям, а не только на прибыль организации. Всё это, во-первых, расширит круг субъектов, которые могли бы при необходимости обращаться за кредитом, во-вторых, станет дополнительным источником информации для исполнительных и контролирующих органов об исполнении природопользователями своих обязанностей, и, в-третьих, заполнит уже упомянутый пробел в законодательстве. Таким образом, предприятия-недропользователи смогут использовать отсрочку по инвестиционному налоговому кредиту на аккумулирование денежных средств, направить их на цели ликвидации (консервации) объектов горного производства, осуществив её в полном объеме, что так же удовлетворит интересы государства.

Литература

1. Налоговый Кодекс РФ (часть первая) от 31.07.1998 № 146-ФЗ // СЗ РФ – 1998 – № 31. – ст. 3824.
2. Федеральный Закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ // СЗ РФ - 2002 - № 2 – ст. 133.
3. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 // СЗ РФ. – 1995. – № 10. – ст. 823.
4. Постановление Правительства РФ «О Перечне мероприятий по реструктуризации угольной промышленности и порядке их финансирования» от 24.12.2004 № 840 // СЗ РФ. – 2004. - № 52 (ч.2). – ст. 5504.
5. Закон Кемеровской области «Об утверждении региональной целевой программы «Переселение граждан из ветхого и аварийного жилья» на 2005-2020 годы» от 14.02.2005 № 20-ОЗ // Законодательный вестник Совета народных депутатов Кемеровской области. – 2005. - № 34.
6. Закон Кемеровской области «Об утверждении краткосрочной региональной целевой программы «Жилище» на 2007 год» от 29.12.2006 № 203-ОЗ // Законодательный вестник Совета народных депутатов Кемеровской области. – 2006. - № 61 (II ч.).
7. Журнал «Деловой Кузбасс» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://delkuz.ru/content/view/5723/>.
8. Бизнес-портал Кузбасса [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.avant-partner.ru/news/947.html>.
9. Фрانتоб: деловой портал [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://news.frantob.ru/news/2010/07/1/2102.htm>.

РОЛЬ ВЕРТИКАЛЬНО-ИНТЕГРИРОВАННЫХ СТРУКТУР НА НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ

Н.К. Анищук

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня большинство нефтегазовых компаний - это вертикально интегрированные (ВИНК) компании. Они представляют собой промышленные корпорации, деятельность которых объединяет на финансово-экономической основе полный цикл технологически взаимосвязанных производств: поиск, разведка и добыча нефти – транспортировка – переработка природного сырья – создание товарного продукта и реализация его потребителю. Структура таких ВИНК очень сложна: в них входят десятки, а иногда и сотни территориально разнесенных структурных подразделений и дочерних компаний.

Практически все крупнейшие компании экономически развитых стран имеют вертикально и горизонтально интегрированную структуру. За последние десятилетия ВИНК получили распространение и в других странах мира, в том числе и в России. Практически все крупнейшие компании нефтегазовой отрасли являются интегрированными структурами (таб.).

Крупнейшие вертикально-интегрированные нефтегазовые компании России

Компания	Объем реализации в 2009 г. (млн руб.)	Прибыль до налогообложения в 2009 г. (млн руб.)	Чистая прибыль в 2009 г. (млн руб.)
"Газпром"	2 990 971,00	979 435,00	779 585,00
Нефтяная компания "ЛУКОЙЛ"	2 157 753,00	287 478,00	222 389,00
Нефтяная компания "Роснефть"	1 072 199,00	270 223,00	206 624,00
ТНК-ВР	810 097,00	215 823,00	157 744,00
"Сургутнефтегаз"	526 610,00	144 849,00	116 149,00
"Татнефть"	380 648,00	74 526,00	54 372,00
Нефтегазовая компания "Славнефть"	121 406,00	11 305,00	3 667,00
Нефтегазовая компания "Русснефть"	116 144,00	18 943,00	15 569,00

Рассмотрим роль российских ВИНК в добыче, экспорте и переработке углеводородного сырья.

Объем добычи нефти и газового конденсата в России по итогам 2010 года составил порядка 10,15 млн. баррелей в день против 9,93 млн. баррелей в 2009 г. Основная доля добычи приходится на вертикально-интегрированные компании («Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ» и др.). Именно благодаря им, Россия вышла на 1 место в мире (рис. 1.).

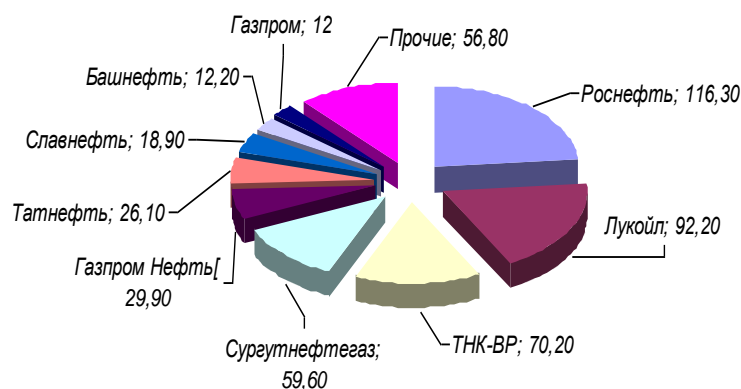


Рис. 1. Объем добычи нефти в России

Сегмент нефтепереработки в России - развит недостаточно. Суммарная мощность нефтеперерабатывающих предприятий России по первичной переработке сырья составляет 266 млн. т. Переработка нефти осуществляется на 27 крупных НПЗ, более половины которых принадлежит ВИНК (рис. 2.).

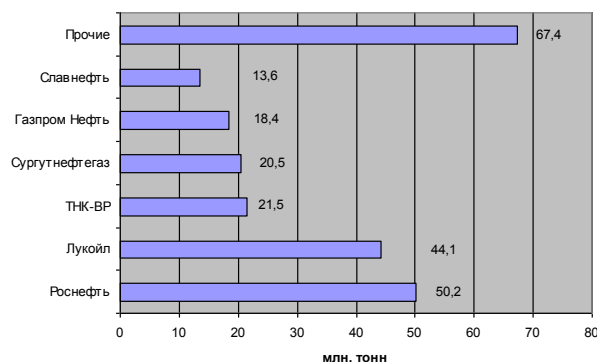


Рис. 2. Первичная переработка нефти в России (данные 2009 г.)

В структуре экспорта нефти доминируют: «Роснефть», доля которой в суммарном объеме экспорта нефти составила в 2009 г. около 27,9% (48,4 млн. тонн), ТНК-ВР – 19,5% (33,8 млн. тонн), «Сургутнефтегаз» – 15,6% (27,1 млн. тонн), ЛУКОЙЛ – 14,3% (24,9 млн. тонн). На эти 4 компании приходится более 77% суммарного экспорта нефти из России. Предприятия, не входящие в состав ВИНК, поставили в 2009 г. около 12 млн. тонн нефти.

Данная форма организации бизнеса увеличивает не только объемы добычи, переработки и экспорта углеводородного сырья, но и стабилизирует и увеличивает финансовое состояние компаний (рис. 3.).

Проведенный анализ показывает, что:

1. Вертикальная интеграция является вариантом стратегического решения в нефтяном бизнесе, влияет на кратко- и долгосрочные перспективы компании. При принятии стратегических решений нефтяные компании исходят в первую очередь из необходимости обеспечения надежности и устойчивости своего производственного цикла и снижения бизнес-рисков, что реализуется вертикальной интеграцией.

2. Наличие небольшого количества ВИНК на российском нефтегазовом рынке позволяет проводить определенную ценовую и сбытовую политику на данном сегменте национального рынка.

3. ВИНК – это структура, которая обеспечивает максимизацию прибыли в современных условиях за соединения в рамках одной компании всех технологических циклов: добычи, переработки и экспорта углеводородного сырья.

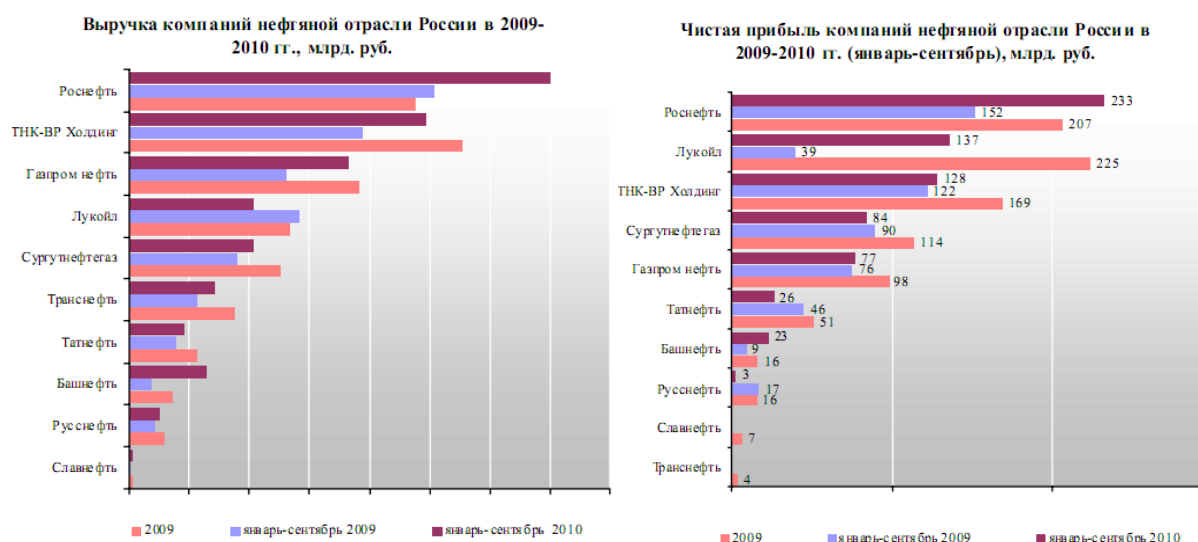


Рис. 3. Финансовая статистика ВИНК России

Однако ВИНК обладает рядом недостатков. В числе главных – невозможность контролировать деятельность каждой из дочерних организаций, усложнение системы управления, рост бюрократического аппарата, что увеличивает затраты и снижает быстроту реакции на возникающие проблемы.

ВИНК заключают картельные соглашения в явной или неявной форме, определяют уровни цен на нефтегазовом рынке и распределяют между собой регионы поставок, все это отрицательно влияет на развитие национальной экономики. Так, например, в результате роста цен на бытовой газ, бензин, дизельное топливо, мазут растут и цены на остальные товары, повышаются транспортные расходы поставщиков и перевозчиков.

Конечно, ВИНК в ряде отраслей – положительное явление. Но необходимо ограничить их влияние на экономическую политику страны, проводить активную политику поддержки независимых производителей и субъектов малого предпринимательства.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

- Шагиев Р.Р. Интегрированные нефтегазовые компании. – М.: Наука, 1996. – 303 с.
- Земляков Д.Н. Франчайзинг. Интегрированные формы организации бизнеса: учебное пособие. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. – 143 с.
- Данников В.В. Холдинги в нефтегазовом бизнесе: стратегия и управление. – М.: ЭЛВОЙС-М, 2004. – 464 с.
- Шиткина И.С. Холдинги: правовое регулирование и корпоративное управление: научно-практическое издание. – М.: Волтерс Клувер, 2008. – 648с.

МОДЕЛЬ ПОСТРОЕНИЯ ОБЩЕГО ЦЕНТРА ОБСЛУЖИВАНИЯ И ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

В.С. Бабинцев, Ю.В. Демьяненко

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Модель Общего Центра Обслуживания заимствована российскими компаниями из зарубежной практики, что позволило перенять опыт и проанализировать ее достоинства и недостатки. За счет полученного опыта эта модель была создана в крупнейших нефтегазовых компаниях России, таких как ОАО «ТНК-ВР», ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ» и т.д. Тенденция роста повышается по созданию ОЦО на российском рынке т.к. это выгодное вложение для крупных компаний.

Общий Центр Обслуживания (ОЦО) – это модель бизнеса, при которой типовые оперативные функции предприятий передаются в специализированный общий центр, который создается и контролируется самой компанией [3].

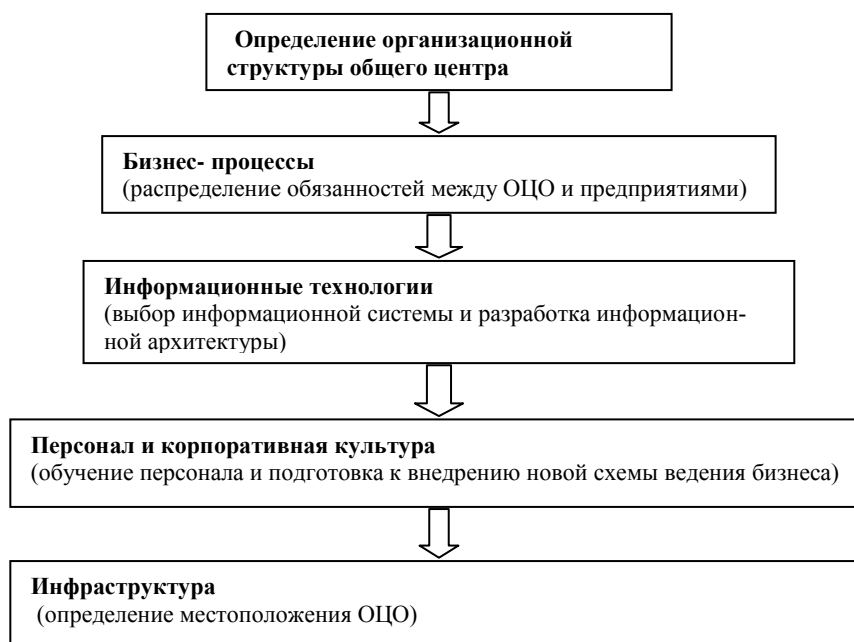
ОЦО создается для передачи ему таких функций как финансы, бухгалтерский учёт, кадровое делопроизводство, расчет заработной платы, закупки, снабжения, обслуживание и развитие информационных технологий (рис.1.).



Рис. 1. Структура управления ОЦО

Крупные отечественные компании переходят на новую схему ведения бизнеса не только с целью экономии на издержках, но и с целью сделать систему управления более прозрачной.

Основные этапы, требуемые при создании Общего Центра Обслуживания [2]:



Самым главным этапом при создании ОЦО является внедрение информационных технологий, которое позволит сократить издержки на персонал за счет использования современных автоматизированных систем. С помощью таких программных продуктов как SAP/R3, ORACLE можно проводить одновременно бухгалтерский и налоговый учет.

Достоинства ОЦО:

- Акционеры компании получают прямой доступ к более оперативной, достоверной информации по всем входящим в неё предприятиям.
- Затраты на содержание функций по ведению бухгалтерского и налогового учета снижаются.
- Штат работников сокращается, а результаты качества работы по ведению бухгалтерского и налогового учета повышается.
- Развитие информационных технологий.

Недостатки ОЦО:

- Создание модели ОЦО предназначено для крупных компаний, в структуру которых входят несколько дочерних предприятий.
- Руководители ОЦО не принимают участие, в вопросах качества сервиса и удовлетворенности персонала т.к. все усилия тратятся на совершенствования бизнес- процессов, а так же оптимальной организационной структуры.
- Стоимость услуг ОЦО высокая.

В 2010 г. Консультантами РБС было проведено исследование, целью которого заключалось наличие ОЦО. Участниками опроса выступили специалисты как российских, так и зарубежных компаний. Среди компаний, участвовавших в исследовании, были получены результаты: 54% имеют в своей структуре ОЦО, 27% планируют создание ОЦО в ближайшие два года и 19% не планируют создавать ОЦО [2].

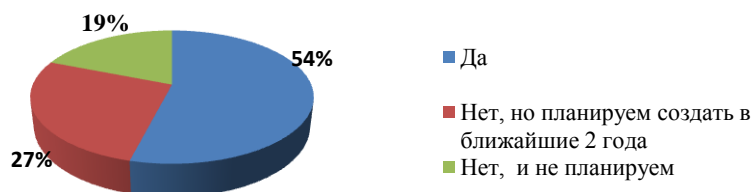


Рис. 2. Наличие ОЦО в компаниях-участницах опроса

При создании модели ОЦО опыт показывает, что на одного специалиста приходится [2]:

- 7-8 малых организаций (с численностью до 100 чел.)
- 3-4 средних организаций (с численностью от 100 до 200 чел.)
- 1 крупная организация (с численность выше 200 чел.)

Стоит отметить, что в условиях экономической неустойчивости, Общие Центры Обслуживания являются наиболее эффективным решением для компаний, фокусирующихся на оптимизации бизнес-процессов и повышении прибыли компании. Основная задача ОЦО на сегодняшний день – повысить эффективность управления посредством применения новых подходов к персоналу и внедрить новые технологии для достижения совершенства операционной деятельности.

В заключение хочется сказать, что экономические преимущества создания ОЦО в долгосрочном периоде перекрывают недостатки, которые могут возникнуть в ходе использования данной модели, что является положительным фактором для ведения бизнеса. Таким образом, можно говорить о том, что данная модель эффективна.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Кашин С. Общий Центр Обслуживания // Секрет фирмы. -2004.-N 029.- С.58-61
2. Информационно-аналитический сборник: «Закономерности развития общих центров обслуживания в России» Москва-2010, 31 стр.
3. [Маркетинг журнал \[Электронный ресурс\] – Режим доступа: http://www.4p.ru/main/theory/3137/.](http://www.4p.ru/main/theory/3137/)

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ФУНДАМЕНТА ЛЕНТОЧНОЙ ПИЛОРАМЫ

А.Ф. Бархатов, Д.В.Федин, М.П. Любятинская

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Надежность работы любого механического агрегата будет зависеть от величины вибрации, которая пагубно сказывается на его техническом состоянии. При вибрации отдельные детали и узлы испытывают воздействие знакопеременных нагрузок. В результате этого понижается прочность деталей и в конечном итоге может наступить разрушение. Через подшипники, опоры и фундаментные рамы вибрация от агрегата передается на фундамент. При этом происходит ослабление соединения этих узлов между собой, нарушается общая жесткость конструкции. От фундамента вибрация передается на грунт. В результате механического воздействия происходит нарушение природной структуры грунта [1]. Рассмотрим данный опрос на примере ленточной пилорамы.

На ленточной пилораме в основном возникает механическая вибрация, обусловленная неуравновешенностью вращающихся частей, дефектами геометрии вала, плохой установкой машин на фундаменте, дефектами в подшипниках и т.п. Искривление ротора электродвигателя из-за несимметричности нагрева (например, межвитковое замыкание в обмотке возбуждения) или несимметричного охлаждения также рассматривается как механическая причина вибрации связанная с неуравновешенностью [2].

Одним из объектов определяющим надежность пилорамы является фундамент, так как именно его колебания оказывают главное воздействие на качество изготавливаемой продукции. В основном на ленточных пилорамах применяется бетонный фундамент, на котором находятся уголки, с закрепленными на них рельсами. Так по экспертным оценкам специалистов деревообрабатывающего предприятия ООО «Самусь» за последние три года наблюдается следующая динамика отказов (рис. 1.) причем удельный вес отказов связанных с нарушением целостности фундамента составляет порядка 80% (рис. 2.).

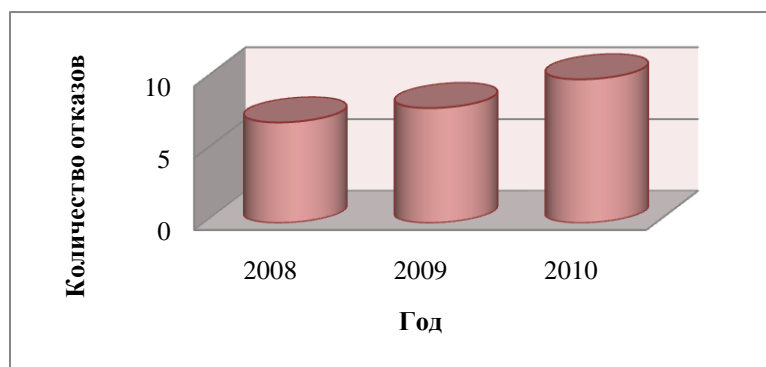


Рис. 1. Динамика отказов с 2008 по 2010 гг. по экспертным оценкам специалистов деревообрабатывающего предприятия ООО «Самусь»

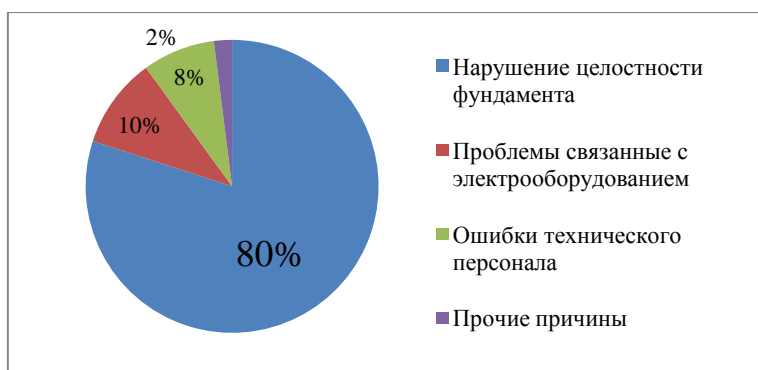


Рис. 2. Удельный вес основных причин отказов на ленточных пилорамах по экспертным оценкам специалистов деревообрабатывающего предприятия ООО «Самусь»

В процессе эксплуатации ленточной пилорамы происходит колебания резьбовых соединений на рельсах и деформация бетона. Вибрация передается от агрегата на фундамент, а от фундамента на грунт (рис. 3.). Это приводит к необходимости остановки производства и проведению ремонтных работ.

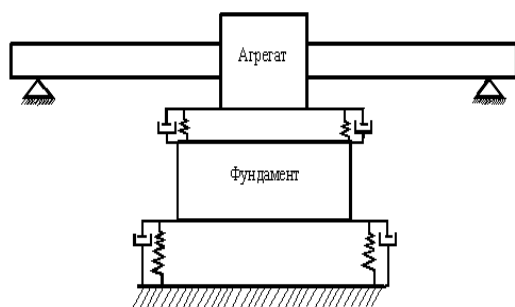


Рис. 3. Схема взаимодействия пилорамы и грунта

Межремонтный период ленточной пилорамы по экспертным оценкам специалистов деревообрабатывающего предприятия ООО «Самусь» составляет полгода, а продолжительность ремонта – около 2 дней затраты на ремонт составляют порядка 50 тыс. р. в ценах 2010 г. Данные затраты включают в себя:

- оплата услуг ремонтных служб 30 тыс. руб.;
- закупка запасных частей 20 тыс. руб.

Так деревообрабатывающим предприятием ООО «Самусь» за 2010 год было потрачено 400 тыс. руб. на проведения ремонта. Помимо этого предприятием была недополучена прибыль из-за простоя в течение 16 дней в размере 240 тыс. руб.

Повышение надежности фундамента ленточной пилорамы является важной и актуальной проблемой.

Для увеличения межремонтного периода предлагается усилить конструкцию фундамента. Для гашения вибрации между рельсами и фундаментом актуально применить демпфирующие прокладки, которые будут работать по принципу амортизаторов. Для увеличения жесткости конструкции и снижение уровня вибрации воздействующего на грунт целесообразно использовать закладные (которые представляют собой металлический каркас из трех швеллеров (№30). Данная конструкция позволит максимально погасить вибрацию и повысить надежность фундамента.

Экономическое обоснование данного технического решения свидетельствует, от том, что затраты на внедрение новой усиленной конструкции фундамента составляют порядка 80 тыс. руб. в ценах 2010 г. Затраты на проведение одного планового ремонта фундамента без учета недополученной прибыли составляют 50 тыс. руб. в ценах 2010 г. Недополученная прибыль составляет 30 тыс.р. при условии, что продолжительность ремонта составляет 2 дня. То есть период окупаемости данного мероприятия на одной ленточной пилораме составляет полгода. Учитывая, что например в 2010 г. предприятие потратило 400 тыс. р. на ремонт и 240 тыс. р. потеряло в результате недополученной прибыли, то экономический эффект при условии внедрения данной технологии в 2010 г. мог бы составить 560 тыс.р. Так проведенная реконструкция фундамента на другом деревообрабатывающем предприятии показало, что по данной методике не было произведено ни одного планового ремонта фундамента за последние три года.

Данная рекомендация позволяют не только обеспечить безотказную работу пилорамы, но и сэкономить средства на ремонте. Применение рекомендуемой конструкции фундамента на одном из производств, показало следующие результаты: за 3 года работы не было произведено ни одного планового ремонта фундамента.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Механика грунтов, основания и фундаменты: Учебное пособие./Сост.: П.П.Ипанов, Л.А.Строкова. – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 228 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти: Учебник для вузов: В 2 т. / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; Под ред. С. М. Вайнштока. – М.: Недра, 2002-2004. – 621 с.
3. Динамические реакции вращающихся тел. Методические указания к самостоятельной работе по курсу «Теоретическая механика» для студентов МСФ, ТЭФ. – Томск: изд. ТПУ, 1994. – 22с. Составители: А.П.Соколов, В.П.Нестерко.

**ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ
ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ПРИЧИНЕ
РАЗВИТИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИИ****А.Ф. Бархатов, Д.В.Федин, М.П. Любятинская**

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях, защита от коррозии подземных стальных трубопроводов является одним из важнейших способов обеспечения их безотказной работы. Протяженность магистральных трубопроводов (МТ) для транспорта нефти и газа в России в настоящее время достигает 220 тыс. км, из них 60 % газопроводов [1]. Анализ результатов коррозионных обследований и внутритрубной диагностики подземных стальных трубопроводов показывает, что вследствие подготовки газа к транспортировке по МТ, доля коррозионных дефектов на внутренней поверхности не превышает 6 %, остальные 94 % коррозионных и стресс-коррозионных дефектов находятся на внешней поверхности трубопровода 68,3 % – в виде стресс-коррозионных трещин [2]. Доля аварий на газопроводах по этой причине достигает 41,93 % от общего количества [3].

Стресс-коррозия – это растрескивание катодно-защищаемых трубопроводов с нарушенной изоляцией [4, 5].

В настоящий момент по результатам внутритрубной диагностики на газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром» наблюдается высокая плотность дефектов стресс-коррозии [6..8]. Например, на магистральном газопроводе (МГ) «Ямбург-Елец 1» на 1146,4 км количество стресс-коррозионных трещин достигло 4 штук на километр.

Цель данного исследования объяснить причину возникновения высокой плотности дефектов стресс-коррозии на 1146,4 км МГ «Ямбург-Елец 1», а также на других газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром» и предложить меры по уменьшению их количества и предоставить технико-экономическое обоснование предлагаемых решений.

Исследованиями, проведенными на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа Национального исследовательского Томского политехнического университета, установлено [1, 4], что стимулятором образования стресс-коррозионных трещин является неправильно выбранный режим катодной защиты. В результате это приводит к образованию аварийных ситуаций (рис. 1.) по причине стресс-коррозии.

По экспертным оценкам специалистов ОАО «Газпром» на рассматриваемом участке МГ «Ямбург-Елец 1» на протяжении 600 метров значение потенциала завышают до минус 1,3...1,5 по м.э.с. (измерения проводились относительно медно-сульфатного электрода сравнения) (поляризационной), что по проведенным исследованиям [1, 4] позволяет прогнозировать ускоренное электролитическое наводороживание стенки трубопровода и как следствие развитие стресс-коррозии. Не соответствие максимальному нормативному значению защитного потенциала в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 объясняется тем, что в течение периода эксплуатации МГ произошло нарушение целостности изоляции и ухудшение ее качества. Чтобы компенсировать повышенное «растекание» защитного тока эксплуатирующая организация повысила выходные значения потенциала на станции катодной защиты (СКЗ). Однако данное мероприятие привело к тому, что зона вблизи СКЗ стала эксплуатироваться под завышенным защитным током. Именно это и способствовало появлению условий благоприятных для зарождения дефектов.

Решение данной проблемы можно осуществить несколькими способами. Первый способ заключается в том, чтобы понизить величину, подаваемого со СКЗ, тока. Такое изменение параметров позволило бы понизить защитный потенциал на проблемном участке МГ до необходимого уровня. При этом затраты на все мероприятия были бы минимальны, так как нет необходимости в установке новых станций и различных элементов электрохимической защиты (ЭХЗ). Однако такое решение проблемы не может быть принято, поскольку оно противоречит нормативным документам и способствует образованию дефектов типа потери металла по причине электрохимической коррозии из-за провала защитного потенциала между СКЗ.

Рассмотрим другой способ, который мог бы обеспечить защиту проблемного участка газопровода. Понизить потенциал до нормативного значения можно путем установки дополнительной СКЗ, которая бы скомпенсировала несоответствие потенциала нормативным значениям.

Данная схема будет самой эффективной из рассмотренных, хотя и более затратной. Установка дополнительной СКЗ обеспечит распределение защитного потенциала в пределах нормативного коридора значений, а значит и обеспечит должную защиту участка МГ. При этом в отличие от первого способа реконструкции, защитная разность потенциалов не выходит за минимальный предел минус 0,85 В (поляризационный) по м.э.с. оговоренный в ГОСТ Р 51164-98. Выполнение последнего условия исключает активное развитие электрохимической коррозии на поверхности МГ.

Экономическую целесообразность реконструкции системы ЭХЗ МГ «Ямбург-Елец 1» на участке 1144-1150 км можно показать, сравнив затраты на ремонт (по вырезке пораженных трещинами участков МГ) с затратами на реконструкцию системы ЭХЗ.

Подсчет затрат по вырезке дефектного участка на МГ «Ямбург-Елец 1» необходимо вести по двум направлениям: технологические потери и коммерческие убытки от простоя газопровода во время ремонта, а также эксплуатационные расходы по замене «катушки» на МГ.

Коммерческие убытки от простоя МГ производительностью 90 млн. м³/сут. при времени простоя двое суток и тарифе на транспортировку 25 р. за 1000 м³ составят 4,5 млн. р. в ценах 2010 г. Убытки от потерь транс-

портируемого продукта (сравливание газа на ремонтируемом участке) составят 4,15 млн. руб. в ценах 2010 г. (расстояние между крановыми узлами 30 км, внутренний диаметр трубопровода 1394 мм, давление транспортируемого продукта 5,9 МПа, стоимость газа 1525 р. за 1000 м³).

Затраты по статье материалы составляют 8 220 р., по статье топливо 29 821 р., по статье амортизационные отчисления для ремонта 19 800 р., по статье оплаты труда работников за период ремонта (с учетом премии и районного коэффициента) 94 517 р., по статье отчисления на социальные нужды 24 574 р. в ценах 2010 г. Прочие расходы включают в себя: ремонт оборудования, накладные расходы, непредвиденные расходы и т.д. и составляют 40 % от прямых затрат. Все виды затрат по вырезке дефектного участка сведены в табл. 1.

Таблица 1

Затраты по вырезке дефектного участка

Состав затрат	Сумма затрат р.
1. Материальные затраты	38 041
2. Затраты на оплату труда	94 517
3. Отчисления на социальные нужды.	24 574
4. Амортизационные отчисления	19 800
Итого основные расходы	176 933
5. Прочие расходы (40% от основных)	70 773
Всего затраты на ремонт	247 706
Коммерческие убытки от простоя МГ	4 500 000
Убытки от потерь транспортируемого продукта	4 152 575
Итого затраты на все мероприятия	8 900 281

Таким образом, затраты на ремонт МГ «Ямбург-Елец 1» на участке 1144-1150 км с учетом убытков от простоя и потерь природного газа, составляют 8,9 млн. руб. в ценах 2010 г.

Расчет затрат на реконструкцию системы ЭХЗ будем вести по тем же статьям, что и при вырезке дефектного участка. Результаты расчетов сведены в табл. 2.

Таблица 2

Затраты на реконструкцию системы ЭХЗ

Состав затрат	Сумма затрат р.
1. Материальные затраты	245 838
2. Затраты на оплату труда	19 391
3. Отчисления на социальные нужды.	5 041
4. Амортизационные отчисления	5 150
Итого основные расходы	275 422
5. Прочие расходы	10 500
Всего затраты на реконструкцию ЭХЗ:	285 922

Затраты на реконструкцию системы ЭХЗ МГ «Ямбург-Елец 1» на участке 1144-1150 км составляют 0,28 млн. руб. в ценах 2010 г.

По результатам экономических расчетов было определено, что затраты на ремонт (вырезку дефектного участка) с учетом упущенной выгоды при остановке МГ и потерь транспортируемого продукта при его опорожнении составят 8,9 млн. руб. в ценах 2010 г. В свою очередь затраты на реконструкцию системы ЭХЗ МГ составят 0,28 млн. руб. в ценах 2010 г. При этом можно сделать технически обоснованное предположение, что после реконструкции системы ЭХЗ дефекты типа стресс-коррозия на данном участке газопровода больше появляться не будут, а, следовательно, не будет необходимости в дорогостоящем ремонте, повысится надежность работы МГ. Экономический эффект от предлагаемых мероприятий будет равен разнице затрат на ремонт (по устранению дефектов) и затрат по реконструкции системы ЭХЗ МГ и составляет 8,62 млн. руб. в ценах 2010 г. Поскольку полученная разница положительна, предлагаемые мероприятия экономически обоснованы и целесообразны, более того они позволяют снизить эксплуатационные расходы, отпускаемые на ремонт линейной части, газотранспортного предприятия.

Реконструкция системы ЭХЗ на МГ «Ямбург-Елец 1» на участке 1144-1150 км даст возможность снизить затраты на обслуживание трубопровода (вырезка дефектного участка в ценах 2010 г. составляет 8,9 млн. руб. с учетом упущенной выгоды при остановке МГ и потерь транспортируемого продукта при его опорожнении). При применении предложенной методики по реконструкции ЭХЗ на участке 1144-1150 км МГ «Ямбург-Елец 1» затраты на внедрение составят 0,28 млн.р. Экономический эффект от предложенных мероприятий составит 8,62 млн. р. Хочется отметить, что при данных расчетах не учитывалась ситуация, что если бы на данном участке произошла авария, тогда ущерб мог бы составить сотни миллионов рублей, причем помимо этого был бы нанесен огромный ущерб экологии. То есть предприятие при применении данной методики получает помимо экономической выгоды дополнительный запас надежности для трубопроводных систем, тем самым обеспечивая стабильность поставок углеводородов.

По мнению авторов, последовательный переход ОАО «Газпром» на предлагаемый способ электрохимической защиты позволит снизить эксплуатационные затраты на ликвидацию отказов и ремонт трубопроводов подверженных стресс-коррозионным трещинам. Полностью одновременно перевести трубопроводный парк ОАО

«Газпром» на предлагаемый способ электрохимической защиты невозможно ни с финансовой, ни с экономической точки зрения.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Хижняков В.И. Новый критерий выбора режимов катодной защиты стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2009. – № 4. – С. 20–22.
2. Винокурцев Г.Г., Первунин В.В., Крупин В.А. Критерии надежности противокоррозионной защиты трубопроводных систем // Газовая промышленность. – 2003. – № 4. – С. 50–52.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра 2004. – 700 с.
4. Хижняков В.И., Жилин А.В. Определение инкубационного периода образования дефектов КРН на катодно защищаемой поверхности подземных стальных трубопроводов // Практика противокоррозионной защиты. – 2009. – № 4. – С. 63–67.
5. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. – СПб.: Изд. «СПб», 2004. – 358 с.
6. Канайкин В.А., Варламов Д.П., Корзунин Г.С. Анализ стресс-коррозионной дефектности магистральных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии // Дефектоскопия. – 2009. – № 2. – С.34–43.
7. Долгов И.А., Горчаков В.А., Сурков Ю.П. Оценка изменения стресс-коррозионной повреждаемости по результатам повторной внутритрубной дефектоскопии // Дефектоскопия. – 2007. – № 2. – С.16–26.
8. Медведев В.Н. Анализ уровня эксплуатации и аварийности МГ Северного коридора // Газовая промышленность. – 2004. – № 6. – С. 13–15.

МОТИВАЦИЯ И СТИМУЛИРОВАНИЕ ТРУДА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Е.О. Богатырева¹, Д.В. Глухова¹, Л.П. Антух²

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая¹

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

²Томский сельскохозяйственный техникум, г. Томск, Россия

Вопрос о стимулировании персонала был затронут еще до понимания менеджмента как науки, и на сегодняшний день он остается не менее актуальным. Сложность этого вопроса заключается в том, что потребности человека постоянно меняются. Если когда-то ему достаточно было получить еду в качестве вознаграждения, то сегодня помимо удовлетворения каких-либо физических потребностей, человеку необходимо удовлетворять моральные и психологические потребности.

На сегодняшний день существует множество методов и способов стимулирования и мотивации персонала. Сложность заключается в нахождении наиболее эффективного, а это требует тщательного анализа и изучения потребностей и факторов, стимулирующих наемных работников на эффективность труда, что в свою очередь обуславливает актуальность данной темы.

Понятие мотивации тесно связано с проблемой управления персоналом. Мотивация - это процесс побуждения каждого сотрудника и всех членов его коллектива к активной деятельности для удовлетворения своих потребностей и для достижения целей организации [2]. Но, в это же время, стимулирование принципиально отличается от мотивирования. Суть этого отличия состоит в том, что стимулирование - это одно из средств, с помощью которого может осуществляться мотивирование. При этом, чем выше уровень развития отношений в организации, тем реже в качестве средств управления людьми применяется стимулирование.

Влияние мотивации на поведение человека зависит от множества факторов, во многом индивидуально и может меняться под воздействием обратной связи со стороны деятельности человека. Стимулирование труда – это прежде всего внешнее побуждение, элемент трудовой ситуации, влияющий на поведение человека в сфере труда, материальная оболочка мотивации персонала. Она выполняет ряд функций: экономическую, нравственную, социальную. В свою очередь стимулы могут быть материальными и нематериальными.

К материальным стимулам относят:

- Денежные: заработная плата, премии;
- Неденежные: путевки, лечение, транспорт.

Нематериальные могут быть:

- Социальные: престижность труда, возможность роста;
- Моральные: уважение со стороны друзей, родственников, награды;
- Творческие: возможность самосовершенствования, самореализации.

Стимулирование труда – довольно сложная процедура. Существуют определенные требования к его организации: комплексность, дифференцированность, гибкость и оперативность [1].

В целях максимизации действия стимулов необходимо соблюдать определенные принципы, такие как:

- доступность. Каждый стимул должен быть доступен для всех работников. Условия стимулирования должны быть демократичными и понятными;

- осязаемость. Практика показывает, что существует некий порог действенности стимула. В разных странах и коллективах он существенно различается. Для одних работников осязаемым может быть стимул и в

один доллар, для других мало и десяти. Данное обстоятельство необходимо учитывать при определении нижнего порога стимула;

- постепенность. Материальные стимулы подвержены постоянной коррекции в сторону повышения, что необходимо учитывать на практике. Однажды резко завышенное вознаграждение, не подтвержденное впоследствии, отрицательно скажется на мотивации работника в связи с формированием ожидания повышенного вознаграждения и возникновением нового нижнего порога стимула, который устраивал бы работника;

- минимизация разрыва между результатом труда и его оплатой. Переход большинства зарубежных фирм на ежедневную оплату труда обоснован прежде всего необходимостью соблюдения этого принципа. Одномоментность действия стимула (вознаграждения) замечена давно. Соблюдение этого принципа позволяет в большинстве случаев даже снижать уровень вознаграждения, так как большинство людей предпочитают принцип «лучше меньше, но сразу». Кроме того, учащение вознаграждения, его четкая связь с результатом труда – сильный мотиватор. Повышение уровня вознаграждения по отношению к предыдущему приносит работнику как материальное, так и моральное удовлетворение, повышает его тонус и настроение;

- сочетание материальных и моральных стимулов. По своей природе материальные и моральные факторы одинаково сильны. Все зависит от места, времени и субъекта воздействия этих факторов. Имеются в виду уровень развития экономики, традиции того или иного государства, а также материальное положение, возраст и пол работника. Принимая во внимание данное обстоятельство, необходимо разумно сочетать эти виды стимулов с учетом их целенаправленного действия на каждого работника [3].

Нефтегазовая отрасль не является исключением и в ней так же используются приемы стимулирования.

Так как одним из основных стимулов является заработная плата, большинство (до 80 %) нефтегазовых компаний традиционно придерживается политики ежегодного пересмотра зарплаты. Однако все чаще на рынке труда применяется практика индивидуального подхода – повышение должностных окладов происходит соответственно изменению спроса на определенные профессии и конъюнктуре регионального рынка.

Однако острый дефицит квалифицированного персонала и усилившаяся конкуренция среди работодателей диктуют свое – хочешь не хочешь, а ориентироваться на состояние рынка труда приходится.

Если в 2006 г. данные о рыночном уровне зарплат для пересмотра вознаграждения работников использовали 60% компаний, в 2007 г. – уже 66%, а в 2008-м и того больше – 68% [4].

Важную роль нефтегазовые компании продолжают отводить системам премирования и стимулирования, так как это позволяет решить две основные задачи: удержать персонал и повысить эффективность его работы. По данным обзоров, годовые премии выплачивают 93% компаний, квартальные – 31% и премии за полугодие – 16%. При этом доля переменной части вознаграждения (включаящей все выплаты за период свыше одного месяца) варьируется в зависимости от должности, занимаемой сотрудником. У представителей высшего звена управления доля переменной части значительно разнится по регионам и в среднем составляет 24–34% в общем годовом вознаграждении. У сотрудников профессионального звена, а также у рабочих аналогичный показатель находится в среднем на уровне 18–20%.

В настоящее время более трети компаний уже пользуются относительно новым для России инструментом вознаграждения сотрудников – программами долгосрочного стимулирования (ПДС). Цикл ПДС составляет три года, при этом программа может состоять из нескольких этапов, по итогам которых выплачивается вознаграждение. Размер вознаграждения по ПДС в годовом выражении значительно варьируется в зависимости от финансовых возможностей компании, должности руководителя, участвующего в программе, а также от формы реализации программы. Следует отметить, что ПДС чаще применяется в нефтегазовой отрасли, чем в других отраслях.

Так же нефтегазовые компании активно используют и не денежные инструменты мотивации. Состав социального пакета, предлагаемого сотрудникам, постоянно расширяется, а качество и объем входящих в него льгот увеличивается. При этом все чаще используется дифференцированный подход при предоставлении льгот сотрудникам – работникам разных категорий и должностей предлагается различный набор социальных программ.

Медицинская страховка стала практически обязательным элементом социального пакета (около 90% фирм предоставляют эту льготу). При этом ежегодно увеличивается список медицинских услуг, покрываемых договором страхования. Наряду с амбулаторной помощью и стационарным лечением в договор страхования могут быть включены приобретение лекарств, визиты врача по месту работы и ведение беременности. Причем медицинское страхование может распространяться не только на работников, но и на членов их семей.

Компенсация сотрудникам услуг мобильной связи производится в 87%, а оплачиваемое или дотационное питание предлагается в 64% нефтегазовых компаний. Также традиционной для многих крупных фирм остается льгота по предоставлению санаторно-курортного лечения. Среди нефтегазовых предприятий более 70% указали наличие такой льготы в компенсационном пакете сотрудников. Имеет смысл сравнить: в других отраслях доля компаний, предлагающих полное или частичное спонсорство расходов на отдых сотрудников, не превышает 20%.

Исключительно важно, что нефтегазовые компании активно помогают сотрудникам приобретать жилье. Подобные программы в том или ином виде предлагают около 40% работодателей в отрасли. В целом же средняя доля затрат на социальный пакет в общих затратах нефтегазовых компаний на персонал составляет, по данным обзора, около 25%.

Таким образом, нефтегазовые компании продолжают оставаться одними из наиболее социально ориентированных. Их социальный пакет включает более широкий перечень льгот и программ по сравнению с работодателями из других отраслей.

Однако, в то же время, всевозрастающее значение нематериальных стимулов можно объяснить не только стремлением к социальной гармонии, но и возможностью ухода от налогов, которые приобретают в рыночной экономике все более возрастающее значение и толкают работодателей на поиски возможностей их неуплаты.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Алехина О.Е. Стимулирование развития работников организации // Управление персоналом. – Москва, 2009. - № 1. - С. 50 - 52.
2. Белкин В. Г., Белкина Н.А. Мотивы и стимулы труда // Социальная защита. - Иркутск, 2008. - № 7. - Прил.: С. 44 - 47
3. Бурмистров А.В., Газенко Н.Я. Какие методы повышения мотивации персонала являются наиболее действенными? // Управление персоналом. – Москва, 2009. - № 7. - С. 48 - 49.
4. Официальный сайт федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gks.ru/>.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ СТРАХОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ

Ю.А. Болсуновская

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономическое развитие России в последние годы сопровождается значительным усилением роли топливно-энергетического сектора вообще и нефтяных компаний в частности. Принятая правительством России «Энергетическая стратегия развития ТЭК до 2030 г.» предусматривает заметный рост добычи и транспортировки на экспорт сырой нефти и других невозобновляемых природных ресурсов. При этом неизбежно возникновение природоохранных конфликтов и аварий, которые приводят к новым экологическим рискам.

В связи с этим 24 марта 2004 года WWF совместно с неправительственными природоохранными организациями России согласовал и подписал проект Экологических Требований к Российским нефтяным и газовым компаниям.

В числе основных разделов Требований официальная экологическая политика компании, а также:

- соблюдение законодательства,
- ценные территории и акватории,
- оценка воздействия на окружающую среду,
- открытость социально-экологической информации,
- компенсация ущерба и потерь,
- предотвращение и ликвидация разливов и утечек нефти [1].

Официальная экологическая политика нефтегазовой компании предусматривает закономерную систему экологического менеджмента. В рамках данной системы осуществляется управление экологическими рисками.

Экологическим риском нефтегазодобывающих компаний (Международный стандарт ISO 14001) является вероятность наступления гражданской ответственности за нанесение ущерба окружающей среде, а также жизни и здоровью третьих лиц. Этот риск может проявиться на любой стадии реализации проекта.

Существуют различные классификации рисков, но для нефтегазовых компаний характерно следующее разделение рисков:

- риски, обусловленные возможными изменениями окружающей среды, в которой функционирует компания;
- риски, обусловленные неопределенностью действия факторов окружающей среды на компанию.

Экологические риски первого вида обусловлены скачкообразными изменениями окружающей среды. Они могут оцениваться с большей или меньшей точностью. Экологические риски второго вида обусловлены неопределенностью. Их трудно оценивать или совсем невозможно. Соответственно для компании они представляют наибольшую и часто невидимую опасность. Такая неопределенность оборачивается большими издержками [2]. Экологические риски связаны с вероятностью различных нарушений законодательства по охране окружающей среды. Для нефтегазодобывающих компаний наиболее актуальными рисками на практике становится нарушение предписанных государством технологий разработки месторождений и загрязнение окружающей среды при транспорте углеводородов. Другим актуальным для российских предприятий риском является нарушение законодательства по охране окружающей среды в результате изменения каких-то законов в ходе реализации проекта.

Результаты проявления экологических рисков для нефтегазодобывающих компаний обычно влекут за собой огромные штрафные санкции и затраты на устранение последствий, например, разлива нефти. В связи с этим возникает необходимость применения таких методов борьбы с экологическими рисками, которые будут способствовать оптимизации принимаемых управленческих решений.

Практика показывает, что одним из наиболее эффективных способов обезопасить предприятие и обрести финансовую стабильность является страхование.

Страхование рисков нанесения вреда природной среде успешно применяется в экономически развитых странах мира и в ряде стран СНГ. Создание системы экологического страхования позволяет не только гарантировать возмещение ущерба, но и создает условия для предупреждения случаев его нанесения через систему финансовых стимулов, привлечение дополнительных денежных средств из страховых резервов на природоохранные мероприятия.

В России действующее на сегодняшний день законодательство в сфере охраны окружающей среды определяет, что «экологическое страхование осуществляется в целях защиты имущественных интересов юридических и физических лиц на случай экологических рисков» [3]. Соответственно задачей любого из разрабатываемых законопроектов является создание эффективной системы страховой защиты имущественных интересов государства, физических и юридических лиц от экологических рисков. Под экологическим страхованием в законопроектах наиболее часто понимается страхование гражданской ответственности предприятий – источников повышенной экологической опасности за причинение убытков третьим лицам, вызванных аварийным загрязнением окружающей природной среды. Или страхование ответственности за причинение вреда самой окружающей природной среде и убытков третьим лицам.

Анализ всех разработанных на сегодняшний день законопроектов об экологическом страховании и нормативных документов, разработанных в развитие этих проектов, показывает, что используются различные подходы к пониманию объектов страхования и страхового риска в экологическом страховании, что приводит соответственно к различию в формулировках и определениях применяемых терминов. Экологическое страхование рассматривается в них как страхование ответственности за причинение вреда в результате загрязнения окружающей среды.

Однако негативные изменения в окружающей среде могут произойти не только вследствие загрязнения. Например, деятельность недропользователя, производящего выборочную отработку наиболее прибыльных участков месторождений полезных ископаемых, может привести к порче месторождения и созданию ситуации, исключающей возможность дальнейшего пользования недрами. В практике страхование таких рисков встречается еще реже.

Это свидетельствует в первую очередь об отсутствии целостности в системе страхования экологических рисков при формировании законодательной базы и непроработанности всех имеющихся возможностей применения страхового механизма в сфере природопользования и ресурсопользования.

Для осуществления страхования в сфере природопользования главным моментом является то, что в результате негативного воздействия происходит изменение качественных и количественных характеристик компонентов окружающей природной среды и природных ресурсов, приводящее к возникновению в этой связи убытков у государства, физических и юридических лиц [3].

Таким образом, экологическое страхование необходимо рассматривать как использование механизма страхования для защиты от экологических рисков в сфере природопользования, возникающих в результате деятельности хозяйствующих субъектов, являющихся потенциальными источниками вреда окружающей среде, и экологических рисков, проявляющихся в результате деятельности хозяйствующих субъектов, непосредственно использующих природные ресурсы.

В рамках закона об экологическом страховании можно предусмотреть развитие следующих, на наш взгляд, более перспективных видов страхования:

- страхование финансовых, инвестиционных, предпринимательских рисков;
- страхование договорной ответственности природопользователей за невыполнение условий договоров при недропользовании, лесопользовании, водопользовании, землепользовании;
- страхование от катастрофических природных рисков.

Также в сферу действия закона может попасть личное страхование инспекторов охраны лесных участков, морских акваторий, заповедников и национальных парков и других категорий служащих, чья деятельность по охране сферы природопользования имеет повышенный риск.

Не все проявляющиеся в сфере природопользования экологические риски можно застраховать просто в силу специфики самого страхования, а только те риски, которые носят случайный характер. В то же время необходим такой подход к созданию системы страхования экологических рисков, который расширит рамки применения законопроекта за счет более широкого охвата рисков в сфере ресурсопользования, и соответственно, расширит возможности применения страхового механизма к большему количеству страховых случаев. Тогда в сферу экологического страхования помимо страхования гражданской ответственности за вред, причиненный загрязнением окружающей среды, попадут и иные виды страхования, возможные в сфере природопользования.

В случае принятия такого подхода к формированию законопроекта многие виды страховой защиты от рисков негативного воздействия на окружающую среду и природные ресурсы войдут в страховые программы экологического страхования, что будет выгодно всем сторонам, участвующим в страховании:

- государству (страховой рынок возьмет на себя более широкий спектр компенсации убытков);
- страхователям (будет застраховано все многообразие причиняемого их деятельностью вреда);
- страховщикам (в связи с расширением страхового рынка);
- третьим лицам (в связи с расширением возможностей компенсации причиненного им вреда);
- окружающей природной среде, которая в лице государства и органов исполнительной власти может получить средства на реализацию превентивных природоохранных мероприятий, на ликвидацию негативных последствий причинения вреда и восстановление до нормативного состояния [3].

Следовательно, решение вопроса о том, что понимать в законопроекте под экологическим страхованием и какие риски страховать, является принципиальным для дальнейшего развития целостной системы страхования экологических рисков в России.

Помимо этого принципиального аспекта в законопроекте необходимо предусмотреть разработку следующих вопросов:

- возможности накопительного страхования, гарантирующего проведение восстановительных и рекультивационных работ на природных объектах, например, по мере завершения добычи полезных ископаемых;
- возможность использования независимого страхового экологического аудита;
- возможность для государства в лице органов исполнительной власти различных уровней выступать выгодоприобретателем в договорах страхования.

Таким образом, необходимо разработать концепцию законопроекта с более широкими возможностями применения страхования в сфере природопользования, принятие и реализация которого позволят создать в Российской Федерации целостную систему страхования экологических рисков.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Экологические требования к нефтяным и газовым компаниям. - URL: <http://www.unipie.org>
2. Экологические риски [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <http://infomanagement.ru>.
3. Страхование экологических рисков в сфере природопользования и охраны окружающей среды [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <http://www.aekos.ru>.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ ФОНДА СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ОШВОРЦЕВСКО-ДМИТРИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

А.В. Бякова, А.Н. Темников, О.С. Юдина

Научный руководитель доцент С. Ю. Борхович

Удмуртский государственный университет, г. Ижевск, Россия

Эффективная деятельность нефтедобывающего предприятия основывается на постоянно ведущейся работе по оптимизации затрат и снижению себестоимости добычи нефти. В работе предлагается снижение затрат рассматривать в качестве основного критерия, определяющего оптимальную динамику эксплуатации скважин во времени.

Ошворцевско-Дмитриевское месторождение Удмуртской республики характеризуется сложным геологическим строением: пласты анизотропны и представлены карбонатными коллекторами, характеризующимися низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами. Проницаемость изменяется от 0,027 до 0,294 мкм², пористость – от 0,11 до 0,17. Нефти месторождения тяжелые (до 0,8876 г/см³), вязкие (до 22,29 мПа*с). На месторождении выделено два самостоятельных объекта разработки – Верейский и Турнейский, разбуренные равномерной треугольной сеткой 300х300 м. Ошворцевско-Дмитриевское месторождение находится в стадии падающей добычи, средняя обводненность составляет 80,3%, максимальная – 99,54%, средний дебит – 1,16 т/сут. В 2009 году на месторождении была проведена оптимизация фонда скважин, в ходе которой были остановлены 23 нерентабельные скважины или 18,7% от основного фонда.

Для экономического обоснования оптимизации фонда скважин в работе используется методика, разработанная Д. А. Гамиловой и И. В. Бурениной [2]. Суть методики заключается в определении технологической целесообразности остановки скважин и расчёте экономического эффекта по каждой скважине. Особенность применяемой методики: экономический эффект рассматривается не только как разница между выручкой и себестоимостью, но и как разница между выручкой и высвобожденными затратами. Высвобожденные затраты представляют собой альтернативную стоимость использования скважины (денежные средства, высвобождаемые при выводе скважины в бездействие) и формируются переменными затратами, связанными с конкретной скважиной.

Вывод в бездействие формулируется как крайняя мера при невозможности вывода скважины на уровень рентабельности доступными методами. Этапы, предусмотренные алгоритмом, приведены на рис.

Технологическая целесообразность отключения скважин была определена добывающим предприятием в ходе подготовки к оптимизации.

В качестве маргинальных будут рассматриваться скважины, которые в результате оптимизации были остановлены. Следует отметить, что все они эксплуатируются с помощью штанговых глубинных насосов.

Экономическая часть методики предполагает определение рентабельности каждой выбранной скважины. В процессе определения рентабельности в зависимости от соотношения между ценой, себестоимостью (С/с) и высвобожденными затратами (Зв) скважина может быть отнесена к одной из трёх групп [2]:



Рис. Алгоритм принятия решений о целесообразности эксплуатации скважин

- скважина рентабельна – Цена > C/c;
- скважина нерентабельна, но её отключение не даст экономического эффекта – C/c > Цена > Зв;
- скважина нерентабельна и рекомендуется к отключению – C/c > Зв > Цена,

Расчёт себестоимости добычи нефти по каждой скважине производился на основе сводной калькуляции себестоимости добычи по месторождению и отчёта о технологическом режиме работы скважин. Производилось деление затрат на условно-переменные и условно-постоянные [4] и распределение их по фонду скважин. Средняя величина высвобождаемых затрат определялась следующим образом [2]:

$$Зв = (Зв^{\min} + Зв^{\max}) / 2,$$

где $Зв^{\min}$ – сумма затрат на искусственное воздействие, добычу, подготовку, транспорт, содержание и эксплуатацию оборудования по данной скважине; $Зв^{\max}$ – сумма затрат на искусственное воздействие, добычу, подготовку, транспорт, содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые и общепроизводственные расходы на данную скважину. В величину высвобожденных затрат не включалась амортизация основных фондов.

Среднегодовая цена реализации нефти принята в размере 8167 руб./т в 2008 году. В табл. представлены итоги расчётов.

Себестоимость добычи нефти остановленных скважин в 23 из 25 случаев превышает цену реализации нефти, наибольшая себестоимость наблюдается по скважинам с обводненностью выше 98 %, годовая добыча которых не превышает 100 тонн нефти в год.

Скважины первой и второй группы рентабельности (табл.) выделены цветом. Из 25 только 12 скважин характеризуются превышением высвобожденных затрат и себестоимости над ценой реализации, что позволяет отнести их к третьей группе (абсолютно нерентабельные, рекомендуются к отключению), 2 скважины – рентабельные, 11 скважин – нерентабельные, так как себестоимость больше цены реализации, но их отключение не даст экономического эффекта (высвобожденные затраты меньше цены реализации). Для скважин второй группы рентабельности была рассчитана точка безубыточности, которая может служить ориентиром при планировании геолого-технических мероприятий.

Большая разница между величиной высвобождаемых затрат и себестоимостью свидетельствует о высоком уровне затрат, напрямую не связанных с технологическим процессом добычи нефти. Сокращение этих затрат позволяет достичь рентабельности скважин, находящихся во второй группе и повысить общую эффективность эксплуатации фонда скважин.

Экономический эффект в условиях рыночной экономики не может сводиться лишь к определению величины получаемой прибыли, необходимо соизмерять прибыль и затраты и оставлять только те производства, уровень рентабельности которых, по крайней мере, больше, чем ставка рефинансирования, которая в 2008 году составляла 10,9%. При определении рентабельности возможно брать за основу величину высвобожденных затрат как альтернативную стоимость использования скважины, тогда в первой и второй группе остаётся лишь 8 скважин, функционирование которых экономически оправдано.

Таблица

Сводная таблица маржинальных скважин

№ СК В.	Дебит, т/сут	Годовая добыча нефти, тн	обводненность, %	Себестоимость 1 тонны товарной нефти (С/с), руб.	Средние высвобожденные затраты на 1 тонну нефти (Зв), руб.	Цена – С/с, руб.	Цена – Зв, руб.	Точка безубыточности	
								т/год	т/сут
1	0,23	61	99,08	32 553,92	11 605,07	-24 386,92	-3 438,07	538	1,47
2	0,13	20	99,54	88 381,53	24 487,53	-80 214,53	-16 320,53	1660	4,55
3	0,31	104	97,61	20 219,43	7 932,12	-12 052,43	234,88	386	1,06
4	0,46	133	98,37	16 822,57	7 214,44	-8 655,57	952,56	417	1,14
5	0,14	9	98,32	179 631,85	37 645,18	-171 464,85	-29 478,18	385	1,06
6	0,44	96	97,94	21 094,59	7 783,34	-12 927,59	383,66	384	1,05
7	0,20	12	99,05	136 526,53	30 036,53	-128 359,53	-21 869,53	495	1,36
8	0,56	154	98,41	15 071,83	6 773,91	-6 904,83	1 393,09	418	1,14
9	0,25	63	98,66	30 932,29	10 648,47	-22 765,29	-2 481,47	441	1,21
10	0,68	158	97,02	14 084,15	5 996,30	-5 917,15	2 170,70	361	0,99
11	0,56	131	96,83	16 230,18	6 475,37	-8 063,18	1 691,63	358	0,98
12	0,34	94	98,42	22 054,25	8 459,79	-13 887,25	-292,79	419	1,15
13	1,02	294	91,03	8 866,13	4 519,60	-699,13	3 647,40	335	0,92
14	0,16	47	99,19	41 326,30	14 137,36	-33 159,30	-5 970,36	597	1,63
15	0,33	103	98,21	20 508,95	8 102,35	-12 341,95	64,65	408	1,12
16	0,31	96	98,58	21 986,87	8 675,62	-13 819,87	-508,62	399	1,09
17	1,44	452	91,31	6 893,06	4 065,89	1 273,94	4 101,11		
18	1,42	446	74,66	6 793,86	3 928,65	1 373,14	4 238,35		
19	0,13	39	99,14	48 836,01	16 069,85	-40 669,01	-7 902,85	571	1,56
20	0,41	94	97,87	21 508,53	7 914,06	-13 341,53	252,94	382	1,05
21	0,09	22	94,07	78 992,73	20 907,27	-70 825,73	-12 740,27	338	0,92
22	0,18	44	97,41	41 653,81	12 611,08	-33 486,81	-4 444,08	371	1,02
23	0,18	12	98,44	135 956,38	29 466,38	-127 789,38	-21 299,38	395	1,08
24	0,39	112	96,92	18 625,40	7 215,76	-10 458,40	951,24	365	1,00
25	0,34	103	98,21	20 503,38	8 096,78	-12 336,38	70,22	408	1,12

Использование экономических критериев при планировании и проведении оптимизации фонда скважин Ошворцевско-Дмитриевского месторождения позволяет получить за год дополнительно 1880 т нефти или 4,7% от годовой добычи на месторождении. За счёт использования скважин, чье функционирование экономически оправдано, возможная экономия составляет до 5,8 млн. руб. в год. Эти средства проявляются в снижении себестоимости добычи нефти по оставленным в работе скважинам.

Литература

1. Гамилова Д.А., Буренина И.В. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации.
2. Отчёт о технологическом режиме работы нефтяных скважин по пластам, 2009 г.
3. Технологическая схема разработки Ошворцевско-Дмитриевского месторождения нефти.
4. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // под ред. Дунаева В.Ф. – М., 2004 г.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ КОМПЕТЕНЦИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСОНАЛА НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Е.М. Вершкова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время все большее внимание уделяется оценке персонала с помощью системы компетенций. Под понятием «компетенции» мы будем понимать определенные характеристики человека, позволяющие выполнить ему ту или иную работу [1]. Многие крупные предприятия формируют для оценки своего персонала системы компетенций, т.е. набор определенных компетенций для конкретной должности и выполняемой работы.

Система оценки компетенций включает в себя несколько блоков по основным компетенциям, а так же определенную шкалу выраженности данного вида компетенций. Определенной должности или выполняемой работе соответствует набор компетенций с определенным значением выраженности. Тенденция к формированию системы компетенций наблюдается и в нефтегазовых компаниях. Большинство крупнейших международных компаний уже выработало свою систему компетенций. Так, существует модель компетенций в Shell, система компетенций в ТНК-ВР, корпоративные компетенции в ExxonMobil, структура компетенций при морских работах ConocoPhillips и шкала оценки SPE и PetroSkills. Нами были проанализированы указанные системы и модели компетенций.

Рассмотрим модели компетенций в крупных нефтяных компаниях. В компании Shell лидерские компетенции оцениваются по системе STAR или 9 планет, где каждой планете соответствует определенная компетенция [2]:

- Обеспечивает результат
- Ценит различия
- Мотивирует, тренирует, развивает
- Демонстрирует смелость
- Демонстрирует личную эффективность
- Демонстрирует профессиональное мастерство
- Развивает новые возможности бизнеса
- Борется за ориентацию на клиента
- Создает общее видение

При этом каждой компетенции соответствует 4 уровня развития – осведомленность (спрашивает как делать, воспринимает), знание (делает с помощью других, принимает), навык (может делать, применяет), мастерство (адаптирует к потребностям, развивает). Существует и пятый уровень развития – создание нового, который оценивается для топ-менеджеров компании.

В ТНК система компетенций включает лидерские компетенции, профессиональные компетенции базовые требования, необходимые для работы в Компании. При этом существует последовательность в оценке компетенций, так, в первую очередь оценивается понимание бизнеса, т.е. знания о Компании, понимание нефтегазовой индустрии, базовые деловые навыки (языковые навыки и компьютерная грамотность). После этого на втором этапе производится оценка профессиональных компетенций, т.е. исследуется набор профессиональных знаний и навыков, необходимый специфичным должностям в рамках определенных видов деятельности, что является уникальным для каждой специальности или работы. На последнем этапе оцениваются лидерские компетенции, как для управляющих должностей, так и для формирования кадрового резерва. Оценка производится на основании универсальных стандартов организационного поведения, отличающих успешных лидеров Компании. Уровни владения компетенциями в компании варьируются от нулевого (не применимо к сотруднику) до пятого (эксперт). При этом оценка проводится не по компетенции в целом, а по отдельным ее индикаторам.

В результате анализа можно сделать следующие выводы. В модель компетенций включаются следующие блоки:

- Лидерские (управленческие) компетенции
- Профессиональные (технические) компетенции
- Общие (универсальные) компетенции

Это в целом соответствует общепринятым моделям компетенций. Шкала выраженности компетенций (уровень знаний и навыков) включает в себя следующее:

1. Понимание
2. Знание
3. Навык
4. Мастерство
5. Экспертиза

При этом минимальным является уровень «Понимание» и максимальным – «Экспертиза». При проведении оценки производится сопоставление требуемого профиля с фактическими компетенциями работника.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Головки, С. И. Специалист: образование, компетентность, новаторство: научно-практическое пособие / С. И. Головки. – М.: Либерия-Библиформ, 2005. – 143 с.
2. The Shell global homepage [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.shell.com>.
3. Равен Джон. Компетентность в современном обществе: выявление, развитие и реализация. / Д. Равен. – М.: Когито-Центр, 2002. – 396 с.
4. Accountant competency profile [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.doc.state.nc.us.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КОМПЕТЕНТНОСТИ ПЕРСОНАЛА НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Ш.А. Гермаханов

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно менеджменту персонала в рамках системы менеджмента качества выделяются следующие методы оценки компетентности персонала (табл.).

На практике применяется множество методов, но каждый из них обладает и плюсами, и ограничениями. Некоторые специалисты, стремясь подойти к разработке компетенций максимально качественно, выбирают исследовательский подход: проводят тщательный анализ деятельности, множество интервью, фокус групп и т. д. Другие эксперты предпочитают опираться на библиотеки компетенций, собственную экспертизу и мнение менеджмента компании. В последнем случае временные и материальные затраты на разработку значительно сокращаются. Однако, парадокс: и в том, и в другом случае получается примерно одинаковый набор из 7–11 компетенций.

Прежде всего, есть базовые качества – компетенции, которые позволяют достигать высоких результатов в любой деятельности, будь то ритейл или производство. Например, «Ориентация на результат», «Ответственность» или «Коммуникативные навыки» или же – «Управление исполнением», если речь идет о менеджерских компетенциях. Последняя компетенция описывает оптимальное поведение руководителя при постановке задачи, что необходимо в работе с подчиненными практически любому менеджеру. И вот уже набирается 5–7 типовых компетенций, которые можно обнаружить в большинстве организаций. Плюс несколько компетенций, которые покажутся важными и необходимыми руководству компании, например, «Бизнес мышление», «Инициативность», «Обучаемость». Таким образом, модель компетенций почти сложилась. По опыту, действительно оцениваемыми, ясными, не дублирующими друг друга в тех или иных вариациях оказывается в лучшем случае 75% компетенций. Часто наблюдается «слипание» или дублирование индикаторов, что не позволяет развести наблюдаемое поведение по компетенциям, например, «Ответственность» и «Ориентацию на результат» или «Лидерство» и «Влияние».

Кроме того, могут возникнуть трудности с компетенциями или отдельными индикаторами, которые должны обеспечить соответствие не только текущим, но и стратегическим целям компании. Пример такой компетенции – «Инициативно прорабатывает и формулирует стратегические приоритеты и конкретные цели подразделения, способные вывести бизнес на качественно новый уровень и обеспечить компании стратегическое преимущество в конкурентной борьбе». В реальности чаще всего такими компетенциями обладает один – два человека в компании, а для всех остальных сотрудников это приведет к понижению оценок.

Последние несколько лет рынок оценки персонала рос быстрыми темпами. В 2004 году российский рынок оценки персонала оценивался в 30 млн. долл. В 2008 году эксперты оценивали его уже почти в 80 млн. долл. В 2009 году изменяются приоритетные задачи использования оценки. Раньше ее использовали, прежде всего, для принятия решений в найме, продвижении и управлении талантами. Сейчас преимущественно для решений, связанных с оптимизацией численности компаний и последующей реструктуризацией.

Менеджмент заказывает оценку персонала, чтобы понимать, на кого в этот сложный период он может рассчитывать в первую очередь, на кого во вторую, а на кого вообще не стоит рассчитывать. Сейчас мы наблюдаем множество примеров, когда сокращения были проведены бездумно, по принципу «сокращаем 10% от каждого направления». Это не корректно с точки зрения управления эффективностью, так как в результате могут быть сокращены люди, критично важные для бизнеса.

Подход к оценке персонала во много определяется HR-стратегией организации. Согласно концепции личная эффективность сотрудника формируется за счет трех блоков:

- во первых – уровень развития компетенций. У любого представителя компании есть качества, которые делают его работу более эффективной. Например, для менеджера по продажам в ряду компетенций, которые влияют на результаты продаж, могут быть чувство юмора, опрятный внешний вид, хорошая дикция. Компетенции, которые мы относим к этому блоку, могут развиваться и совершенствоваться.

- во вторых – потенциал личности. Потенциал личности включает в себя волевые, коммуникативные и интеллектуальные свойства. Это то, с чем человек к нам пришел, насколько он развит и способен к развитию. При этом нужно понимать, что потенциал человека задается в процессе формирования личности. После того, как личность сформировалась, он изменяется мало. Мы можем оценить потенциал личности, но его изменение потребует значительных усилий со стороны HR-службы.

- в третьих – мотивация. Человек равнодушный и бездействующий не будет реализовывать свой потенциал, развивать компетенции и применять их в работе.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Таблица

Методы оценки компетентности персонала

Наименование метода	Краткое описание метода	Результат
1. Источниковедческий (биографический)	Анализ кадровых данных, листок по учёту кадров, личные заявления, автобиография, документы об образовании, характеристика	Логические заключения об образовании, карьере
2. Интервьюирование (собеседование)	Беседа с работником в режиме «вопрос-ответ» по заранее составленной или произвольной схеме для получения дополнительных данных о человеке	Вопросник с ответами
3. Анкетирование (самооценка)	Опрос человека с помощью специальной анкеты для самооценки качеств личности и их последующего анализа	Анкета «Вакансия»
4. Социологический опрос	Анкетный опрос работников разных категорий, хорошо знающих оцениваемого человека (руководители, коллеги, подчинённые) и построение диаграммы качеств личности	Анкета, диаграмма качеств
5. Наблюдение	Наблюдение за оцениваемым работником в неформальной обстановке (на отдыхе, в быту) и в рабочей обстановке методами моментных наблюдений и фотографии рабочего дня	Отчёт о наблюдении
6. Тестирование	Определение профессиональных знаний и умений, способностей, мотивов, психологии личности с помощью специальных тестов с последующей их расшифровкой с помощью «ключей»	Психологический портрет
7. Экспертные оценки	Формирование группы экспертов, определение совокупности качеств и получение экспертных оценок идеального или реального работника	Модель рабочего места
8. Анализ конкретных ситуаций	Передача работнику конкретной производственной ситуации с заданием проведения анализа и подготовки предложений по её разрешению в форме доклада	Доклад с альтернативами решения ситуации
9. Ранжирование	Сравнение оцениваемых работников между собой и их расположение по выбранному критерию в порядке убывания или возрастания рангов (места в группе)	Ранжированный список работников (кандидатов)
10. Программированный контроль	Оценка профессиональных знаний и умений, уровня интеллекта, опыта и работоспособности с помощью контрольных вопросов	Карта контроля. Оценка знаний и умений
11. Экзамен (зачёт, защита бизнес-плана)	Контроль профессиональных знаний и умений, предусматривающий предварительную подготовку оцениваемого по определённой компетенции и выступление перед комиссией	Экзаменационный лист, бизнес - план
12. Самоотчёт (выступление)	Письменный отчёт или устное выступление руководителя или специалиста перед трудовым коллективом с анализом выполнения плана работы и личных обязательств	Письменный отчёт
13. Комплексная оценка труда	Определение совокупности оценочных показателей качества, сложности и результативности труда и сравнение их с предыдущим периодом или нормативными показателями с помощью	Таблица оценки труда
14. Аттестация персонала	Комплексный метод оценки персонала - определение аттестационной комиссией соответствия кандидата вакантной или занимаемой должности	Протокол аттестац. комиссии

Литература

1. Дёмин В.А. Профессиональная компетентность специалиста: понятие и виды // Мониторинг образовательного процесса. -2005. -№4-с.35.
2. Шепель В.М. Человековедческая компетентность менеджера. М.: Народное образование, 1999. -430 с.
3. Алюшина Ю.Б., Дмитриевская Н.А., Ефимова Л.А. Научное видение модели специалиста // Научно-методический сборник «Научное обеспечение образования» - М.: Мое. Гос. Ун-т экономики, статистики и информатики, 2000.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ТИПОЛОГИИ КОМПЕТЕНЦИЙ ПЕРСОНАЛА КОМПАНИИ

Ш.А. Гермаханов

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие соответствующей типологии компетенций важно для того, чтобы объединить образование и обучение, выровнять их с потребностями трудового рынка и обеспечить мобильность трудовых ресурсов. Мы стоим на пороге нового этапа общественного развития - «общества знаний» или «информационного общества». Сегодня рушатся представления о системе университетского образования: не университеты предлагают обучение тем или иным компетенциям, а рынок заставляет развивать те компетенции, которые востребованы обществом в данный момент времени (рис.).

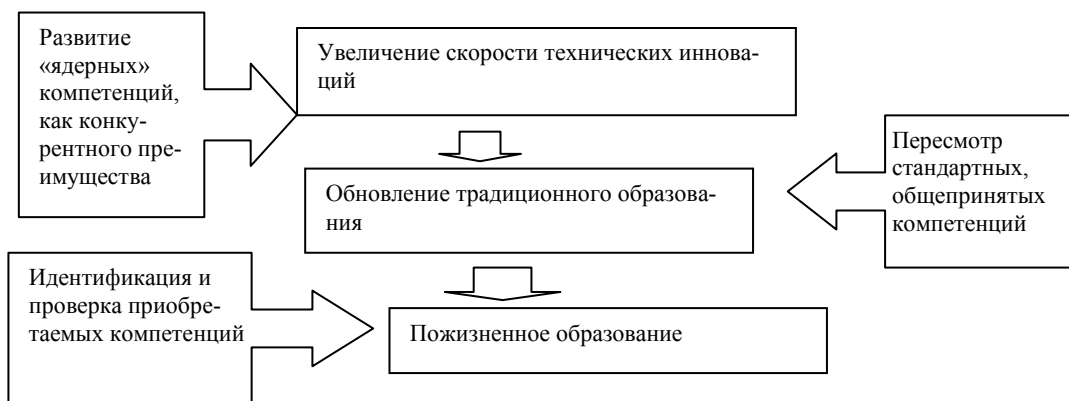


Рис. Развитие человеческих ресурсов

Задумываясь о том, каким должен быть набор универсальных компетенций необходимо ответить на следующие вопросы: сколько должно быть групп компетенций, какие компетенции относятся к базовым, существует ли возможность оценки данных компетенций. Как правило, в зарубежных моделях системы компетенций персонала компании выделяются следующие группы компетенций:

- когнитивные компетенции, включающие не только официальные знания, но так же и неофициальные – основанные на опыте;
- функциональная компетентность (навыки или ноу-хау), включает, что человек, который работает в данной профессиональной области, должен быть в состоянии «сделать и способен продемонстрировать»;
- личностные компетенции (поведенческие компетенции, «знают, как вести себя»), определяются как «относительно устойчивые характеристики личности причинно связанные с эффективным или превосходным выполнением работы»;
- этическая компетентность, «личное мнение и профессиональные ценности, способность принимать основанные на них решения в рабочих ситуациях»;
- мета - компетенции, относятся к способности справляться с неуверенностью, также как и с поучениями и критикой. Мета - компетенции облегчают приобретение компетенций.

Выделяют одномерные и многомерные структуры (модели) компетенций. Одномерные модели компетенций включают только одну группу компетенций, т.е. содержащие, например, только личностные компетенции. Одномерные модели неадекватны и уступают многомерным структурам (моделям).

Целостная типология значительно полезнее для понимания характера взаимодействия знаний, навыков и социальных компетенций, которые являются ключевыми для выполнения профессиональной деятельности. Компетенции необходимые для эффективной работы включают в себя концептуальные (когнитивные, знания и понимание) и операционные (функциональный, психомоторный и прикладной навык) компетенции. Компетенции, связанные с индивидуальной эффективностью, также включают концептуальные мета - компетенции, и операционные (социальные компетенции, включающие поведение и отношения). Отношения между этими четырьмя измерениями компетенций показаны в табл. 1.

Таблица 1

Типология компетенций

КОМПЕТЕНЦИИ	КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ	ОПЕРАЦИОННЫЕ
Профессиональные	Когнитивные	Функциональные
Личностные	Мета - компетенции	Социальные

Многомерный (целостный) подход к компетенциям становится все более распространенным и предлагает более широкие возможности для синхронизации образовательного процесса с требованиями, а так же для синергии между формальным образованием и производственным обучением и профессиональной компетентностью.

В табл. 2 представим основные модели топологии компетенций зарубежных школ управления персоналом компании.

Таблица 2

Отличительные характеристики типологии компетенций зарубежных школ управления персоналом компании

Модель	Отличительные особенности
Поведенческий подход (американская модель)	Главные компетенции – поведенческие, личностные, индивидуальные способности человека. Функциональные и когнитивные компетенции были добавлены к поведенческим компетенциям
Функциональный подход (британская модель)	Доминирование профессиональных стандартов функциональных компетенций. Когнитивные и поведенческие компетенции дополнили модели профессиональных функциональных компетенций
Многомерный и целостный подход (немецкая и французские школы)	Демонстрирует потенциал многомерной и более аналитической концепции компетенций. Это развитие британской и американской школ. Введение категории - стандартная типология компетенций, которая разрабатывается в начале каждого нового учебного плана профессионального обучения

Каждый из трёх доминирующих подходов имеет свои специфические черты. Традиционный американский подход продемонстрировал важность индивидуальных особенностей и использования поведенческих компетенций для оценки «лучшей работы». Британский подход показал ценность профессиональных стандартов функциональных компетенций и их применимости для рабочего места. Подход, принятый во Франции и Германии демонстрирует потенциал многомерной и более аналитической концепции компетенций. Кроме того, есть признаки конвергенции в национальных подходах к компетенциям, не только в Европе, но также и между европейскими и американскими моделями. В многомерном подходе есть определенная ценность для того чтобы сформировать более глобальное понимание этого термина. В табл.3 представлены методы (приёмы) формирования модели компетенций компании.

Таблица 3

Методы создания модели компетенций

Метод	Характеристика
Интервью с заказчиком	Изучение целей, перспектив, развитие бизнеса с учётом которых будут использоваться компетенции
Анализ содержания работ специалиста	Изучение должностных инструкций, требований, предъявляемых к компетенциям специалистов в компании, отрасли и т.п.
Выработка экспертами критериев оценки	Выработка индикаторов, критериев оценки специалистов, выделение успешных и неуспешных исполнителей
Исследовательский подход	Интервью специалистов, анкетирование, фокус группы, мнение топ-менеджеров и т.п.

Представленный анализ можно рассматривать в качестве отправной точки для разработки типологии компетенций, которая будет более прозрачна и адаптивна. Хотя эти подходы кажутся дихотомическими и несовместимыми, необходимо находить точки соприкосновения, которые усилят позиции каждого из подходов, и это было бы большим прогрессом, как для теории, так и для практики.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

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., Ханьков И.А. Ключевая компетенция организации как объект стратегического анализа // Менеджмент в России и за рубежом. – 2002. - № 2. – С. 25-29.
3. Сепиашвили Д.С. Нам умные тоже нужны // Российское предпринимательство. - 2006. - № 9. – С. 63-65.

4. Шершнева Е.Г. Современная парадигма управления конкурентными преимуществами предприятия в условиях глобализации экономики // Вестник УГТУ-УПИ. – 2006. - №9 (80). – С. 50-57.
5. Чоудхари С. Менеджмент XXI века: Пер. с англ. - М.: ИНФРА - М, 2002. – 448 с.

ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОРПОРАТИВНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»

Д.В. Глухова¹, Л.П. Антух²

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая¹

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

²Томский сельскохозяйственный техникум, г. Томск, Россия

Актуальность рассмотрения процесса корпоративного финансирования, обусловлена усилением конкуренции на рынке и необходимостью централизации всех процессов происходящих в компании (как основных, так и вспомогательных). Так же большое влияние оказывают высокие темпы роста производства. Несколько лет назад в ОАО «Газпром» был издан приказ (касающийся всех дочерних компаний и самого Газпрома в целом) о централизации всех расчетов. Это явилось необходимой мерой, так как только в ООО «Газпром трансгаз Томск» за последние несколько лет были открыты 3 новых филиала, и необходимо было все денежные потоки свести в один центр расчетов. Если бы централизация не была осуществлена, материнская компания потеряла бы контроль над дочерними.

Одной из главнейших стратегических задач предприятия является развитие и совершенствование уже имеющейся системы управления и процесса финансирования. Очевидно, что экономическая эффективность работы всей компании зависит от каждого участника в целом, начиная от производственного блока компании и заканчивая финансово-экономическими службами Администрации общества [2]. В течение нескольких лет на предприятии уже действует достаточно эффективный процесс финансирования, базирующийся на методологии управления по центрам ответственности.

Для решения поставленной задачи в Обществе была организована работа по созданию правовой базы, регламентирующей процессы управления финансово-экономической и производственной деятельностью. К примеру, предприятие действует на основании таких документов как методические рекомендации по планированию и калькулированию себестоимости транспорта газа (введен с января 2009 года), методика проведения план-факт анализа исполнения плановых экономических показателей дочерними обществами, осуществляющими основные виды деятельности. Также, в компании разработан ряд внутренних документов и регламентов, таких как: положение о финансовой структуре, положение по определению видов капитального ремонта основных средств, положение о порядке формирования, рассмотрения, утверждения и исполнения платежного баланса, положение о порядке ведения работы с дебиторской и кредиторской задолженностями, инструкция о порядке проведения проverka финансово-хозяйственной деятельности филиалов и структурных подразделений ООО «Томсктрансгаз», положение об управлении материально-техническими ресурсами и др.

В качестве методологической основы процесса финансирования было применено обобщающее понятие центра ответственности, руководитель которого наделялся определенными полномочиями и нес ответственность за соответствующие показатели деятельности.

Финансирование и управление по центрам ответственности базируется на следующих принципах [1]:

- связь с организационной структурой;
- соответствие цели и задач центра ответственности стратегическим и оперативным целям предприятия;
- наличие ответственного менеджера;
- определение целевых показателей деятельности;
- делегирование полномочий и ответственности, их соизмеримость;
- организация планирования, учета, контроля и анализа, их автоматизация;
- система стимулирования и мотивации персонала.

Центры ответственности разделены на два основных уровня, созданных на базе структурных подразделений Администрации, а также филиалов общества.

Центры ответственности первого уровня, это отделы и службы Администрации. Эти отделы несут ответственность за ЦФО второго уровня, которыми являются филиалы Общества (т.е. поручение на оплату, созданное для исполнения в филиале, имеет по сути два центра ответственности; первый – в филиале, в котором будет исполнено поручение, и второй – в Администрации Общества, в котором исполняется контролирующая и координирующая функция финансирования по ЦФО).

Процесс корпоративного финансирования по центрам ответственности находится в постоянном эволюционном развитии, поэтому происходит создание новых и разукрупнение существовавших структурных подразделений Администрации.

Для повышения эффективности управления финансово-экономическими показателями в филиалах созданы экономические группы, осуществляющие свою деятельность в соответствии с разработанным Положением, с однозначным распределением обязанностей, выполняемых под методическим руководством соответствующих структурных подразделений Администрации – ПЭО, ФО и ООТиЗ.

Все центры ответственности возглавляются менеджерами, несущими в рамках своей компетенции ответственность за исполнение плановых значений целевых показателей, а также за процесс финансирования, в рамках своей компетенции.

На предприятии ежегодно формируется план социально-экономического развития. Составление данного плана идет на основании данных предоставленных филиалами за истекший год, а также тенденцией развития и перспективами на будущий. Этот план является по сути основой для дальнейших действий, а также для координации процесса финансирования на предприятии.

Плюс системы центров финансовой ответственности так же в том, что любой заинтересованный пользователь (в рамках компании) может получить полноценный доступ ко всем данным и полноценно оценить ситуацию.

Текущее и оперативное планирование денежных потоков Общества осуществляется в тесной взаимосвязи с бюджетом доходов и расходов и показателями плана СЭР. Утвержденный план представляется в Финансовый отдел и применяется в качестве основы для составления платежного баланса соответствующих центров ответственности.

В процессе формирования платежного баланса имеются свои нюансы:

- платежный баланс и реестр платежей формируется ежемесячно
- взаимодействие центров ответственности первого и второго уровней осуществляется через финансовый отдел для обеспечения полноты, своевременности и корректности предоставляемых данных в разрезе центров ответственности первого уровня.

При формировании реестра платежей в разрезе контрагентов учитываются планируемые показатели дебиторской и кредиторской задолженности.

Так как финансирование деятельности любого филиала идет из трех источников (ООО «Газпром трансгаз Томск», ОАО «Газпром» и самая незначительная часть – собственные средства), то для централизации расчетов с контрагентами создана такая форма как реестр счетов на оплату. Данная форма ежедневно со всех филиалов приходит в финансовый отдел и согласуется по сумме, дате, назначению платежа и форме финансовой ответственности. Такой подход значительно упрощает составление и контроль расходной и доходной части платежного баланса на следующий месяц.

В первый год работы в рамках новой финансовой структуры и нового процесса финансового взаимодействия, проведена огромная работа по отработке методологии связки: Планирование (план СЭР) – Финансирование (ПБ) – Учет (Бухгалтерский учет), т.к. при формировании ПБ приходилось разбираться с каждым конкретным, пусть даже самым незначительным, платежом. На сегодняшний день основная масса нестыковок и неувязок снята. Все возникающие нововведения и изменения, связанные с деятельностью Общества, вносятся синхронно в соответствующие справочники и увязки между ними.

Одним из основных инструментов, позволяющих осуществлять непрерывный и эффективный процесс корпоративного финансирования в рамках определенной производственной деятельности в разрезе конкретных центров ответственности, является подсистема МИКС. Данная система позволяет получать и обобщать всю необходимую информацию для осуществления финансовой деятельности.

Очень четко отлажена система заключения договоров с контрагентами и параллельно регистрацией в программе МИКС поступающих финансовых средств. На этапе заключения договора производится сопоставление условий договора, представленных в виде календарных планов выполнения работ, установленным лимитам по каждому элементу затрат и лимитам финансирования по статьям платежного баланса на определенный период времени. Источником информации о лимитах по элементам затрат (в разрезе центров ответственности) является автоматизированная подсистема. Сведения о произведенной оплате по каждому этапу договора формируются в определенной подсистеме. Функционирование подсистем обеспечивает принцип ввода информации в одной точке.

В связи с изменениями в методике планирования лимитов финансирования, а также появлением новых видов управленческой и корпоративной отчетности, ежегодно бухгалтерия совместно с финансово-экономическими службами вносит соответствующие изменения в Учетную политику Общества.

Что касается системы финансирования и организации расчетов в Обществе, то она претерпела кардинальные изменения и на сегодняшний день продолжает динамично развиваться.

Основными причинами происходящих процессов является постоянные изменения в системе финансирования ОАО «Газпром», а также создание и внедрение системы централизованного управления денежными потоками Группы Газпром.

В связи с происходящими в системе Газпром процессами централизации, направленными на укрепление финансовой дисциплины и усиление контроля за движением средств, в структуре финансового отдела была создана Казначейская группа. Для нее были определены задачи по организации и осуществлению расчетов, а также по мониторингу вопросов банковского обслуживания и взаимодействию с кредитными организациями.

Для организации расчетов был разработан Временный регламент, который определяет четкий алгоритм действий всех участников процесса путем определения сроков, формата и способа предоставления информации по каждой статье выплат.

Действующая система финансового планирования и организации расчетов позволяет осуществлять финансирование текущей производственной и инвестиционной деятельности Общества своевременно и в требуемом объеме.

В условиях нарастания кризисных явлений на мировых финансовых рынках актуальность задачи по повышению эффективности процесса корпоративного финансирования дочерних организаций Группы Газпром значительно возросла.

В связи с развитием и расширением сферы деятельности ООО «Газпром трансгаз Томск» одной из актуальных задач является определение политики в области вопросов банковского обслуживания. В настоящее

время разработана стратегия взаимодействия с кредитными организациями и отработана технология обеспечения банковскими продуктами вновь создаваемых филиалов.

Учитывая системные изменения, происходящие в вертикально-интегрированной структуре ОАО «Газпром», а также во внешней среде, в Обществе утвержден план проведения аудитов выделенных бизнес-процессов на базе отдельных филиалов и разработаны карты аудита по каждому филиалу. В ходе аудитов осуществляются выезды на места производства работ. По итогам проводимых аудитов руководству предоставляются аудиторские отчеты.

Обобщенный анализ выявленных в ходе аудита недостатков и рисков доводится до всех подразделений, далее осуществляется последующий контроль за работой подразделений в направлении устранения возможных рисков, а также за исполнением плана корректирующих мероприятий, необходимость которых была выявлена по результатам аудита.

На основании изученной информации можно сделать вывод о том, что централизованная система финансирования, влечет за собой явное упрощение данного процесса и, как следствие, повышение эффективности работы Аппарата Управления. Имея многолетний опыт работы и поставив перед собой цель постоянного динамичного развития, компания, усердствуя все протекающие в ней процессы полностью отвечая требованиям современного рынка и темпам развития материнской компании.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.
2. Ковалев В.В. Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебник. – М.: Проспект, 2005. – 421 с.
3. Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие. – 7-е изд., испр. – Минск: Новое знание, 2002. – 704 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.В. Глухова, Е.О. Богатырева

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность рассмотрения особенностей организации труда в нефтегазовой отрасли обусловлена специфичностью производства. Руководство компании (на всех уровнях) выстраивая процесс производства без учета особенностей конкретного производства (а может быть даже и предприятия), несет значительные потери в сравнении с аналогичной организацией, учитывающей специфику. Соответственно, такое отношение может привести к отсутствию денежных средств на развитие производства и потерю конкурентоспособности вследствие низкой результативности деятельности.

Особенности нефтегазового производства неизбежно влекут за собой совершенно иную структуру организации труда. Главная задача организаторов производства заключается в обеспечении рационального ведения процессов, при котором достигается наилучший экономический результат.

Начнем с рассмотрения особенностей организации труда при подготовке производства.

Важной особенностью здесь является необходимость, помимо всей плановой документации, разработки проекта. Здесь очень важно грамотно оценить все плюсы и минусы, динамику выгод и затрат по годам реализации проекта. В отличие от других производств, разработка проекта в нефтегазовой отрасли занимает больше времени, т.к. неоправданный запуск проекта влечет за собой несоизмеримо большие затраты.

Основной особенностью геолого-разведочного производства является сезонность работ, так как климатические условия в значительной степени влияют на результаты исследований. Комплекс промыслово-геофизических исследований, применяемый в том или ином районе, определяется его геологическими условиями и должен обеспечить достоверность получаемых результатов.

Промыслово-геофизические работы осуществляются не одной организацией. Как правило, это договор между геофизическими предприятиями (подрядчики) и геологоразведочными предприятиями, производящими бурение скважин (заказчик). Более того, подрядчиками так же могут быть бригады различных организаций. Соответственно заказчик должен четко разграничить обязанности и оптимизировать последовательность трудового процесса.

На данном этапе велика доля временного строительства, а это значит дополнительное привлечение рабочей силы. Выраженной технологической особенностью является то, что любая стадия этого процесса очень трудоемка. По отдельным методам и видам их затраты, связанные с оплатой труда, составляют 70–90% всех затрат.

Еще одной из особенностей геологоразведочного процесса является то, что основная продукция (разведанные запасы) не требует транспортировки к месту потребления. Следовательно, геологоразведочному предприятию не требуется создания специальных сбытовых служб и подразделений.

Очень важно в организации трудового процесса осознавать, что многие геологоразведочные партии создаются для решения конкретной задачи и расформируются при ее завершении. Это значит, что необходимо четко обозначить начало и конец работ. Это необходимо, во-первых, для избегания излишних затрат, а во-вторых, для стимулирования работников, входящих в партию.

Типовые структуры могут видоизменяться в зависимости от природных и организационно-технических условий ведения геологоразведочных работ. Большинство работ при строительстве скважин выполняется специализированными цехами или управлениями.

Здесь очень велика доля затрат на ликвидацию скважин. А значит необходимо организовывать производство таким образом, чтобы существовал определенный штат сотрудников (подразделение), которое будет обеспечивать бесперебойную и безаварийную работу.

Бурение скважины осуществляет буровая бригада, которую возглавляет буровой мастер. Ее количественный состав определяется с учетом необходимости обеспечения непрерывности процесса. Для осуществления строительства скважин необходимо разное количество человек по стадиям процесса с разной квалификацией, к примеру, в состав буровой бригады разрешается вводить дополнительно: должности начальника буровой, двух буровых мастеров и инженера по промысловой жидкости при бурении.

Организационные формы работ по испытанию скважин в различных районах неодинаковы, их осуществляют как буровые, так и специализированные бригады по испытанию, перфорации обсадной колонны в скважине – геофизические партии.

В свою очередь, эти особенности предопределяются характером предмета труда – предмет труда территориально закреплён и обособлен. Следовательно, производство буровых работ предусматривает систематическое перемещение громоздкого бурового оборудования с одного объекта строительства на другой. Возникает необходимость организации очень сложного и трудоемкого процесса демонтажа, перевозки и монтажа буровых установок. Для проведения работ создаются специальные службы (вышкомонтажные управления или цехи).

Процесс бурения скважины (обработка предмета труда) является непрерывным и для контроля за его круглосуточным ходом создаются специальные инженерно-технологические службы (центральные и районные). Готовая продукция не требует доставки до потребителя, поэтому в составе буровых организаций отсутствуют сбытовые подразделения.

Организация работ по эксплуатации нефтяных скважин во многом зависит от способов подъема нефти из пласта на поверхность, т.е. от способов эксплуатации скважин. На организацию работ по добыче нефти (газа) существенно влияет система сбора и подготовки.

Обеспечение бесперебойности производственного процесса требует строгой, четкой ее организации и учета во времени. Отличительной особенностью данной стадии производства является высокая автоматизация процесса. Помимо этого, от работников требуются значительные физические затраты.

Особенностью нефтегазодобычи является то, что предмет труда – пласт, содержащий нефть и газ, не является результатом прошлого труда и не имеет стоимости. Поэтому, как в любой добывающей отрасли, в нефтегазодобывающей промышленности отсутствуют затраты на сырье, что влияет на структуру, уровень и планирование некоторых технико-экономических показателей. Предмет труда обрабатывается непрерывно, поэтому необходим круглосуточный контроль за технологией и организацией производства силами специальных оперативных служб. Еще одна особенность это удаленность предмета труда и подземной части эксплуатационного оборудования от непосредственного наблюдения и воздействия. Отсюда возникает необходимость планирования и организации постоянного капитального строительства в добыче нефти – бурения. К тому же необходимо постоянное и непрерывное воспроизводство производственных объектов скважин – с тем, чтобы, с одной стороны, компенсировать истощение пластов, а с другой стороны, обеспечить постоянное расширение фонда эксплуатационных скважин и наращивание производственных мощностей.

Все это обуславливает специфическую организацию производства на нефтедобывающих предприятиях и расходы в виде специальных статей в себестоимости нефти и газа: текущие подземные ремонты, амортизационные отчисления по скважинам.

Важной особенностью является территориальная обособленность и закреплённость производственных объектов (скважин), их индивидуальность и зависимость организации промышленного хозяйства от системы разработки месторождения.

И, наконец, особенность нефтегазодобывающей промышленности состоит в том, что она дает только готовую продукцию.

Важной особенностью газопроводного транспорта является его жесткая связь с источниками добычи газа и потребителями, причем режим эксплуатации газотранспортных систем зависит в большей мере от динамики газопотребления, которое характеризуется существенными колебаниями.

В процессе транспортирования никаких новых продуктов не создается, они лишь перемещаются, хранятся и реализуются. Таким образом, деятельность газотранспортных предприятий и организаций является непосредственно продукцией отрасли.

Многие процессы переработки имеют комплексный характер, в процессе получается из одного вида сырья несколько продуктов (целевых и побочных), одну и ту же установку можно использовать для переработки разных видов сырья, она может вырабатывать различные продукты.

Характерной особенностью перерабатывающего производства является высокая сложность процессов и необходимость высококвалифицированного персонала. При этом основные процессы протекают в закрытых аппаратах, поэтому предмет труда удален от исполнителя, следовательно, контроль за ходом производства произ-

ходит по показаниям контрольно-измерительных приборов и данных периодических анализов качества продукции и сырья [1].

Еще одной особенностью является то, что для производственных процессов характерна большая потребность в энергии, транспорте, ремонтных работах, а так же пожаро-взрывоопасность производства, что обуславливает большую долю затрат на обеспечение безопасности труда.

Комплексный характер сырья приводит к тому, что в составе предприятия имеется несколько основных производственных процессов. Комплексный характер и взаимозаменяемость сырья и процессов приводят к многовариантности их работ. Эта особенность и предъявляет особые требования к планированию, способствует применению экономико-математических методов.

Важнейшая особенность предприятий по транспортировке, хранению и сбыту продукции – органическая связь с нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленностью, с одной стороны, и потребителями, с другой стороны.

Процессы на магистральных трубопроводах значительно разобщены в пространстве. В процессе перекачки нефти одноименные производственные операции производятся на объектах, отдаленных один от другого на сотни тысяч километров. Однако эти процессы обычно совмещаются по времени. От этого во многом зависит продолжительность производственного процесса.

Таким образом, в связи с особенностями производственно-хозяйственной деятельности различных предприятий нефтегазоснабжения производственная структура их весьма разнообразна.

Изучив и проанализировав технологические и функциональные особенности по каждой стадии нефтегазового производства можно сделать вывод о том, что оптимальная организация труда на предприятиях этой отрасли может быть организована только с учетом всех особенностей процесса.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Андреев А.Ф., Маккавеев М.В., Победоносцева Н.Н., Сыромятников Е.С., Шпаков В.А., Шпакова З.Ф. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие. В 2 ч. / Под ред. Е. С. Сыромятникова. – М.: Нефть и газ, 1997. – Ч. 1. – 144 с.
2. Андреев А.Ф., Волков А.Ф., Маккавеев М.В., Победоносцева Н.Н., Сыромятников Е. С., Шпаков В.А., Шпакова З.Ф. Организация и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие. В 2 ч. / Под ред. Е.С. Сыромятникова – М.: Нефть и газ, 1999. – Ч.2. – 139 с.
3. Базаров Т.Ю., Еремин Б.Л. Управление персоналом.- М.: Минск 2008 – 92-95 с.

ЕРОЕИ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

А.Н. Голоскоков

Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, России

В зависимости от геологического строения месторождения, Т-Р условий нахождения, качества нефти, климатических условий, состояния хозяйственной и транспортной инфраструктуры будет зависеть себестоимость добычи. Чем сложнее условия – тем выше себестоимость, вплоть до того уровня, когда вести добычу нецелесообразно. Но вопрос следует задать не только для денежного выражения себестоимости, ведь в конечном итоге обществу необходима энергия, получаемая из нефти и газа, а не деньги. Энергия является двигателем развития общества, тогда как деньги – это всего лишь средство, абстракция необходимая для удобного обмена товарами и энергией между юридическими и физическими субъектами. Тогда наряду с важным вопросом – «каким общим объемом запасов нефти и газа мы располагаем?», мы должны задать второй вопрос «какой объем энергоресурсов мы можем добыть с необходимой для нас энергетической эффективностью?». То же самое относится и к производству возобновляемых энергоресурсов: «каков возможный объем производства?» и «на сколько производство энергетически эффективно?». Забегая вперед, следует сказать, что в случае с возобновляемой энергетикой этот вопрос особенно актуален. Традиционные нефть и газ в этом смысле являются уникальными энергоресурсами: при относительно низких затратах на добычу, общество получает огромное количество энергии. Соотношение добытой энергии к затраченной было настолько велико, что на этот аспект обращалось мало внимания. Но в случае разработки месторождений тяжелой и сверхтяжелой нефти этот вопрос требует особого внимания.

Известно, что любое производство должно приносить доход: выручка от деятельности должна быть больше, чем полная себестоимость. Процентное отношение этой разности называется «рентабельность». Применительно к производству энергоресурсов, помимо денежного дохода, производство должно быть выгодно энергетически, это очевидно: затраты энергии на добычу, транспорт и переработку сырья должны быть меньше энергии, получаемой от добытых ресурсов. Это можно назвать «энергетической рентабельностью», или EROEI (Energy return on energy invested). Впервые эту идею предложил в 70-х годах прошлого века американский ученый-биолог Чарльз Холл, когда проводил исследования миграции рыб [1]. 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:

$EROEI = \text{Энергия полученная} / \text{энергия затраченная на добычу (производство)}$.

Когда $EROEI = 1$ – это значит, что на одну единицу полученной энергии из добытого сырья пришлось затратить такое же количество энергии. То есть добыча ведется с энергетически нулевым результатом и является по сути бессмысленной. Когда значение меньше единицы – это значит, что добыча энергоресурсов является энергетически убыточной и потому неприемлемой. Когда значение больше единицы – это значит, что добыча энергоресурсов приносит дополнительную, «прибыльную» энергию.

Схематично это можно представить следующим образом. На первом этапе энергетические затраты связаны с необходимостью создать нужные условия, построить капитальные объекты, пробурить скважины, создать транспортную инфраструктуру и так далее. После того как сделаны все необходимые капитальные работы, на втором этапе начинается непосредственно добыча энергоресурсов. На этом этапе энергетические затраты связаны с обеспечением текущей деятельности, а также дополнительными капитальными работами: бурение эксплуатационных скважин, расширение производственных мощностей и т.д. На третьем этапе, когда запасы месторождения исчерпаны, энергетические затраты связаны с ликвидационной деятельностью. Отношение энергетического эквивалента добытого ресурса к суммарным энергетическим затратам и есть $EROEI$ разработки месторождения. Как видно, здесь прямая аналогия с общеизвестной концепцией денежных потоков.

Таким образом, $EROEI$ является важной характеристикой производства энергоресурсов (или в общем случае просто энергии). Очевидно, что чем выше $EROEI$, тем эффективнее производство. Это относится как к добыче традиционных энергоресурсов, так и к производству возобновляемых. Представляется очевидным, что для наибольшей общественной выгоды, при прочих равных условиях выбор следует делать в пользу тех направлений энергетики, где $EROEI$ выше.

Важной задачей в нефтегазодобыче, является подсчет запасов месторождений. Как известно, критерием для разделения запасов на забалансовые и балансовые является экономическая целесообразность добычи. По такому же критерию определяется объем извлекаемых запасов. Подобный денежный подход является целесообразным в условиях устойчивого рынка, когда нет сильных колебаний цен. Именно такая ситуация была на нефтяном рынке почти весь прошлый век. В этом случае экономическая целесообразность действительно является оптимальным и действенным критерием для разделения запасов на забалансовые, балансовые и извлекаемые. Но в наше время рынок нефти отнюдь не такой. В условиях сокращающегося предложения и растущего спроса на нефть, ценовые колебания уже сейчас значительные, слабо поддающиеся прогнозам, а в дальнейшем эти тенденции будут только укрепляться. И это создает своего рода неопределенность для подсчета запасов. Новые условия диктуют новые требования, и вполне возможно, что вести подсчет запасов следует не только по критерию экономической целесообразности, но также дополнительно по критерию энергетической целесообразности. В этом случае мы будем иметь две оценки: экономическую и энергетическую. Это откроет новые перспективы для формирования долгосрочных программ рационального развития нефтегазовой отрасли. Поэтому основными направлениями применения $EROEI$ является:

1. Оценка эффективности производства энергоресурсов, в том числе нетрадиционных и возобновляемых.
2. Перспективы формирования новых критериев для подсчета запасов.

Следует сказать, что данный вопрос самым непосредственным образом касается России, как одного из ведущих производителей энергоресурсов.

При всей простоте концепции $EROEI$, расчет этого показателя оказывается непростой задачей. Наиболее легкой частью является учет прямых энергозатрат, связанных непосредственно с производственной деятельностью. Такой учет ведется в каждой компании (возможно с другими целями), а для всей нефтегазовой отрасли в целом Росстат публикует такие данные в рамках баланса энергоресурсов. Намного сложнее подсчитать косвенные энергозатраты, связанные с капитальными работами на всех трех этапах: обустройстве месторождения, разработке месторождения и на этапе ликвидационных работ. Для выполнения капитальных работ требуются материалы, на производство которых требуется энергия, и учет именно этой энергии, «связанной в материалах» является самой сложной частью. В идеале, необходимо учесть все затраты энергии, произведенные во время капитальных работ на протяжении всех этапов проекта. Но так как идеал очевидно недостижим, следует искать определенные разумные границы учета. Но и это еще не все. К примеру, первоначально месторождение необходимо открыть, а это тоже энергия. И так далее, энергетическая цепь взаимосвязей может тянуться очень и очень далеко. Аналогично дело обстоит и с возобновляемой энергетикой. На сегодняшний день не существует общепринятой методики расчета косвенных энергозатрат, и разработка такой методики это задача на будущее.

За рубежом проблемой $EROEI$ занимается ряд ученых, первопроходцем считается профессор из Государственного университета штата Нью-Йорк Чарльз Холл. Начиная с 70-х годов прошлого века, он и его рабочая группа работают над проблемой, и достигли определенных результатов [2]. Был сделан анализ имеющейся доступной информации, и произведены расчеты $EROEI$ для разных энергоресурсов, в том числе и для возобновляемых. Так $EROEI$ общемировой добычи нефти на 1999 год по расчетам составил 35, $EROEI$ разработки битуминозных песков 5, этанола кукурузного в США 0,8-1,7, этанола из сахарного тростника в Бразилии 8-10, биодизеля 1-3.

Отсюда существенный вывод, что по критерию $EROEI$ равноценной замены традиционной нефти пока нет. Производство синтетической нефти из битуминозных песков, топливного этанола, биодизеля характеризуется низким $EROEI$, что ограничивает возможность замену нефти данными энергоресурсами без существенных негативных изменений в экономике. Исключением может стать производство этанола из бразильского сахарного

тростника. Благодаря хорошим климатическим условиям для выращивания тростника, в итоге после переработки, энергетическая эффективность производства этанола оказывается относительно высокой. В то же время, в США производство этанола из тростника, выращенного в штате Луизиана, не так эффективно - EROEI близок к 1 [3], что делает данное производство практически бесперспективным. Условия таковы, что производство приносит экономическую прибыль, но с точки зрения энергии это бессмысленно и даже вредно, так как отвлекает ресурсы и усилия впустую. То же самое касается добычи нефти из битуминозных песков. Запасы тяжелой нефти велики, так, извлекаемые запасы тяжелой нефти и битумов в провинции Альберта (Канада) на 1 января 2009 составляют 27 млрд. тонн [4]. В настоящее время добыча нефти ведется, но энергетическая эффективность оказывается низкой. Так, для добычи нефти из битуминозных песков (учитывая, что ведется разработка самых богатых залежей) EROEI равен 5. Дальнейшее наращивание добычи потребует симметричного дополнительного увеличения мощностей в электроэнергетике и дополнительных объемов газа. Поэтому нефть из битуминозных песков, уже сейчас являясь экономически выгодным промыслом, не является в полной мере равным эквивалентом традиционной нефти. При этом следует учитывать, что добытая нефть нуждается в транспортировке, переработке и доставке до конечного потребителя «на бензоколонку», что тоже требует энергии. Поэтому очевидно, что существует минимальный уровень EROEI для добычи нефти, ниже которого добывать нефть для дальнейшего использования в качестве энергоресурса бессмысленно. Поэтому при планировании разработки залежей нетрадиционной, тяжелой нефти, разработки технологий возобновляемой энергетики EROEI обязательно надо учитывать.

Литература

1. Charles A. S. Hall, "EROI: definition, history and future implications" [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.esf.edu/efb/hall/talks/EROI6a.ppt>. (дата обращения 15.03.2010).
2. Charles Hall "Why EROI matters" // The Oil Drum [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.theoil Drum.com/node/3786> (дата обращения 10.03.2010).
3. Richard Heinberg "Searching for a miracle: Net Energy limits and fate of industrial society" // Post carbon Institute, September 2009 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.postcarbon.org/report/44377-searching-for-a-miracle> (дата обращения 10.03.2010).
4. Crude oil Reserves // U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/crudeoilreserves.xls (дата обращения 15.03.2010) .

КРИТЕРИИ СРАВНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ЖИДКОГО ТОПЛИВА

А.Н. Голоскоков

Научный руководитель член-корреспондент РАН А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В последнее время все чаще затрагивается тема «пика добычи нефти» и возможного энергетического кризиса, который будет связан с сокращением производства нефти. В 2010 году ряд экспертных групп опубликовали отчеты, в которых анализируется ситуация в мировой нефтедобыче: запасы, перспективы прироста запасов, уровень спроса, прогноз спроса, возможности добычи, перспективы добычи. Также, в отчетах анализируется возможность прохождения в ближайшем будущем пика добычи нефти, и последствия для мировой экономики в связи с последующим сокращением добычи нефти. В некоторых отчетах говорится о том, что пик добычи нефти с высокой вероятностью может случиться до 2020 года, после чего начнется сокращение добычи нефти в мировых масштабах [3,4,5]. Другими словами, проблема пика добычи нефти все больше беспокоит мировых лидеров, и обсуждение этой проблемы выносится на большую арену. В связи с пиком добычи нефти в ближайшем будущем в мире ожидается начало нового кризиса – энергетического. Важно отметить, что кризис будет связан с ограничением предложения именно жидких энергоресурсов. Поэтому, поиск решения данной проблемы следует вести как минимум по двум направлениям: первое это поиск новых жидких энергоресурсов или альтернативных технологий производства жидкого топлива, и второе это технологический перевод части машин и оборудования на другие источники, например на газ, или на электричество. Если говорить о первом направлении и работать над поиском альтернативных энергоресурсов или технологий производства жидкого топлива, то в настоящее время для традиционной нефти существует несколько альтернатив:

1. Разработка битуминозных песков и производство синтетической нефти.
2. Технология Coal to Liquid (CTL), основанная на переработке угля в жидкое топливо.
3. Технология Gas to Liquid (GTL), основанная на переработке природного газа в жидкое топливо.
4. Технология Biomass to Liquid (BTL), основанная на переработке биомассы в жидкое топливо: моторный этанол из кукурузы, сахарного тростника и целлюлозы, биодизель.

Эти технологии уже могут быть промышленно внедрены и внедряются. Кроме этого существует еще ряд проектов альтернативного топлива, например водородного, также рассматриваются перспективы масштабной разработки залежей горючих сланцев (shale oil).

В будущем в связи ростом цен на нефть в мире будет все больше и больше уделяться внимания данным технологиям и поиску других. Россия не исключение, уже сейчас проводятся работы и предлагаются варианты реализации проектов производства синтетического топлива по технологиям GTL и CTL. Например, на территории Республики Саха (Якутия) планируется создание производства метанола и жидкого моторного топлива по

технологии GTL [1], идет поиск вариантов по созданию производства жидкого топлива из бурых углей. Это первые проекты, которые имеют скорее региональное значение, но с ростом цен на нефть актуальность данных технологий возрастет до федерального уровня. Для принятия верных решений, и дальнейшего совершенствования энергетической стратегии России необходимо уметь сравнивать данные технологии между собой, с традиционной нефтью и с другими перспективными энергоресурсами и технологиями. Для этого требуется определить критерии сравнения эффективности энергоресурсов.

Каждый энергоресурс и технология обладает своими плюсами и минусами. Частично эта проблема раскрывается в серии лекций Крылова И.Ф. и Емельянова В.Е., опубликованных в ряде номеров журнала «Мир нефтепродуктов». В заключительной лекции авторы предлагают рейтинговую оценку моторных топлив согласно следующим критериям [2]: токсичность, выбросы сажевых частиц, фотохимическое окисление углеводородов под действием ультрафиолетовых лучей, выбросы кислых газов, создание парникового эффекта от скопления CO, CO₂, CH₄ и т.п. в атмосфере, загрязнение земли и воды, землепользование, безопасность – метан быстро рассеивается в атмосфере, пары сжиженного углеводородного газа (СУГ) тяжелее воздуха и скапливаются у поверхности земли, стоимость топлива, инфраструктура средств заправки, удобство заправки, удобство автотранспортного средства учтены уменьшение места для багажа, снижение пробега автомобиля. Если обобщить, то можно сказать, что авторы предлагают сравнивать моторные топлива по следующим критериям:

1. Экологический: токсичность, выбросы сажевых частиц, выбросы кислых газов, создание парникового эффекта, загрязнение земли и воды, землепользование, безопасность.

2. Экономический: стоимость топлива, инфраструктура средств заправки.

3. Эксплуатационно-потребительский: удобство заправки, удобство автотранспортного средства.

Предлагается дополнительно выделить производственно-технологический критерий, который характеризует эффективность добычи энергоресурсов или производства топлива:

4. Производственно-технологический: EROEI, масштабируемость производства, постоянство производства, простота добычи или производства.

Также, предлагается расширить эксплуатационно-потребительский критерий еще двумя аспектами: плотность энергии на единицу объема и массы и эксплуатационная безопасность.

Рассмотрим каждый критерий подробнее:

1. EROEI - Energy returned on energy invested. Рентабельность производства или добычи энергоресурса, посчитанная в энергетических единицах. Известно, что любое производство должно приносить доход: выручка от деятельности должна быть больше, чем полная себестоимость. Процентное отношение этой разности называется «рентабельностью». Применительно к добыче энергоресурсов и дальнейшему производству топлива, помимо денежного дохода, процесс должен быть выгоден энергетически, это очевидно: затраты энергии на добычу, транспорт и переработку сырья должны быть меньше энергии, получаемой от добытых ресурсов. Это можно назвать «энергетической рентабельностью», или EROEI.

2. Вторым важным критерием эффективности является масштабируемость производства. По-другому, это возможность в заданные сроки увеличить добычу или производство энергоресурса до необходимых объемов, и может выражаться как максимально возможный темп роста и максимально возможный объем добычи или производства в год. Наличие энергоресурсов, или существующая возможность производить энергоресурсы это необходимое, но не достаточное условие, потому что, к примеру, в мире есть возможность производить этанол, но нет достаточного количества пригодных для засева кукурузой или сахарным тростником земли, чтобы полностью заменить добываемую нефть. В настоящее время в мире добывается нефть в общем объеме около 3,6 млрд. тонн в год, и для того чтобы полностью заменить нефть альтернативным энергоресурсом, необходимо наладить производство соответствующих масштабов, а для этого необходимо чтобы в принципе существовала возможность для этого.

3. Постоянство производства энергоресурса, или шире – постоянство генерации энергии. Энергия обществу необходима каждый день, нельзя допускать того, чтобы в зависимости от обстоятельств значительно снижался общий поток энергии. Добыча нефти, газа и угля легко прогнозируются на десятилетия вперед, чего нельзя сказать о производстве этанола и биодизеля, так как производство зависит от урожайности по году, что поддается прогнозу гораздо хуже.

4. Простота в добыче, производстве и использовании. Чтобы добыть (или произвести) энергоресурс требуется затратить усилия, применить технологии, истратить вспомогательные материалы. Если взять перспективную водородную энергию, то для производства и использования водородной энергии требуются сложные технологии, дорогие и редкие вспомогательные материалы (платина, палладий), что в целом значительно усложняет дело. В лабораторных и малых масштабах обеспечить производство возможно, но обществу требуются значительные объемы энергии, а значит, потребуются значительные объемы вспомогательных материалов, которые сами по себе являются редкими.

5. Важным критерием эффективности является плотность энергии на единицу массы и объема. Принцип здесь следующий: чем больше плотность, тем лучше энергоресурс, потому что большая плотность энергии требует меньше места для хранения в конструкции машин и оборудования, использующих данный энергоресурс. Переход от дров к углю был эффективен, так как плотность энергии на единицу объема при той же массе у угля примерно в 2 раза выше чем у дров. Это означает, что, например, грузовое судно сможет проплыть дальше, имея на борту одинаковое по объему количество топлива. Точно таким же эффективным был переход от угля к нефти. Нефть еще более «энергетически плотнее» чем уголь, и тем самым эффективнее.

6. Дополнительно следует сказать про эксплуатационную безопасность, так как это немаловажный критерий применительно к энергоресурсам. Например, для водородной энергии безопасность в транспортировке и

использовании является ключевым моментом и одним из слабых звеньев. Для водорода требуются дополнительные серьезные меры безопасности, что значительно усложнит процесс массового внедрения, и кроме этого повысит общий уровень техногенных рисков. По этому критерию нефть является не безопасным энергоресурсом, но приемлемым.

На протяжении десятилетий цены на нефть были стабильны и держались на относительно низком уровне (за исключением нескольких лет кризиса на Ближнем Востоке), поэтому не было необходимости в глубоком анализе эффективности технологий добычи и производства энергоресурсов. В настоящее время, в связи с пиком добычи и высокой неопределенностью с ценами на нефть, вопрос об альтернативе нефти стал актуальным. Появляются новые технологии производства жидкого топлива, добычи нетрадиционной нефти и других энергоресурсов. Новые технологии конкурируют между собой, и для принятия решений в вопросах инвестирования, планирования ТЭБ важно понимать критерии сравнения эффективности, и тем самым избежать ошибок и иллюзий.

Литература

1. Восточно-Сибирская газохимическая компания. Пресс релиз от 25 августа 2010 [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://esgpc.ru/files/esgpc_pr20100826_minregion.pdf (дата обращения 10.10.2010).
2. Крылов И.Ф., Емельянов В.Е. «Лекция 11. Рейтинг моторных топлив и предполагаемые периоды их внедрения» // Мир нефтепродуктов №3, 2008
3. "The Oil Crunch" // Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES) [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://peakoiltaskforce.net/> (дата обращения 10.09.2010).
4. "Joint operating environment 2010" // United States Joint Forces Command [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.jfcom.mil/newslink/storyarchive/2010/JOE_2010_o.pdf (дата обращения 10.09.2010).
5. "Bracing For Peak Oil Production By Decade's End" // Forbes Online 13.09.2010 [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.forbes.com/2010/09/13/suncor-energy-oil-intelligent-investing-cenovus_2.html (дата обращения 15.09.2010).

ФАКТОРЫ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Е.Ф. Гончарук

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последнее время ситуация в минерально-сырьевом секторе России характеризуется превышением прироста запасов углеводородного сырья над добычей (рис. 1., 2.).

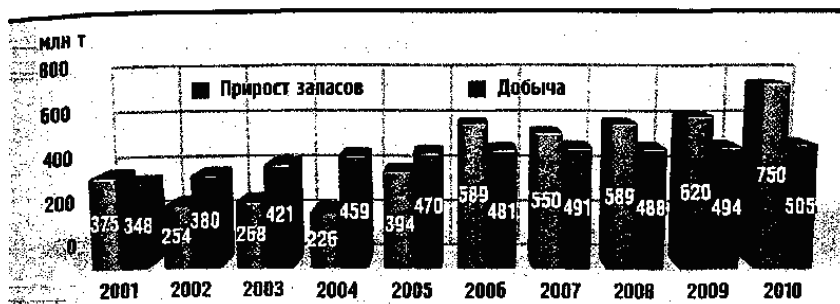


Рис. 1. Динамика прироста запасов и добычи нефти с конденсатом



Рис. 2. Динамика прироста запасов и добычи свободного газа

Так по итогам 2007 года прирост запасов нефти и конденсата превышал добычу на 12%, в 2009 г. – на 25,5%, а в 2010 г. – на 48,5%. В 2009 году прирост запасов нефти и конденсата составил 620 млн. тонн, газа – 580 млрд. м³. В 2010 г. – соответственно 750 млн. тонн и 810 млрд. м³. То есть объемы приращенных запасов жидкого углеводородного сырья выросли на 21 %, а газа – на 40% (рис.1., 2.).

Однако нельзя сказать, что данная динамика является истинным отражением дел в геологии углеводородного сырья по ряду причин. Это прежде всего недостаточное финансирование геологоразведочных работ (ГРП) и «бумажная» составляющая воспроизводства углеводородного сырья.

На современном этапе дефицит прироста запасов углеводородного сырья часто в отчётах нефтегазовых компаний стал восполняться путём пересчёта проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) по группам нефтяных месторождений. Согласно официальным данным Министерства природы России, в 2008 году в результате переоценки с более высоким коэффициентом извлечения нефти ее разведанные запасы увеличились на 113 млн. тонн. Кроме того, наблюдается устойчивая тенденция снижения количества открытых месторождений. Так в 2008 г. было открыто 66 месторождений углеводородов, в 2009 г. – 74, а в 2010 г. – около 45 месторождений. Причем высока вероятность того, что определенная часть этих месторождений являются открытыми по причине пересмотра геологических данных с учетом новых научных и технологических знаний. Конечно, развитие геологии нефти и газа невозможно без внедрения новых научных знаний в поиск и разведку. Но при этом ГРП требуют значительные финансовые вложения [1].

Отметим, что основной пик геологоразведочных работ приходится на 70-е годы. Именно в этот период государство стало получать колоссальные доходы от добычи и продажи нефти в зарубежные страны, и, следовательно, увеличило расходы на воспроизводство углеводородного сырья. Как следствие, сегодня 80-82% нефти и газа добывается на тех месторождениях, которые были разведаны во времена СССР.

Основной причиной недостаточности финансирования ГРП на современном этапе является снижение инвестиционной привлекательности этих работ. Можно отметить следующие факторы, влияющие на инвестиционные процессы в сфере поиска и разведки нефти и газа:

1. Доступность месторождений в геологическом, географическом и инфраструктурном аспектах.
2. Обеспеченность запасами нефтегазовых компаний на средне- и долгосрочную перспективу.
3. Отставание российских технологий в сфере геологии нефти и газа;
4. Отсутствие инвестиционных средств как у нефтегазовых компаний в посткризисный период, так и у государства.
5. Разрушение геологической службы, созданной в период СССР.

Как известно, государство проводит политику расширения геологоразведочных работ в Восточной Сибири и в Арктике, где климатические условия отличаются наличием низких температур большей частью года. Кроме того эти территории инфраструктурно не обустроены. В геологическом плане залежи УВ более сложны из-за, например, наличия газа гелия и сероводорода. Бурение разведочной скважины часто сопровождается высокими поглощениями. В результате стоимость открытия и освоения месторождений, расположенных на данных территориях, кратно отличается от затрат на геологоразведочные работы в традиционных нефтегазоносных провинциях, которыми являются Башкортостан, Татарстан, Западная Сибирь.

Другая наблюдаемая тенденция выражается в том, что крупнейшие нефтегазовые компании не проявляют особого рвения в воспроизводстве минерально-сырьевой базы на территории России. Они всё более откровенно отдают предпочтение зарубежным проектам, что является отражением поиска оптимальных путей расширения ресурсной базы, развития производства, увеличения прибыли, так как поиск нефти и газа в новых нефтегазоносных провинциях осложнен как в геологическом, так и в географическом и инфраструктурном аспектах.

Кроме того, в настоящее время нефтегазовые компании разрабатывают месторождения, открытые в советский период, что обеспечило эти компании запасами на средне- и долгосрочную перспективу, что придает уверенности в завтрашнем дне и ослабляет заинтересованность в рискованных вложениях в ГРП. Однако необходимость доразведки запасов возникает у многих компаний, так как в течение практически всех постперестроечных лет наблюдалось практическое проедание запасов советского периода. Однако желание прирастить запасы не совпадает с инвестиционными возможностями, которые были сильно подорваны недавним финансово-экономическим кризисом.

Заслуживает внимания тот факт, что автором геологического открытия, названного крупнейшим за 2010 год, является не одна нефтяная компания, а совместное предприятие Иркутской нефтяной компании и японской национальной корпорации JOG-MEC. Российский независимый производитель, равно как и иностранный инвестор, остро заинтересованы в расширении собственной ресурсной базы добычи углеводородного сырья. Следует отметить, что российско-японское совместное предприятие имеет в своих планах организацию переработки углеводородного сырья на территории России с использованием передовых японских технологий [1].

С другой стороны и государство в условиях дефицита федерального бюджета снизило расходы на ГРП.

Политика государства, заключающаяся в перекладывании на плечи компаний задачи поиска и разведки месторождений, привело к практическому разрушению геологической службы. Добыча нефти и газа невозможна без предварительной геологической разведки, поэтому геологическая отрасль является базовой для нефтегазовой промышленности.

Так в советский период, на территории Томской области разведкой нефти и газа занималась «Томск-нефтегазгеология», включавшая в себя 5 нефтегазоразведочных экспедиций, ведущих свою деятельность в разных районах области. В 90-х годах они прекратили свое существование.

Без геологии, подготовки новых месторождений и залежей развитие невозможно. Более того, если геологические службы компании не будут заниматься поиском и разведкой, то можно получить серьезный обвал в добыче уже через 5–7 лет.

Немаловажную роль в поиске и разведке месторождений минерального сырья играют существующие технологии и научно-технические новации. Научно-технический прогресс как фактор расширения ресурсной базы нефтяной отрасли действует по трем направлениям:

- дает возможность открыть и вовлечь в хозяйственный оборот новые, ранее не открытые месторождения;
- обеспечивает эффективное освоение ранее нерентабельных (забалансовых) месторождений;
- позволяет увеличивать извлекаемый потенциал разрабатываемых месторождений за счет переоценки величины их запасов [2].

Таким образом, на повестке дня стоит задача не только экономического стимулирования российских частных инвесторов, но и иностранных. Нужно, чтобы на смену нынешней модели развития (российские ресурсы и капитал + иностранные сервис, технологии, специалисты) пришла модель новая: российские ресурсы, технологии, оборудование, сервис, специалисты + иностранный капитал. На реализацию этой цели должны быть направлены усилия как самого нефтегазового бизнеса, так и властных структур, формирующих институциональные условия развития нефтегазового комплекса.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Мещерин А. Оглушительный прирост запасов // «Нефтегазовая вертикаль». – Москва, 2011. – № 2. – С. 12 – 15.
2. Шафраник Ю.К. набросок стратегии развития нефтегазового комплекса России [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.shafranik.ru/publikatsii/-nabrosok-strategii-razvitiya-neftegazovogo-kompleksa-rossii>, свободный.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

С.А. Гутвин, В.В. Чигринова

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Шельф Арктики – это новый, практически не освоенный район с точки зрения запасов углеводородного сырья, и сегодня на нём почти нет действующих месторождений. Непосредственный выход к Арктике имеют шесть стран: Россия, Канада, США, Норвегия, Исландия и Дания (которой, как известно, принадлежит остров Гренландия).

Россия в дискуссии о юрисдикции государств в арктических широтах исходит из секторального принципа: каждой примыкающей к Северному Ледовитому океану стране она предлагает выделить сектор, ограниченный меридианами, проходящими через крайнюю восточную и западную точки ее арктической территории (рис.).

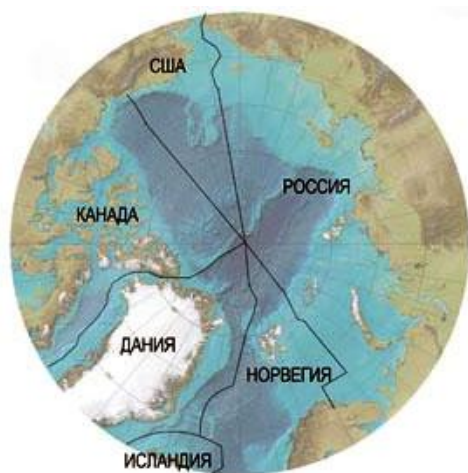


Рис. Секторный метод по разделу северных акваторий

Первыми разрабатываемыми объектами Арктического шельфа станут Штокмановское газоконденсатное месторождение и норвежское газоконденсатное месторождение Снёвит. Штокмановское газоконденсатное месторождения на шельфе Баренцева моря с запасами около 4 триллионов кубометров. Получателями газа станут страны Атлантического бассейна.

Объем выявленных углеводородных ресурсов в Арктике - третий в мире после разведанных запасов в Персидском заливе и Западной Сибири. Там открыты 6 главных нефтегазоносных провинций и 2 нефтегазоносные области. Наиболее вероятная оценка начальных ресурсов в них – 100 млрд. тонн нефти (30 на территории России) и 87 трлн. кубометров природного газа (70 на территории России). Кроме того, там сосредоточены большие месторождения алмазов, никеля, хрома, марганца, вольфрама, редких металлов, золота (таб.).

Таблица
Характеристик Арктического шельфа, Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, Персидского Залива нефтегазоносного бассейна

	Шельф Арктики	Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн	Персидского Залива нефтегазоносный бассейн
Площадь, млн. км ²	4,5	3,5	2,93
Разведанные запасы нефти, млрд. тонн	*	18	50
Разведанные запасы природного газа, трлн. м ³	*	50	25
Предполагаемые запасы нефти, млрд. тонн	100 (30)	*	*
Предполагаемые запасы природного газа, трлн. м ³	87 (70)	45	*
Кол-во месторождений	>100	>500	>450
Рынки сбыта	Северная Америка, Европа	Европа, Центральная Азия	Европа, Азия, Африка
Трубопроводный транспорт	-	+	+

Для освоения месторождений арктического шельфа необходимо развить:

- базу геологоразведочного и эксплуатационного бурения;
- морской портовый комплекс;
- базу бетонирования труб (завод и площади хранения);
- базу хранения нефтепродуктов;
- базу материально-технического снабжения морских промыслов;
- сервисную и ремонтно-техническую базу;
- энергетический комплекс;
- базы строительства объектов обустройства;
- базы авиационного обеспечения;
- базы транспортного обеспечения;
- вахтовую базу и учебно-тренировочный центр.

А также организовать:

- службу аварийно-спасательного обеспечения;
- береговую противопожарную службу;
- навигационную службу (СУДС);
- службу связи и коммуникаций;
- службу мониторинга ледовой обстановки;
- службу логистики;
- инженерно-техническую и хозяйственные службы;
- службу охраны и безопасности объектов;
- информационно-вычислительный центр (ИВЦ).

Арктика уязвима – поэтому при разработке месторождений требуется жесточайший экологический контроль, должны применяться новейшие достижения науки, техники и технологий. Если учесть, что жизнь Штокмановского месторождения будет превышать 50 лет, та техника, которую мы будем применять, должна быть очень долговечна. Оно расположено в центральной части шельфа российского сектора Баренцева моря, на северо-востоке от Мурманска на расстоянии около 600 км. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м. Запасы месторождения по категории С1 составляют 3,9 трлн. куб. м газа и 56 млн. тонн газового конденсата.

Добыча на месторождении будет организована с помощью подводных добычных комплексов и специальных технологических судов. Добытое сырье будет транспортироваться по морским трубопроводам на берег Териберской бухты, где будут расположены: завод по производству СПГ, портовый транспортно-технологический комплекс, установка комплексной подготовки газа и другие производственные объекты. Для транспортировки газа в Единую систему газоснабжения России предполагается строительство газопровода «Мурманск – Волхов».

Для экономической эффективности проекта разработки Штокмановского месторождения имеются следующие необходимые предпосылки:

- наличие больших запасов газа обеспечивает стабильные долгосрочные поставки;
- имеется возможность диверсификации поставок – параллельное ведение поставок трубопроводного и сжиженного природного газа в Европу и в США с варьированием направлений в зависимости от рыночных условий;
- существует возможность существенного расширения производства газа в зависимости от рыночной ситуации;
- благоприятный состав сырья позволяет минимизировать затраты по очистке и подготовке газа;
- низкие температуры в регионе позволяют снизить энергозатраты на сжижение газа;
- отсутствие транзитных стран на пути природного газа Штокмановского месторождения в Германию повышает конкурентоспособность проекта;
- наличие развитой инфраструктуры на Кольском полуострове создает положительные предпосылки для реализации проекта;
- сравнительно небольшие расстояния от сырьевой базы до рынков сбыта (восточное побережье США, Канада, Мексика) обеспечат конкурентоспособность российского СПГ;
- отсутствие льдов и вечной мерзлоты – благоприятный фактор для разработки Штокмановского месторождения в сравнении с другими арктическими месторождениями.

Для достижения поставленных целей ведется строительство двух полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) самого современного класса. Сдача первой установки состоялась в 2010 г., второй запланирована на II квартал 2011 г. Обе платформы смогут работать в арктических условиях с первого дня на Штокмановском ГКМ, для бурения и эксплуатации скважин.

Планируется, что газ со Штокмановского месторождения будет подаваться по подводному трубопроводу на расстояние около 600 км, в район поселка Териберка в 120 км от Мурманска. В районе Териберки будет развернут крупный завод по сжижению природного газа, с которого через специально построенный порт и терминал СПГ будет отгружаться судами-газовозами на внешний рынок. Около половины газа будет отгружаться через магистральный газопровод Северный поток

Огромный завод по сжижению природного газа будет развернут в зоне, где отсутствует необходимая нефтегазовая структура, специализированный порт, который придется создавать. Доставка персонала планируется вертолетным транспортом, а поскольку расстояния значительные, необходимо предусматривать вертолеты с большой дальностью полетов, с большой грузоподъемностью. Одновременно прорабатывается вариант промежуточной платформы на примерном среднем расстоянии между Штокмановским месторождением и Мурманском.

Исходя из проведенного сравнительного анализа, считаем, что Арктический шельф в скором будущем должен занять место основной зоны добычи углеводородов, не только в России, но и во всем мире.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года
2. Рос Бизнес Консалтинг [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.rbc.ru.
3. Википедия – электронная энциклопедия [Электронный ресурс] – Режим доступа: ru.wikipedia.org

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ БИЗНЕСОМ В РОССИИ

Ю.В. Демьяненко, А.П. Добровинский

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В наши дни для того, чтобы оставаться конкурентоспособными, многие компании реализуют разнообразные информационно-технологические (ИТ) проекты, которые позволяют улучшить контроль над организационно-техническими процессами, обеспечить эффективное управление отношениями с клиентами, разрабатывать новые продукты и др. Сегодня необходимым условием долгосрочного успеха организации является внедрение новых технологий в таких областях как:

- 1) технологические процессы и функциональные возможности;
- 2) развитие новых продуктов;
- 3) использование информации для установления долгосрочных отношений с заказчиками;
- 4) развитие организации.

Современным организациям недостаточно только экономического успеха в реализации большинства проектов. Каждый проект должен обеспечивать возможность постоянной, устойчивой работы на будущее. Трудность состоит в том, что новые технологии управления обычно приводят к возрастанию технической сложности,

что, в свою очередь, повышает риск, вероятность задержек и дополнительных расходов. Например, необходимо иметь в виду, что:

- 1) по оценке аналитиков около 90% всех ИТ-проектов завершаются с опозданием;
- 2) эти задержки препятствуют достижению деловых целей и намеченной рентабельности инвестиций, а также получению ожидаемых функциональных преимуществ и эффективности.

В то время как ИТ-системы и решения, созданные на их основе, стараются разработать максимально удобными для конечных пользователей, ИТ-отделы, ответственные за внедрение этих систем, сами сталкиваются с возрастающей технической сложностью, которая приводит к увеличению рисков. Отмечается тенденция, вместо наращивания инвестиций в информационные инновации ИТ-отделам теперь необходимо показать отдачу и способы снижения рисков. Одна ведущая аналитическая компания, например, сообщила, что в 50% случаев компании прекращают проекты по развертыванию новых приложений и возвращаются к старым решениям. Другие указывают на риски, которые возникают по следующим причинам (рис.):

- 1) Неизвестность. Возникают неполадки, которые выходят за пределы опыта и знаний большинства квалифицированных ИТ-консультантов.
- 2) Опасности ввода в эксплуатацию. Любой набор факторов может поставить под удар своевременный ввод в эксплуатацию систем, но главной проблемой часто называют технологию.
- 3) Обманутые ожидания. Слишком часто внедренная система не удовлетворяет потребностям предприятия.

Обсуждение риска, возникающего из-за технической сложности, и его количественная оценка или четкое понимание – две разные вещи. Исследование SAP, ведущего в мире поставщика программных решений для управления бизнесом, показало, что необходимо сначала рассмотреть факторы, влияющие на возможность перерасхода средств, задержек или неудачной реализации проекта, после чего необходимо установить точные причины их возникновения.

Исследования и опыт компании SAP полученный в результате более чем 80000 внедрений, позволяют заключить, что к увеличению риска для предприятий приводят следующие факторы:

- 1) Постоянно возрастающая техническая сложность систем сочетается с бурным ростом количества точек интеграции между разнородными архитектурами и технологиями.
- 2) С одной стороны скорость научно-технического прогресса повысила стоимость новых технологий и с другой – усугубила риски, обусловленные производительностью системы. Ситуация усложняется огромными пробелами в знаниях и квалификации в условиях динамично развивающихся технологий.
- 3) Быстро изменяющаяся среда и высокая конкуренция увеличили циклы обновления в критических для деятельности предприятий деловых процессах.

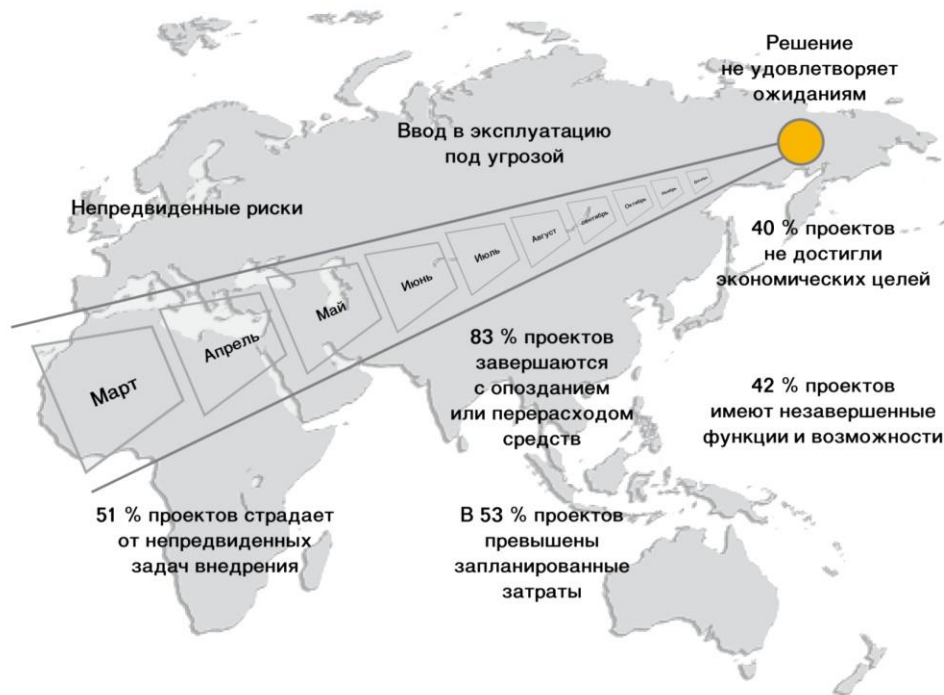


Рис. Основные проблемы внедрения ИТ-систем

Неоптимальное функционирование основных деловых процессов отрицательно влияет на конкурентоспособность организации. Поэтому возникает необходимость постоянного улучшения деловых процессов и снижение затрат, которые приводят организации на опасный путь, связанный с рисками, свойственными технологическим усовершенствованиям. Поэтому спрос на квалифицированных специалистов в области ERP-систем в России растет и существенно превышает предложение. Одновременно, особенно в связи с кризисом, многие предприятия стали уделять повышенное внимание оптимизации внутренних бизнес-процессов, снижению издержек за счет более качественного учета и их анализа. Вопрос автоматизации бизнес-процессов и бизнес аналитики во многом перестает быть только задачей ИТ-департамента. Применение средств автоматизированного учета, электронного документа оборота и различных аналитических инструментов становится повседневной работой для рядовых сотрудников.

Таким образом, на сегодняшний день стоит многоплановая задача подготовки сертифицированных специалистов в области использования ERP систем. В этом аспекте ВУзам нужно более ориентироваться не на изучение отдельных ERP систем как программного продукта, а на использование его в качестве иллюстративного материала и основы для практических занятий. Подход, когда студенты используют программные продукты как инструмент для задач, с ориентацией на результат, а не на процесс использования того или иного пакета, позволяет достичь большего уровня вовлеченности и, как следствие, более высоких результатов.

В процессе построения программ обучения на базе наиболее совершенных информационных систем, учебные заведения неизбежно должны столкнуться с рядом проблем связанных с высокой стоимостью лицензий, компетентных преподавателей и учебных курсов по всему спектру решений и необходимостью довольно затратного обслуживания системы. Поэтому, ввиду сложности систем, высокой стоимости приобретения и владения, а так же отсутствия квалифицированных кадров, для большинства университетов задача покупки и технического обслуживания ERP систем такого уровня становится проблематичной.

Другой существенной проблемой является практическая недоступность изучения ERP систем самостоятельно, так как работа с такими системами требует хороших практических навыков. Например, продукт SAP ERP является сложным приложением, содержащим 270 миллионов строк программного кода, и его поддержка требует очень широкого диапазона экспертных знаний. Имеющиеся в России курсы профессиональной подготовки ориентированы на формирование практических навыков работы, зачастую без понимания места того или иного модуля системы в структуре управления. Структуры, готовящие преподавателей по ERP системам, практически отсутствуют.

Для преодоления сложностей на пути ВУЗов к внедрению ERP систем мирового уровня в программы стандартного обучения, в Санкт-петербургском государственном политехническом университете (СПбГПУ) совместно с крупнейшим центром ИТ-решений для бизнеса – компанией SAP, был создан Академический центр компетенции SAP, как центральный координирующий и ресурсный центр по изучению решений SAP, и выбор SAP в качестве основы ERP не случаен. Очень важно, чтобы студентам при решении учебных задач, была предоставлена возможность работы с реальными системами, использующимися на современных предприятиях. Достичь этого можно, используя для учебных целей крупные ERP-системы, например, SAP ERP. Системы такого уровня содержат весь спектр решения по автоматизации, что позволяет строить учебный процесс в единой информационной среде. Компания SAP заинтересована в развитии на уровне высшего образования системы подготовки квалифицированных специалистов, обладающих знаниями о продуктах SAP. При этом, в сфере интересов лежит развитие знаний как в области внедрения и разработки систем SAP, так и в области использования ее решений. Поэтому создание инструмента сотрудничества с учебными заведениями является закономерным элементом общей стратегии развития компании SAP. Подобный инструмент дает возможность выпускникам вузов начать осваивать программные продукты SAP со студенческой скамьи.

Как говорилось выше, важным преимуществом этой системы является то, что бизнес решения компании SAP используют большое количество крупных промышленных предприятий мира. В России наиболее востребованы программные продукты SAP в нефтегазовой и энергетической отраслях, в машиностроении. Есть положительный опыт использования отраслевых решений, которых насчитывается более 20, в розничной торговле и банковской сфере. Решения SAP стали фактическим стандартом корпоративных информационных систем для крупных предприятий, занимая примерно 33,7% мирового рынка и около 50% рынка ERP систем в СНГ. Кроме того, решения, предоставляемые SAP, являются комплексными, с высокой степенью интеграции, что позволяет использовать данную систему для подготовки курсов отвечающих потребностям многих специальностей. Особого внимания заслуживает возможность наглядно продемонстрировать с использованием ERP SAP взаимосвязь различных модулей в рамках глобальных бизнес процессов компании.

К числу привлекательных сторон взаимодействия с компанией SAP можно отнести проект по сотрудничеству с высшими учебными заведениями «Университетский Альянс SAP», который она ведет с 1988 г. В рамках данной инициативы существуют отлаженные механизмы взаимодействия компании и учебных заведений. В программе участвуют более 700 университетов и учебных заведений из 36 стран по всему миру. Каждый год более 150 000 студентов принимают участие в курсах по решениям SAP. С 2004 года программа развивается в России. Сегодня более 30 ВУЗов России и стран СНГ входят в Альянс.

До недавнего времени в России отсутствовала скоординированная система преподавания ERP SAP. ВУЗы разрабатывают свои курсы разной степени специализации, работают с различными версиями программного обеспечения. Отсутствие единого подхода к обучению, распыление сил на создание дублирующих курсов и плохое взаимодействие между преподавателями не позволяет достичь синергетического эффекта и, в конечном счете, повысить качество обучения студентов.

В настоящее время, как упоминалось выше, роль главного методического, ресурсного и координирующего центра по развитию преподавания SAP технологий в высшей школе призван играть Академический центр компетенции SAP в СПбГПУ (АЦК SAP). СПбГПУ успешно сотрудничает с компанией SAP с 2006 года и как наиболее оптимальный вариант для предоставления ВУЗам России возможности использовать системы SAP в учебном процессе АЦК предлагает удаленный доступ посредством каналов Интернет. Эта практика развита за рубежом, где созданы и активно действуют специализированные хостинг-центры решений SAP. Бизнес приложения находятся и обслуживаются в едином ресурсном центре, конечные потребители получают возможность использовать их в целях обучения на основе концепции разделения потока данных или как эксклюзивные системы с возможностью разработки своих приложений. В результате эксплуатационные расходы ВУЗа снижаются до стоимости обслуживания компьютерного класса и расходов на Интернет и оплаты услуг хостинг центра. Благодаря гибкому ценовому подходу и широкому спектру предоставляемых хостинг-центром решений, учебные заведения могут выбрать необходимые им системы – от бюджетных вариантов учебных систем с готовыми данными до отдельных систем с правами на разработку или установленным отраслевым решением. Количество рабочих мест для студентов ВУЗа практически не ограничено. За 2009 года к сотрудничеству с АЦК SAP в области доступа студентов к решениям SAP подключилось 10 новых ВУЗов и их общее число достигло 20. С марта 2011 г. к программе «Университетский Альянс SAP» присоединяется Томский политехнический университет, где на базе кафедры Экономики природных ресурсов открывается Сибирский академический сертификационный центр SAP. Открытие регионального академического центра SAP в Сибири позволит многим студентам и преподавателям обучиться использованию и повысить квалификацию в области решений SAP, а это означает дальнейшее продвижение и развитие ERP-систем в России, т.к. появится реальная возможность оказывать качественную консультационную поддержку организациям Сибирского региона. Для студентов и преподавателей ВУЗов Сибирского региона предполагается проводить модульные курсы с получением сертификата после успешной сдачи сертификационных экзаменов.

Основными задачами Сибирского академического сертификационного центра SAP будут:

- 1) Обеспечение возможностью использовать современные ERP системы в учебном процессе и НИР в Сибирском регионе.
- 2) Организация курсов повышения квалификации для преподавателей как ТПУ, так и других ВУЗов Сибири.
- 3) Обучение студентов и преподавателей ВУЗов Сибирского региона решениям SAP охватывающим наиболее важные области управления современным предприятием.
- 4) Создание модульных учебных курсов и практических пособий с последующим внедрением их в учебные программы.
- 5) Создание студенческих групп для выполнения НИР совместно с партнерами и клиентами компании SAP.

6) Поддержка международного сотрудничества с аналогичными центрами.

7) Организация семинаров по решениям SAP для студентов, преподавателей и представителей бизнеса.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Академический центр компетенций SAP [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.acc-sap.ru/>, свободный.
2. Колесников С. Об оценке эффективности внедрения и применения ERP систем//Генеральный директор. – 2010. - №5. – С. 24.
3. Независимый ERP-портал [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.erp-online.ru>, свободный.
4. Нестеров В.П. Информационное обеспечение процесса принятия управленческих решений//Бизнес. – 2009 - №4. – С. 15.
5. SAP СНГ – Информационные материалы SAP [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sap.com/cis/services/support/brochures/index.epx>, свободный.

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ КАПИТАЛ

А.П. Добровинский

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня, пожалуй, не найдется ни одного руководителя, который бы не понимал, что для развития любой современной организации первостепенное значение имеет «человеческий капитал», одной из важных особенностей которого является его динамический характер: состав, структура и ряд других параметров, которые изменяясь, влияют на саму величину «человеческого капитала» в организации. Человеческий капитал – важнейший ресурс постиндустриального общества. Техника, создающая богатства, приходит в жизнь через технологи-

ческие знания и организационные усовершенствования, и только квалифицированные трудовые ресурсы способны управлять высокотехнологическими процессами. Более того, знания человека, его «капитал», используемый для повышения эффективности деятельности организации необходимы для определения деловой конъюнктуры, рыночных возможностей, способов их практического применения [3]. Поэтому можно сказать, организации коммерчески заинтересованы в том, чтобы величина корпоративного «человеческого капитала» была как можно выше.

Бонтис и др. (Bontis et al, 1999) определяет человеческий капитал следующим образом: «Человеческий капитал представляет собой человеческий фактор в организации; это объединенные вместе интеллект, навыки и специальные знания, которые придают организации отличительный характер. Люди - это те элементы организации, которые способны учиться, изменяться, вводить новое и создавать дух творчества и которые, если их должным образом мотивировать, могут обеспечить организации долгую жизнь» [1].

В общем случае можно сказать, что человеческий капитал, является частью совокупного капитала, который используется индивидом для получения дохода и представляет собой накопленные затраты на общее образование, специальную подготовку, здравоохранение, перемещение рабочей силы. Общие положения теории человеческого капитала можно сформулировать следующим образом:

- 1) приобретенный индивидом запас знаний и умений целесообразно использовать в той или иной сфере общественной деятельности, что способствует росту производства и производительности труда;
- 2) использование данного запаса приводит к росту зарплаток (доходов) данного работника;
- 3) увеличение доходов способствует заинтересованности работника, что приводит к дальнейшему инвестированию в человеческий капитал.

Теория человеческого капитала

Основателями современной теории человеческого капитала считаются Нобелевские лауреаты Т. Шульц и Г. Беккер. Особенность их методологии в том, что разнообразие аспекты человеческой жизни, ранее являвшиеся предметом изучения других дисциплин, исследуются с применением исключительно экономических понятий, таких как редкость, цена, альтернативные издержки и т.п. Количественный анализ значительных массивов статистической информации с использованием экспертных компьютерных систем обеспечил практическую значимость исследований представителей теории человеческого капитала. Один из ключевых тезисов теории человеческого капитала состоит в том, что в условиях информационного общества человеческий капитал является важнейшим фактором воспроизводства национального богатства и его необходимым элементом, т.к. человеческий капитал составляет большую часть национального богатства ведущих развитых стран [5]. Например, с одной стороны, Т. Шульц на примере экономики США доказал, что доход от инвестиций в человеческий капитал больше, чем от инвестиций в физический капитал. Отсюда следует вывод, что странам с низким уровнем реализации человеческих возможностей и низкими доходами особенно важно осуществлять инвестиции в здравоохранение, образование и науку. С другой стороны, Г. Беккер рассчитал экономическую эффективность образования путем сопоставления выгод от получения образования и его издержек. Для определения чистой выгоды от образования из пожизненных доходов лиц, окончивших колледж, вычитались пожизненные заработки лиц, получивших среднее образование. Основной статьей издержек образования в подходе Г. Беккера являются издержки упущенной выгоды, то есть доход, недополученный человеком за годы учебы. Отношение чистых доходов образования к его издержкам, по подсчетам Г. Беккера, в среднем дает рентабельность, на 10-15% превышающую рентабельность большинства фирм.

Теория человеческого капитала исходит из того положения, что капитал - это некоторый запас благ, который накапливаясь, приносит доход благодаря инвестициям. Следовательно, теория человеческого капитала предполагает определенную взаимосвязь, например, между уровнем образования, физическим здоровьем, качеством обучения, объемом производственного опыта и заработной платой. Сравнительный анализ определений в литературных источниках «человеческого капитала» позволяет выделить его основные свойства.

Во-первых, человеческий капитал не отделим от его носителей - работников отдельной фирмы или населения региона или страны.

Во-вторых, физиологические свойства и природные способности человека, получаемые наследственным путем, являются базовой частью человеческого капитала, называемой отдельными авторами капиталом здоровья. Другая его часть в виде знаний, умений и навыков является приобретенной в результате затрат самого человека и общества.

В-третьих, данный капитал, как и другие виды капитала, может быть использован в сфере общественно-производства и является одним из факторов повышения эффективности последнего.

В-четвертых, данный капитал используется его носителями для получения дохода, поэтому увеличение дохода мотивирует индивидуумов на увеличение своего интеллектуального потенциала путем образования и повышения квалификации. Другими словами, для того, чтобы процесс воспроизводства человеческого капитала носил завершённый характер, должна быть установлена связь между величиной приобретенной части данного капитала и доходом человека.

Инвестиции в человеческий капитал и их оценка

Основным путем увеличения (накопления, производства, воспроизводства) «человеческого капитала» является инвестирование в него. Существует определенная дискуссия о том, каковы инвестиции в «человеческий капитал», насколько допустимо их сравнение с обычными инвестициями. Многие исследователи понимают под ними затраты средств, направленных на повышение его «результативности», другие - любые действия или меры, направленные на улучшение характеристик «человеческого капитала».

Инвестиции в человеческий капитал содействуют не только повышению доходов индивида, но и способствует росту производительности труда. Сторонники теории человеческого капитала подходят к рассмотрению инвестиций в человека, основываясь на концепции «предельной полезности» и «предельной производительности» и для определения эффективности инвестиций в человеческий капитал экономисты нередко обращаются к технике анализа «издержки - выгоды», который обычно делится на три этапа (рис.):

Видно, что общий подход к оценке инвестиций в человеческий капитал методологически однотипен оценке эффективности инвестиций в другие виды активов, прежде всего в основные производственные фонды. Вместе с тем, при более подробном исследовании данного вопроса обнаруживаются определенные затруднения методологического характера, которые связаны с рядом факторов.

Во-первых, невозможно однозначно определить номенклатуру затрат, классифицируемых как инвестиции в человеческий капитал.

Во-вторых, разнообразность результатов профессиональной деятельности трудовых ресурсов.

В-третьих, продолжительность временного лага между вложением средств и получением результата.

В-четвертых, трудность определения, какие результаты соответствуют конкретным вложениям, учитывая, что в масштабе национальной экономики процессы вложения капитала в отрасли социальной сферы и процессы получения отдачи от этих инвестиций непрерывны.

В-пятых, дифференциация отдачи капитала образования в зависимости от территории, стажа работы и прочих, непосредственно не относящихся к обучению факторов.

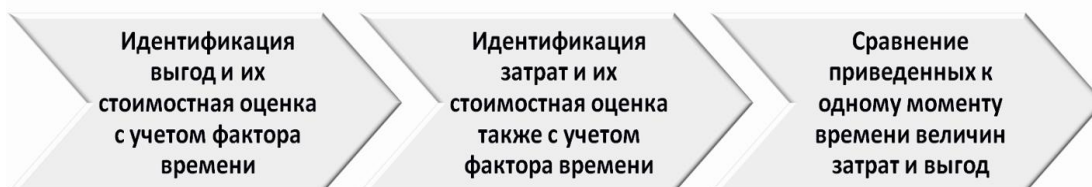


Рис. Анализ «издержки - выгоды» человеческого капитала

На макроэкономическом уровне в настоящее время инвестиции в человеческий капитал – это затраты, произведенные в социальной сфере в целях будущего увеличения производительности труда и способствующие росту будущих доходов как отдельных носителей капитала, так и общества в целом. Поэтому общепринято использовать в анализе эффективности таких инвестиций показатели социально-экономического развития страны или региона. Данный вид инвестиций неоднороден по своему составу и конкретизируется по видам затрат. Например, в [3] инвестиции разделены по отраслям социальной сферы, вследствие чего определены капитал здоровья, капитал образования и капитал культуры. У других авторов состав инвестиционных расходов может отличаться, но, как правило, состоит из трех видов:

- расходы на медицинское обслуживание, организацию бытовых условий и повышения качества среды обитания, которые удлиняют срок жизни и увеличивают работоспособность;
- расходы на образование, включая общее, профессиональное, подготовку на рабочем месте, переподготовку, повышение квалификации и т.д.;
- расходы на поддержание и повышение мобильности человеческого капитала для обеспечения перемещения трудовых ресурсов к месту потребности в них.

Инвестиции в капитал здоровья являются базой для человеческого капитала вообще, т.к. продлевают трудоспособный отрезок жизни человека и, таким образом, замедляют физический износ человеческого капитала. На макроэкономическом уровне исследования здоровья как экономической категории используется специальный термин общественное здоровье (Public Health as a resource) – медико-социальный ресурс и потенциал общества, способствующий обеспечению национальной безопасности. Инвестиции в капитал образования формируют квалифицированные и более производительные трудовые ресурсы. В литературе рассмотрен и процесс морального старения накопленного научно-образовательного потенциала. Данный вид износа замедляется посредством инвестиций в переобучение и повышение квалификации. Эффект от инвестиций в капитал культуры для общества имеет, прежде всего, социальный характер: формирование культуры является условием любой профессиональной подготовки в будущем, создает предпосылки для социальной мобильности человека или социальной группы, передает культурное достояние общества из поколения в поколение [4]. Вместе с тем, в сфере культуры, безусловно, возможна реализация проектов, приносящих коммерческую выгоду инвестору. Существуют и исследования, подтверждающие зависимость эффективности труда человека от его предпочтений, мировоззрения, общего уровня его культуры.

Кроме всего прочего, в теории человеческого капитала проблема производственного опыта является одной из самых сложных при изучении процессов формирования рабочей силы. Общетеоретическая разработка проблем инвестирования производственного опыта принадлежит Г. Беккеру, которую усовершенствовал Дж. Минцер. Центральным моментом теории инвестирования подготовки на производстве является выделение специальной и общей подготовки на производстве. Эти виды подготовки инвестируются из разных источников и доходы от нее получают разные люди. Так, издержки по общей подготовке несут работники, а затраты по специ-

альной - организации. Отсюда, доходы от общей подготовки получают рабочие в форме более высокой заработной платы, а от специальной - предприниматели в форме высоких прибылей. Величина пожизненных заработков не предопределяется самым выбором профессии, а представляет собой результат непрерывной цепи последовательных решений работника о дальнейшем инвестировании в самого себя. Дж. Минцер оценил объем и эффективность инвестиций в общую подготовку на производстве в США. Он определил величину так называемой действительной заработной платы, которую имел бы работник при отсутствии подготовки на производстве. Она больше статистически наблюдаемой заработной платы на сумму годовых инвестиций в общую подготовку. Этим и определяется динамика заработной платы в течение жизни человека. Вложения в подготовку должны усиленно производиться в молодые годы, и они постепенно падают с ходом времени. Соответственно заработная плата невелика в молодости, ибо велики инвестиции на подготовку, затем она должна расти, так как вложения в подготовку сокращаются.

Накопление производственного опыта способствует быстрому и безболезненному переходу на новые технологии, и в тоже время этот процесс должен быть динамичным, а знания постоянно обновляться. Необходимость постоянной переподготовки работников сомнений уже не вызывает, часто переподготовка работника оказывается выгоднее, чем замена его. Так в США затраты на переподготовку одного инженера втрое меньше, чем поиск и прием на работу нового. Затраты на обучение квалифицированного рабочего в год составляют 12,5 тыс. долл., а затраты на переподготовку оцениваются в 10 тыс. долл. в год на одного человека. Поэтому в микроэкономических исследованиях человеческого капитала центральной проблемой стала оценка экономической эффективности образования. Необходимо учитывать, что затраты на образование являются производительным капиталом в том случае, если содержание приобретенных человеком знаний соответствует спросу на рынке труда. Тем не менее, образование превращает человека не только в более производительного работника, но и развивает в нем предпринимательские способности, делает его более умелым организатором. Также образование укорачивает временной лаг между открытиями и широким их применением в жизни, т.е. оно сокращает разрыв между теоретическим и практическим уровнем развития технологии. Естественно, что люди с высоким образовательным уровнем быстрее реагируют на изменения в науке и технике, они первые внедряют нововведения в своей производительной и потребительской деятельности [2].

Сторонники теории человеческого капитала считают, что экономические выгоды образования могут быть самыми разнообразными по форме. Дело в том, что неденежные и косвенные выгоды образования с трудом поддаются количественному измерению, поэтому экономисты основное внимание сосредоточили на его прямом денежном эффекте. В связи с этим возникла необходимость определить вклад образования в увеличение заработков. Существуют разные подходы к структуре заработков, что во многом зависит от того, какие именно различия в заработной плате необходимо объяснить. При традиционном подходе основное внимание уделялось неравенству в заработной плате между отраслями и делались попытки определить влияние профсоюзов, рыночных сил, географического месторасположения и других подобных факторов. В настоящее время различия в заработной плате объясняется в основном различиями в квалификации и образовании.

Согласно теории человеческого капитала заработную плату работника с определенным уровнем подготовки можно представить как состоящую из двух основных частей. Первая часть - это то, что он получал бы, имея нулевой уровень образования. Вторая - это доход на образовательные инвестиции:

$$S_n = S_0 + I_n \times R_{обр},$$

где S_n - заработки человека, имеющего n лет образования;

S_0 - заработки человека с нулевым образованием;

I_n - объем инвестиций в течение n лет обучения, т.е. накопленный человеческий капитал;

$R_{обр}$ - текущая норма рентабельности вложений в образование.

В целом, теоретики человеческого капитала исходят из представления о заработной плате как некоей слоистой структуре, где каждый слой связан с определенным уровнем образования. Тот пласт доходов, который соответствует данному уровню образования, и есть денежный заработок от него. Так, например, экономический эффект от высшего образования будет равен разнице в пожизненных заработках двух лиц - одного, закончившего высшее учебное заведение и другого, получившего среднее образование. При этом в состав издержек образования, помимо прямых расходов на образование экономисты включают «потерянные заработки». Это заработки, которые теряются учащимися из-за того, что в период обучения они лишены возможности работать и получать плату за свой труд. Потерянные заработки составляют около половины суммарных издержек обучения; в США их доля колеблется в пределах 50-60% общей стоимости высшего и среднего образования.

Выводы

Процесс воспроизводства человеческого капитала как части национального богатства страны невозможен без соответствующих инвестиций. На макроуровне роль инвестиций выполняют, во-первых, затраты домашних хозяйств на сохранение и восстановление человеческого капитала, во-вторых, государственные социальные трансферты и социальные налоговые льготы. На микроуровне инвестиции в человеческий капитал представлены такими статьями затрат, как повышение квалификации работников; оплата больничных листов нетрудоспособности; затраты по охране труда; добровольное медицинское страхование, оплаченное фирмой; оплата медицинских и других социальных услуг за работника фирмы; благотворительная помощь социальным институтам и т.п.

Отрасли социальной сферы выступают механизмом воспроизводства и амортизации человеческого капитала, который в цивилизованном мире признается частью национального богатства и важнейшим фактором экономического роста. Инвестиции в человеческий капитал помимо социальных эффектов всегда предполагают

стоимостной эффект для лица, их осуществляющего. Для работника мотивацией к поддержанию здоровья и получению образования и формированию профессиональных навыков является дифференциация его доходов. Для фирмы, вкладывающей деньги в развитие персонала, речь идет о повышении производительности труда. Для общества в целом эффект выражается в поддержании конкурентоспособности национальной экономики и росте ВВП.

Можно отметить, что возникновение теории человеческого капитала является ответом на изменения макроэкономических тенденций, таких как ускорение технического прогресса, межотраслевые изменения, существенное усиление конкуренции. Эти изменения в свою очередь оказали существенное влияние на хозяйственную деятельность организаций в производственной, технической и социально-экономической сферах и определили необходимость кардинальных изменений в теории и практике управления человеческим капиталом, т.к. персонал в организациях становится фактором, определяющим её успех или неудачу. Сотрудники организации превращаются в конкурентное богатство, важнейший капитал, который необходимо размещать, развивать и мотивировать для достижения поставленных целей организации. Таким образом, теория человеческого капитала выступает теоретическим обоснованием новых форм работы с персоналом организации.

Таким образом, необходимо еще раз подчеркнуть, что:

- только благодаря инвестициям формируется человеческий капитал и этим он подобен физическому капиталу;
- инвестиции в человеческий капитал оправданы, если они обладают достаточным уровнем окупаемости и рентабельности;
- к основным видам инвестиций в человеческий капитал предприятия относятся специальная подготовка, физическое состояние человека, эмоциональное поведение сотрудников;
- в формировании человеческого капитала участвуют различные факторы: природные ресурсы, физический капитал и др., но важнейшим фактором признается человеческое время, которое позволяет приобрести и накопить новые запасы активов человеческого капитала;
- доходность инвестиций в человеческий капитал прямо зависит от предстоящего срока его службы. Этим объясняется, почему его формирование выгодно осуществлять в начальный период жизни человек, а по мере накопления человеческого капитала его доходность может возрастать, а не снижаться, как это характерно для физического капитала. Образование повышает эффективность человека не только в качестве работника, но и в качестве обучающегося, то есть ускоряет и облегчает процесс дальнейшего накопления знаний и навыков;
- потерянные заработки представляют собой основную часть инвестиций в человеческий капитал, и они учитываются наряду с прямыми издержками на образование; сопоставление выгод и издержек образования (с учетом фактора времени) позволяют оценить его экономическую эффективность;
- передача человеческого капитала может осуществляться неформально, в процессе совместной деятельности его носителей;
- для оценки эффективности инвестиций в человеческий капитал целесообразно применять общие методологические методы и приемы экономического анализа, с учетом специфики таких инвестиций, а именно:
- невозможности однозначно определить номенклатуру затрат, классифицируемых как инвестиции в человеческий капитал;
- разнообразии результатов профессиональной деятельности трудовых ресурсов;
- длительный временной лаг между вложением средств и получением результата;
- трудность определения, какие результаты соответствуют конкретным вложениям;
- дифференциация отдачи капитала образования в зависимости от территории, стажа работы и прочих, непосредственно не относящихся к обучению факторов.

Также можно сказать, что теория человеческого капитала находится в начале пути своего развития, и различные методы расчета отдачи от вложений в человеческий капитал необходимо сравнивать и проверять на практике и постепенно выявлять, возможно, наиболее оптимальную методику оценки человеческого капитала в организации.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Армстронг М. Практика управления человеческими ресурсами. - 8-е изд. / пер. с англ. под ред. С.К. Мордовина. - СПб.: Питер, 2004. - 825 с.
2. Аширова Г.Т. Современные проблемы оценки человеческого капитала // Вопросы статистики. - 2003. - №3. - С. 26-31.
3. Ильинский И.В. Инвестиции в будущее: образование в инновационном воспроизводстве. - СПб.: Изд. СПбУЭФ, 1996. - 164 с.
4. Социальная политика: Учебник / Под общ. ред. Н. А. Волгина, изд. 2-е, стереотип. - М.: Издательство «Экзамен», 2004. - 736 с.
5. Kunte A., Hamilton K., Dixon J., Clemens M. Estimating National Wealth: Methodology and Results. - World Bank Environment Dept., 1998. - p. 2.

ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ОКАЗАНИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ И МУНИЦИПАЛЬНЫХ УСЛУГ НАСЕЛЕНИЮ: ОПЫТ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**Ю.А. Дорохова**

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

К 2011 году в Российской Федерации закончилась административная реформа, суть которой состояла в комплексной трансформации системы органов государственного управления с целью обеспечения их большей гибкости и эффективности при оказании услуг населению. Однако, невозможно обеспечить качественное предоставление услуг без внедрения в органы власти информационных технологий. Поэтому наряду с административной реформой в Российской Федерации действовала федеральная целевая программа «Электронная Россия». Кроме того, с 2000 года в России был принят ряд нормативно-правовых актов, которые регулируют систему предоставления государственных и муниципальных услуг в электронной форме. На настоящий момент можно сказать, что в России создана база для качественного предоставления услуг в электронной форме. В частности, в органах государственной власти сформирована современная информационно-технологическая инфраструктура, обеспечены потребности в вычислительной технике, созданы автоматизированные рабочие места. Несмотря на проведенные мероприятия, реализовать данную программу до конца не удалось и поэтому в 2011 году в Российской Федерации стартует новая целевая программа "Информационное общество".

Целевые программы, направленные на расширение сферы информационных услуг населению проходят не только на федеральном, но и на региональном уровне. В частности Томская область является одним из субъектов Российской Федерации, где активно используются информационные технологии при взаимодействии органов власти с населением. В Томской области также разработана нормативно-правовая база, включающая Закон «Об утверждении областной целевой программы «Проведение административной реформы в Томской области в 2008-2010 годах», Распоряжение Губернатора «О планировании и организации перехода на предоставление государственных и муниципальных услуг (функций) в электронном виде», Постановление Администрации «О порядке разработки и утверждения административных регламентов предоставления государственных услуг» и другие.

В Томской области работы по созданию элементов электронного правительства проводятся уже на протяжении последних 10 лет. В 1999 г. был введен в эксплуатацию официальный веб-сервер администрации Томской области. С 2000 г. в областной администрации функционирует корпоративная информационная система, автоматизирующая задачи делопроизводства и документооборота. С 2006 г. в рамках выполнения мероприятий по проведению административной реформы в области выполняется ряд инфраструктурных проектов по созданию электронного правительства. Не отстают от областного центра и районы. В 2007 году в Чаинском и Кожевниковском районах открывают Многофункциональный центр по предоставлению государственных и муниципальных услуг. Данный проект был направлен на повышение удовлетворенности граждан предоставлением государственных услуг, за счет организации предоставления услуг по принципу «одного окна», сокращения числа документов, необходимых для получения услуги, оказание услуг через информационные системы, организации информационного обмена с органами исполнительной власти и органами местного самоуправления.

В декабре 2009 года состоялось открытие областного такого же центра в г. Томске. В 2010 года Администрация Томской области получила типовую автоматизированную информационную систему поддержки деятельности многофункционального центра оказания государственных и муниципальных услуг населению. Внедрение автоматизированной информационной системы в многофункциональном центре позволило организовать взаимодействие с заявителями по принципу «одного окна», когда заявитель единожды обращается в МФЦ с запросом о предоставлении услуги, а все необходимые взаимодействия с органами власти, предоставляющими услуги, в том числе согласования, МФЦ производит самостоятельно:

- организовать прием документов заявителей, направление их в электронном виде участнику МФЦ;
- отследить ход предоставления услуги в МФЦ и проинформировать об этом заявителя;
- обеспечить хранение документов заявителя, поданных ранее, и использование их при следующих обращениях в МФЦ.

В октябре 2010 г. был введен в эксплуатацию портал государственных и муниципальных услуг Томской области, при помощи которого можно получить доступ к официальной информации о государственных и муниципальных услугах, предоставляемых на территории Томской области, и инициировать процедуры предоставления услуг в электронном виде.

Кроме того, обеспечено взаимодействие ведомственных информационных систем между собой, внедрена в эксплуатацию система электронного документооборота, используется электронная цифровая подпись, оборудован пункт видеоконференцсвязи, все чаще можно встретить электронные информационные стенды и киоски.

Однако процесс развития системы оказания электронных государственных и муниципальных услуг в Томской области осложнен рядом трудностей. Во-первых, по-прежнему существуют значительные различия между органами власти по качеству и количеству использования информационных и коммуникационных технологий, результаты внедрения подобных технологий носят зачастую ведомственный характер. Во-вторых, инфраструктура публичного доступа населения к сайтам органов исполнительной власти и другие средства информационно-справочной поддержки и обслуживания населения развиты недостаточно. Получение государственных услуг потребителями в большинстве случаев требует личного их обращения в органы государственной власти, что приводит к большим затратам времени и создает значительные неудобства. В-третьих, недостаточно сфор-

мирована нормативно-правовая база предоставления электронных услуг, а также стандарты и регламенты предоставления органами государственной власти услуг с помощью информационных и телекоммуникационных технологий. В-четвертых, не сформирована инфраструктура, обеспечивающая информационную безопасность электронных форм взаимодействия органов государственной власти между собой, с населением и организациями.

Для того чтобы дальнейшее развитие информационных технологий в Томской области прошло успешно необходимо провести мероприятия по совершенствованию данной системы. В настоящее время большинство органов государственной власти и организаций имеют автоматизированные информационные системы, но они крайне разнородны. Для успешного информационного взаимодействия нужно принять систему стандартов, что позволит существенно сократить затраты на создание и сопровождение информационных систем за счет их унификации. Основными критериями выбора системы стандартов для инфраструктуры должны быть их совместимость, открытость спецификации и распространенность. В рамках интеграционной системы должно быть разработано типовое информационное обеспечение. В первую очередь – система метаданных, описывающих данные, участвующие в информационном взаимодействии, правила их контроля и трансформации, государственные услуги и электронные административные регламенты. Необходимы также классификаторы и словари как основа выполнения регламентов оказания услуг, в частности обеспечения территориальной привязки оказания услуг.

Отсутствие единых требований к совершенствованию административных процессов на основе применения ИКТ, единых подходов к формированию ведомственных программ в этой сфере, а также системы мониторинга и контроля качества их реализации все это приводит к отсутствию должной отдачи от внедрения ИКТ и существенно снижает эффективность расходования бюджетных средств на эти цели. Для изменения ситуации принимаются определенные меры. В частности в Томской области разработан и проходит процедуру согласования проект долгосрочной целевой программы «Развитие информационного общества и формирование электронного правительства в Томской области», в рамках которой в 2011 году планируется принятие дополнительных мер по повышению эффективности работы с населением в сфере предоставления государственных услуг.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления: Федеральный закон от 9.02.2009 № 8-ФЗ // Консультант Плюс.
2. О порядке разработки и утверждения административных регламентов исполнения государственных функций и административных регламентов предоставления государственных услуг: Постановление Правительства Рос. Федерации от 11.11.2005 № 679 // Консультант Плюс.
3. О некоторых мерах по обеспечению информационного взаимодействия государственных органов и органов местного самоуправления при оказании государственных услуг гражданам и организациям: Постановление Правительства Рос. Федерации от 25.12.2007 № 931 // Консультант Плюс.
4. Программа проведения Административной реформы в Томской области в 2006 – 2008 годах: Распоряжение Главы Администрации (Губернатора) Томской области от 27.06.2006 № 323-р [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cms.tomsk.gov.ru/export/sites/ru.gov.tomsk.ru/rule/reform/documents/region/raspor323.doc>, свободный
5. Об утверждении проекта развития многофункционального центра Чаинского района: Постановление Главы Чаинского района от 24.09.2008 № 530а [Электрон.ресурс] – Режим доступа: <http://chainsk.tom.ru/modules.php?name=Adm>, свободный
6. О развитии многофункционального центра Чаинского района: Постановление Главы Чаинского района от 28.10.2008 № 586 [Электрон.ресурс]. Режим доступа: <http://chainsk.tom.ru/modules.php?name=Adm>, свободный
7. Административная реформа // Официальный инф. сервер Томской области [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tomsk.gov.ru/ru/rule/reform>, свободный.
8. Административная реформа в России: научно-практическое пособие / под ред. С.Е. Нарышкина, Т.Я. Харбиевой. М.: ИНФРА-М, 2006 [[Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gss.ru/garnews.php?mtype=3&page=73&update>, свободный
9. Шаров А.В. Основные элементы реформы государственного управления. Стратегия реформы государственного управления в России и ее реализация на региональном уровне / А. В. Шаров. М.: Алек, 2005. 304 с.

ПЛАН-ФАКТНЫЙ АНАЛИЗ КАК ОСНОВНОЙ ИНСТРУМЕНТ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ ЗАТРАТ НА ПРЕДПРИЯТИИ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Д.И. Зайцева

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях актуальность и важность бюджетирования, особенно в его полноценном виде, в России еще более возросли. За последние годы в нашей стране наблюдается тенденция к катастрофическому снижению эффективности производства и качества продукции. Правительство нашей страны, администрация

Президента, судя по проводимой ими экономической политике, ориентированы исключительно на вопрос краткосрочной финансовой стабилизации. Отсюда резкое снижение конкурентоспособности российских предприятий.

Одной из основных причин нарастающего отставания – в системах управления, не ориентированных на постоянное совершенствование производства и операций, а также на эффективное управление затратами [1].

В чем же причины неэффективной системы управления на предприятиях?

1. Отсутствие у руководителей своевременной, полной и точной информации не только о будущем, но и о настоящем финансовом состоянии предприятия/компании

2. Система целей, которые ставят перед собой их руководители (на построении целой системы финансовых целей, позволяющей разрабатывать сбалансированные финансовые планы, чаще всего нет времени и речи)

3. Организация внутрифирменного бюджетирования. Почему-то считается, что для постановки бюджетирования достаточно разработать основные формы, а еще лучше купить готовую компьютерную программу – и система заработает сама собой.

Все вышеперечисленное приводит к отсутствию возможности принимать точные и взвешенные в финансовом отношении управленческие решения, и, как следствие, в конечном итоге, к неплатежеспособности, а что еще хуже к банкротству компании, не говоря уже о его конкурентоспособности и инвестиционной привлекательности.

Бюджетирование – это технология финансового планирования, учета и контроля доходов и расходов, получаемых от бизнеса на всех уровнях управления [2]. Б. позволяет анализировать прогнозируемые финансовые показатели и управлять с их помощью ресурсами. В свою очередь, одним из основных инструментов бюджетирования затрат является именно план-фактный анализ. Данный анализ имеет ряд преимуществ и открывает обширные возможности в рамках контроля затрат на предприятиях.

Ниже представлена часть модели план-фактного анализа, который составляется ежемесячно, в рамках управленческой отчетности, в группе нефтедобывающих компаний «Imperial Energy», осуществляющей добычу нефти на территории г. Томска (табл. 1). Безусловно, в целях конфиденциальности информации, были введены поправочные коэффициенты.

Таблица 1

Часть модели план-фактного анализа предприятия ООО «Норд Империл»

Detailed Income Statement	2010	January-2010		February-2010		...
...	Budget	Budget	Actual	Budget	Actual	...
Lifting costs (\$ Million)
Materials	4,47	0,51	0,32	0,53	0,32	...
Fuel+Electricity	2,57	0,21	0,32	0,19	0,30	...
Transportation	5,14	0,33	0,40	0,44	0,44	...
Payroll costs	5,91	0,46	0,45	0,46	0,38	...
Frac	1,73	0,00	0,00	1,66	0,12	...
Production works and services	2,35	0,03	0,03	0,39	0,19	...
Other production expenses	2,70	0,23	0,12	0,27	0,34	...
Equipment setup	9,00	0,84	0,77	0,74	0,71	...
Workovers	2,36	0,38	0,18	0,54	0,06	...
Other Lifting Costs	0,60	0,04	0,18	0,04	0,17	...
Tariff & Transport (TT)	19,40	0,00	1,64	1,28	1,54	...
Domestic	8,56	1,35	0,48	0,56	0,32	...
Export	10,84	0,60	1,16	0,71	1,00	...
...

Здесь (в план-фактном анализе) мы можем наблюдать основные финансовые показатели компании, начиная от реализации нефти (основная специализация компании - нефтедобыча), заканчивая ее чистой прибылью. В первую очередь руководителям данный план-факт в представленном виде показывает виды затрат предприятия, их четкую классификацию и отклонения по каждой из позиций от плановых в текущем периоде. К сожалению, дальше, для более комплексного анализа данные план-факта, не используются. А ведь эти данные при более глубоком изучении позволяют:

- организовать полный сбор информации для анализа и управления затратами;
- всегда знать основные инструменты управления затратами,
- комплексно анализировать отклонение от плана (норматива).

Для данного анализа необходимо четкое понимание того, что включает каждая статья затрат, какие изменения внутри статей наибольшим образом сказались на прибыли предприятия, и каковы причины этих отклонений.

Обратимся к статье «Materials» («Материалы») (табл. 1), как наиболее удобной в представлении комплексного анализа отклонения факта от плана. Данная статья включает в себя различные вспомогательные материалы (за исключением оборудования, установок, НКТ и проч.), а так же сырье и материалы (сырье для химических лабораторий на месторождении, растворы, химреагенты). В 2010 г. совокупное отклонение от плана по данной статье составило 18,8346 млн. руб. Данная информация носит только информационный характер, не более.

Но, если бы мы смогли раскрыть данную статью, в программно продукте (1С) или в формате Excel, то получили бы следующую картину (табл. 2).

Таблица 2

Модель план-фактного анализа затрат по статье «Материалы» (группировка по ЦФО, МВЗ)

Materials	Период с 01.01.2011 по 31.01.2011 года		
Ремонтно-механическая служба			
Снежное месторождение			
Наименование материалов (номенклатура)	план	факт	отклонение, %
Электроды			
Кабель сварочный			
Рукав кислородный			
Кислород (газ)			
Пропан (газ)			
Диск отрезной			
...			
Двойное месторождение			
Наименование материалов (номенклатура)	план	факт	отклонение, %
Охлаждающая жидкость для сварочного агрегата			
Прокладочный материал			
Сальниковая набивка			
Лента ФУМ			
...			
Отдел подготовки и транспортировки нефти и газа			
Снежное месторождение			
Наименование материалов (номенклатура)	план	факт	отклонение, %
Колба мерная 100мл			
Колба мерная 25 мл			
Колба мерная 250 мл			
Колба Эрленмейера 100 мл			
Насос водоструйный НВ (пластмассовый)			
...			

Данные в представленной табл. 2 (при проведении соответствующих мероприятий, связанных с занесением необходимых входных данных при обработке запроса на закупку ТМЦ), несут гораздо больше информации. Здесь по каждой отдельной ТМЦ прослеживается выполнение плана, отклонение от него.

Однако и этой информации недостаточно для полного анализа. Следует еще более углубиться в каждый отдельный вид ТМЦ. Возьмем первую строчку ТМЦ – «Электроды» (табл. 3). Здесь мы уже можем наблюдать за каждой покупкой данного вспомогательного материала, ее приходом. К какому договору относится та или иная закупка, кто является контрагентом. А самое главное, что здесь мы можем получить представление о том, изменение какого из факторов привело к отклонению от плана: изменения цены или количества. Прочие факторы возможно выявить путем беседы с куратором по данному договору. Как правило, за каждым контрагентом и договором на предприятиях закреплен свой куратор, который непосредственно занимается закупкой ТМЦ, контролем за оказанием услуг и проч. и как никто лучше знает ситуацию по тому или иному виду услуги (в данном случае по закупке той или иной ТМЦ на определенный момент времени).

По ст. Материалы в группе компании «Imperial Energy», был проведен комплексный анализ, который позволили выявить, что совокупное отклонение по материалам в размере 18,834 млн. руб. (что составляет около 2% от планируемой прибыли предприятия). Наибольшее отклонение в сторону увеличения выявлено по ПСП Лугинецкому, в связи с увеличением затрат на транспортировку нефти к трубопроводам «Транснефти», увеличению объемов (табл. 4).

Более мелкие отклонения по ст. «Материалы» связаны с одной и той же проблемой – отсутствием отлаженной логистики, которая увеличивает расходы на транспортные услуги (по доставке грузов – входит в стоимость транспортируемого оборудования), замедляет производственный процесс (ввиду несвоевременной информированности об отсутствии того или иного вспомогательного материала на складах), приводит к удорожанию закупок (ввиду ускоренной доставки со стороны поставщика, что требует дополнительных расходов, увеличения ставок).

Таблица 3

Модель план-фактного анализа по ст. «Материалы» (группировка по ЦФО, МВЗ) – п. Электроды

Materials	Период с 01.01.2011 по 31.01.2011							Абсолютное отклонение, %
	ед.изм.	количество		отклонение, %	цена за единицу		отклонение, %	
		план	факт		план	факт		
Ремонтно-механическая служба								
Снежное месторождение								
Наименование материалов (номенклатура)								
Электроды, всего:								
Электроды								
приобретение по счету №311 от 18.12.2010г.								
оплата 26.01.2010г.								
Контрагент: ООО "Сибпромприбор"								
Договор №								
Электроды								
приобретение по счету ...								
оплата ...								
Контрагент: ...								
...								

В данном случае одним из основных управленческих решений по вопросу отклонения по ст. «Материалы» является следующее (рис.):

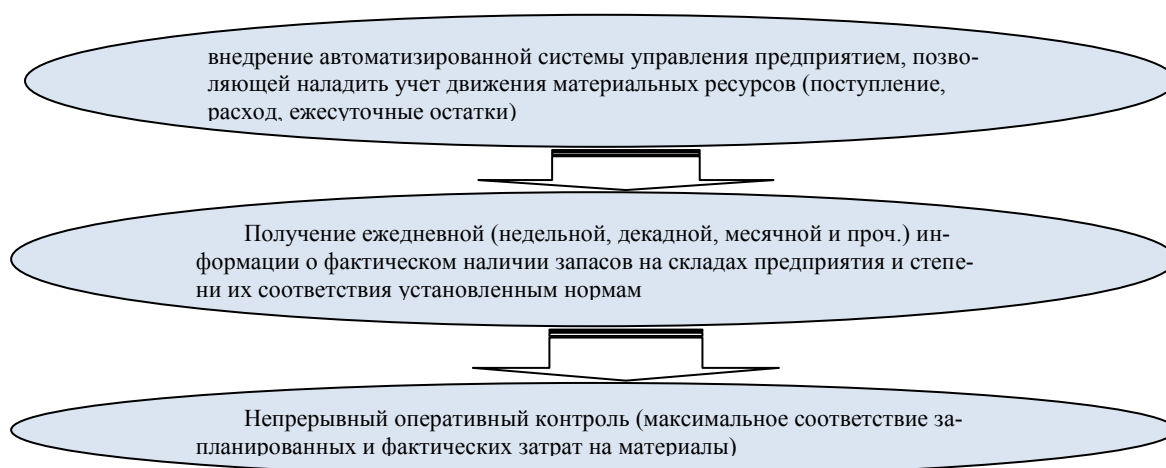


Рис. Управленческое решение по отклонению план-факта по ст. «Материалы»

Так, в конечном итоге, четкое представление о системе бюджетирования в компании и понимание взаимосвязи управления затратами с инструментами контроллинга (в частности – план-фактным анализом) позволит поднять на новый уровень реализацию текущих бизнес-процессов в компании.

Таким образом, план-фактный анализ имеет ряд преимуществ, в случае проведения расширенного поэтапного контроля, он способствует:

1. Выявлению факторов, способствующих отклонению от планируемых затрат
2. Применению различных способов оценки уровня отклонений
3. Осуществлению постоянного контроля над основными финансовыми показателями
4. Оперативному реагированию на изменения финансовых показателей.

Охватывая все сферы хозяйственной деятельности компании, обеспечивая менеджеров необходимой управленческой информацией, план-фактный анализ в рамках системы бюджетирования затрат, позволяет проводить сравнительный анализ бюджетных единиц, задавать значения отдельных элементов, контролировать всю совокупность параметров и рассчитывать интегральный показатель – сводный индекс исполнения бюджета – являющийся характеристикой уровня достижения поставленных задач и исполнения бюджета.

Таблица 4

Сверка запланированной и фактической прибыли (по ст. «Материалы»)

ВСЕГО, млн. руб.	Отклонение	Абс.отклонение	
			18,834 млн.руб.
Вспомогательные материалы, сырье и материалы			
Отклонение по Снежному месторождению			
по цене	-4428		
по количеству	2688	-1740	
Отклонение по Киев-Еганскому месторождению			
по цене	-2943		
по количеству	1245	-1698	
Отклонения по Фестивальному месторождению			
по цене	-2625		
по количеству	-168	-2793	
Отклонения по Двойному месторождению			
по цене	-2658		
по количеству	168	-2490	
Отклонения по ПСП Завьялово			
по цене	-1746		
по количеству	-201	-1947	
Отклонения по ПСП Лугинецкое			
по цене	2958		
по количеству	7368	10326	
Отклонения по Майскому месторождению			
по цене	1077		
по количеству	-22968	-21891	
Отклонения по Южно-Майскому месторождению			
по цене	3534		
по количеству	-135	3399	
ПРИБЫЛЬ планируемая			(715,05) млн. руб.
ПРИБЫЛЬ, фактическая, скорректированная по ст. "Материалы" (с учетом отклонений по статье «Материалы»)			(624,18) млн. руб.
ПРИБЫЛЬ фактическая			(605,35) млн. руб.

А самое главное, управленческое звено, должно всегда помнить о том, что бюджетирования – процесс, требующий постоянно анализа и контроля, с определенной периодичностью. Без грамотного бюджетирования установить контроль над издержками и управлять эффективностью производства невозможно.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Внутрифирменное бюджетирование / Хруцкий В.Е., Гамаюнов В.В. / - 2-е изд., перераб и доп. – М: Финансы и статистика, 2008 – 464 с.
2. Задорожная А.Н. Финансы организации (предприятия) / - М.: Московский институт экономики, менеджмента и права, 2009 – 399 с.

CVP-АНАЛИЗ КАК СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД ПЛАН-ФАКТНОГО АНАЛИЗА ЗАТРАТ И РЕЗУЛЬТАТОВ

Д.И. Зайцева

Научные руководители профессор Г.Ю. Боярко, старший преподаватель В.Б. Романюк
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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 CVP- 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 установить взаимосвязь объема продаж, себестоимости и прибыли. Главная роль в выборе стратегии поведения предприятия принадлежит показателю маржинального дохода [1].

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.

Основными его задачами являются:

1. расчет объема реализации, при котором обеспечивается полное покрытие затрат - точка безубыточности (порог рентабельности);
2. исчисление объема реализации, обеспечивающее при прочих равных условиях получение необходимой суммы прибыли;
3. аналитическая оценка объема реализации, при котором предприятие может быть конкурентоспособным (запас финансовой прочности);
4. определение цены на продукцию, позволяющее обеспечить спрос и прибыль на запланированном уровне;
5. осуществление выбора наиболее эффективных технологий производства;
6. осуществление принятия оптимального производственного плана.

Допущения CVP- анализа:

- издержки обоснованно должны подразделяться на постоянную и переменную часть;
 - постоянные расходы остаются неизменными в зависимости от объемов производства в пределах исследуемого диапазона производства;
 - переменные расходы в указанных пределах прямопропорционально зависят от объема производства.
- Релевантные уровни - уровни деловой активности, т.е. объемы производства, с которыми организация, скорее всего, предполагает работать. Обычно это нормальная производственная мощность;
- существуют неизменные цены на реализованную продукцию - с одной стороны, и цены на потребляемые производственные ресурсы - с другой стороны;
 - ассортимент изделий постоянный;
 - объем производства примерно равен объему реализации;
 - поступившая выручка прямопропорциональна объему продукции;
 - эффективность деятельности предприятия остается неизменной.

В последнее время большой интерес вызывает методика анализа прибыли, которая базируется на делении производственных и сбытовых затрат на переменные и постоянные и категории маржинального дохода [2]. Эта методика широко применяется в странах с развитыми рыночными отношениями. Она позволяет изучить зависимость прибыли от небольшого круга наиболее важных факторов и на основе этого управлять процессом формирования ее величины. В отличие от методики анализа прибыли, которая применяется на отечественных предприятиях, система директ-костинг позволяет более полно учитывать взаимосвязи между показателями и точнее измерять влияние факторов. Докажем это с помощью сравнительного анализа.

При анализе прибыли, применяемой в России, обычно используют следующую модель:

$$П = К (Ц - С), \quad (1)$$

где П – сумма прибыли, тыс. руб.;

К – количество (масса) реализованной продукции, ел;

Ц – цена реализации, тыс. руб.;

С – себестоимость единицы продукции, тыс. руб.

В данном случае исходят из предположения, что все эти факторы изменяются сами по себе, независимо друг от друга. Прибыль изменяется прямо пропорционально объему реализации, если реализуется рентабельная продукция. Если продукция убыточна, то прибыль изменяется обратно пропорционально объему продаж. Однако здесь не учитывается взаимосвязь объема производства (реализации) продукции и ее себестоимость. При увеличении объема производства (реализации) себестоимость единицы продукции снижается, так как при этом обычно возрастает только сумма переменных расходов (сдельная заработная плата производственных рабочих, сырье, материалы, технологическое топливо, электроэнергия), а сумма постоянных расходов (амортизация, аренда помещений, повременная оплата труда рабочих, зарплата и страхование, административно-хозяйственного аппарата

та и др.) остается, как правило, без изменений. И, наоборот, при спаде производства себестоимость изделий возрастает из-за того, что больше постоянных расходов приходится на единицу продукции.

В зарубежных странах для обеспечения системного подхода при изучении факторов изменения прибыли и прогнозирования ее величины используют маржинальный анализ, в основе которого лежит маржинальный доход.

Маржинальный доход (МД) – это прибыль в сумме с постоянными затратами предприятия (Н):

$$\text{МД} = \text{П} + \text{Н}, \quad (2)$$

Откуда: $\text{П} = \text{МД} - \text{Н}$

С помощью формулы можно рассчитать сумму прибыли, если известны величины маржинального дохода и постоянных затрат.

Очень часто при определении суммы прибыли вместо маржинального дохода используется выручка (ВР) и удельный вес маржинального дохода.

Поскольку:

$$\begin{aligned} \text{МД} &= \text{ВР} * \\ \text{П} &= \text{ВР} * - \text{Н} \end{aligned}$$

Формула успешно применяется тогда, когда необходимо проанализировать прибыль от реализации предприятия нескольких видов продукции.

По отдельным данным управленческой отчетности предприятия, возможно произвести факторный анализ прибыли (например по влиянию факторов на прибыль в 2010 году по сравнению с 2009 годом). Для этого необходимо определить прибыль условную ($\text{П}_{\text{усл}}$):

Факторный анализ прибыли по данной методике позволяет сделать анализ по влиянию на прибыль таких факторов, как:

- количество реализованной продукции (Пк);
- цена реализации (Пц);
- удельные переменные затраты (Пв);
- суммы постоянных затрат (Пн).

Общее изменение прибыли будет рассчитывать по следующей формуле:

В результате факторного анализа по нефтедобывающей компании ООО «Норд Империл», осуществляющей добычу нефти на территории Томской области, были получены следующие данные (млн. руб.):

Таблица
Факторный анализ прибыли ООО «Норд Империл» (млн.руб.) – с поправочным коэффициентом

Период исследования	П усл1	П усл2	П усл3	Пк	Пц	Пв	Пн	Побщ
1. 2009-2010г.	5311,25	7022,75	8858,5	+621,25	+151,6	+1834	+656,25	+4819,5

В ходе анализа выяснилось, что существенным фактором повышения прибыли стало сокращение переменных затрат (+1834 млн. руб.). Так же на увеличение прибыли предприятия сказалось увеличение объемов реализации нефти (+621,25 млн. руб.) при небольшом увеличении средней цены реализации.

Для управления процессом оптимизации результатов деятельности CVP-анализ должен использовать методы различных дисциплин: учета, анализа, контроля, стратегического и оперативного планирования и управления, экономики предприятия, экономико-математических методов и т.д.

Анализ – это связующее звено между различными функциями управления, это инструмент, обеспечивающий научный подход к управлению производством.

Отнесение операционного анализа к функциям управления обусловлено рядом обстоятельств [2]:

- анализ проводится на всех уровнях управления и во всех подразделениях хозяйствующего субъекта;
- анализ строится на единой методологической основе, что дает возможность вырабатывать общие подходы к организации и проведению анализа в различных отраслях, регионах и других структурных сообществах хозяйствующих единиц;

- анализ финансово-хозяйственной деятельности является необходимым элементом в системе функций управления предприятием, поскольку без него не могут реализовываться и многие другие функции, в первую очередь связанные с принятием управленческих решений.

Анализ занимает промежуточное место между функцией сбора информации и функцией принятия управленческих решений, поэтому он является основным компонентом обеспечения безкризисного развития хозяйствующего субъекта.

Задачи анализа в условиях рынка значительно расширяются, и это способствовало тому, что анализ стал играть главенствующую роль по отношению к планированию, стимулированию, организации, контролю и регулированию производства. Функции анализа реализуются в следующей последовательности: анализ – планирование – текущее и оперативное – учет – контроль – анализ – регулирование – анализ – планирование на будущий

период. Главным в этой цепочке является то, что анализ предшествует планированию в новом цикле, т.е. он должен «упреждать» принятие и завершать исполнение решений, оценивая эффективность их реализации.

Анализ и планирование являются одними из важнейших функций управления, без них невозможно принятие никаких управленческих решений ни на одном предприятии.

Планирование можно определить как систематизацию факторов, способствующих успешной деятельности предприятия. Планирование – это процесс, включающий оценку уровня достигнутого экономического развития, определение цели и этапов движения, прогнозирование процесса развития. Планирование обеспечивает программу действий, его составной частью является разработка политики, методик, стратегии и тактики управления [3].

Прогнозирование важнейших результатов деятельности определяется на основе анализа фактических данных предшествующего периода, факторов успеха прошлой деятельности, выявления недочетов, неиспользованных резервов, стабильности организационно-технических параметров.

Результаты наблюдений и проверок с помощью анализа получают экономическое обоснование и оценку, определяется ущерб от нереализованных решений.

Практический эффект от проведенного анализа состоит в выявлении неиспользованных резервов на всех участках планирования и оперативного управления, определении путей их мобилизации с целью получения максимальной прибыли.

Таким образом, CVP-анализ должен способствовать уменьшению риска, связанного с выбором правильного решения, усилению творческого начала в его принятии. Он должен строиться на информации учета, отчетности, планов и прогнозов. Требования к анализу предъявляются из-за потребностей управления. Сам же анализ может предъявлять требования к учету, естественно, не ради анализа, а в целях его результативности для управления.

С помощью CVP-анализа определяются резервы, обеспечивается объективная оценка состояния резервов производства и степени их использования. При этом очевидны реальный дефицит или убыток ресурсов, объективная потребность в их увеличении или прирост производства на имеющихся ресурсах. Но главное заключается не в том, чтобы оценить и указать на имеющиеся ошибки, а в том, что на базе CVP-анализа разрабатываются пути мобилизации резервов, возможности их ресурсного и финансового обеспечения, т.е. способствовать повышению научной обоснованности принимаемых управленческих решений.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Основы бухгалтерского учета. Анализ «Затраты-объем-прибыль» [Электронный ресурс]: <http://accountancy-edu.ru/>, доступ открытый.
2. Управление затратами предприятия// Котенева Е.Н., Краснослободцева Г.К. / М.: Дашков и К, 2008. – 224 с.
3. Задорожная А.Н. Финансы организации (предприятия) - М.: Московский институт экономики, менеджмента и права, 2009 – 399 с.

ОПТОВЫЙ И РОЗНИЧНЫЙ РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Е.С. Зеленова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема цен на основные нефтепродукты имеет комплексный характер и связана как с организационными (монополистическая структура региональных оптовых рынков и слабость независимой нефтепереработки), так и с техническими (низкие технологический уровень оборудования НПЗ и выход светлых нефтепродуктов) причинами.

Производство основных нефтепродуктов за 2010 имеет следующие показатели:

Объем переработки нефти и увеличение выпуска нефтепродуктов российскими НПЗ позволили полностью обеспечить потребности внутреннего рынка в нефтепродуктах.

В период с 2009-2010 гг. рост поставок на внутренний рынок был характерен только для бензинов. В целом за рассматриваемый период суммарный спрос на автобензин вырос на 50% и достиг 31.1 млн. тонн (2009 г.) Основными факторами увеличения спроса на автобензин стали рост доходов населения и увеличение парка автомобилей. На 1 января численность зарегистрированных автомобилей в РФ превысила 33 млн. шт., увеличившись на 63% к 2009 г.

Потребление ДТ увеличилось всего на 6%. Сокращению потребления ДТ в 2009 г. в сравнении с 2008 г., которое составило примерно 9,8%, способствовали спад в экономике России, снижение платежеспособности населения, уменьшение объемов грузовых и пассажирских перевозок. Что касается производителей нефтепродуктов, то наибольшая доля приходится на Роснефть Лукойл и Башнефть.

За 2010 г. переработка нефти на мини НПЗ составила 3505,5 т. тонн, произведено бензина – 91,5 тонн, дизельного топлива – 194,6 тонн, мазута – 1504,3 тонн.[1]

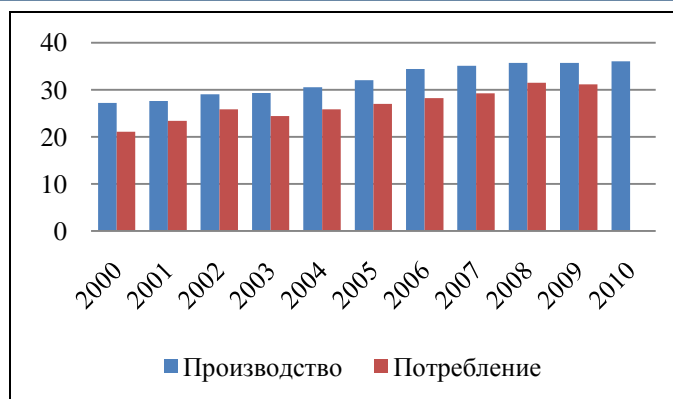


Рис. 1. Динамика производства и потребления автомобильного бензина в России в период 2009-2010 гг.

Бензин 36013,8 т. тонн, что составило 100,5% к 2009 г. Дизельное топливо 69914, 104,3% к 2009 г. Ма- зут 69518 т. тонн, 108,6% к 2009 г.

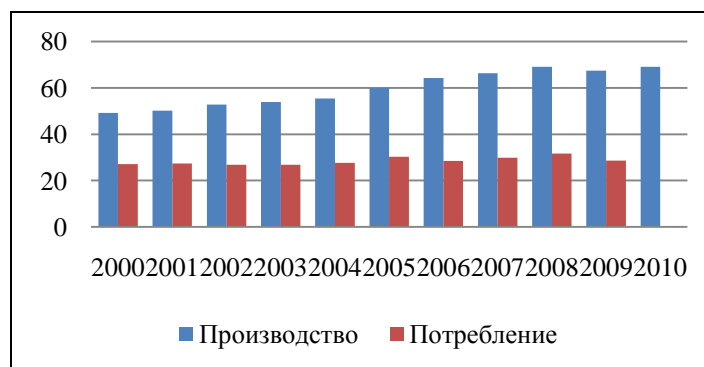


Рис. 2. Динамика производства и потребления дизельного топлива в России в период 2009-2010гг.

Далее рассмотрим ценообразование на рынке нефтепродуктов.

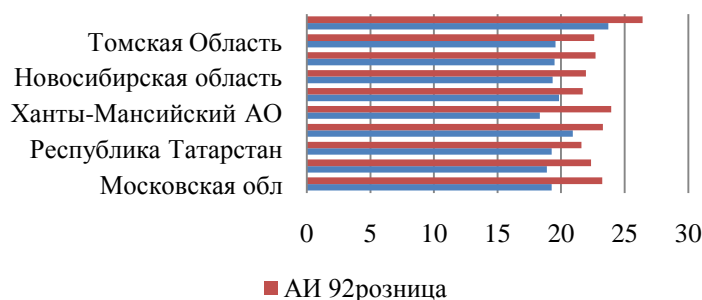


Рис. 3. Цены (рублей за литр) на бензин марки АИ 92 в регионах России (декабрь 2010г.)

Самая низкая розничная цена на автобензин в республике Татарстан, а самая высокая цена за литр бен- зина зафиксирована в Амурской области.

Интересно отметить разницу между оптовой и розничной ценой: минимальная разница также в Респу- блике Татарстан – 13,3%, Кемерово – 14,2%, Новосибирск – 15%, что объясняется удачным географическим рас- положением и невысокой покупательской способности населения, максимальная – 38,9% в Амурской области, и Ханты-Мансийском автономном округе – 26%, в остальных из рассмотренных регионов разница составляет при- мерно 20% [3].

В Томске эта величина составляет 19%, т.е. та сумма которую накручивает АЗС, в эту сумму входят следующие издержки: хранение, которое составляет примерно 2% от стоимости товара, транспортировка от неф- техранилища, обслуживание колонок, коммунальные расходы, фонд заработной платы, который составляет в среднем 200 т.р. в месяц, налоги, а так же прибыль компании.

На рынке ДТ минимальная розничная цена в декабре прошлого года, как и на автобензин, была в республике Татарстан, составив 20,4 р. за литр максимальная в ХМАО и на дальнем Востоке в Амурской области, где 25,3 и 25,18 рублей за литр соответственно. Для смягчения ситуации на внутреннем рынке нефтепродуктов проводится политика внедрения биржевых механизмов торговли. В 2009 г. отмечен рост объемов биржевой торговли нефтепродуктами, стартовавшей в России в 2008 г. По итогам года через биржевые площадки было реализовано 2,2 млн. т нефтепродуктов (в 2008 г. – 0,2 млн. т). Основными биржами, осуществляющими торговлю, выступают: «Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса» («МБНК», Москва); «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» («СПбМТСБ»); «Биржа Санкт-Петербург». В 2009 г. доля биржевой торговли нефтепродуктами от суммарного потребления в России составила: по автомобильному бензину – 1,4% (в 2008 г. – 0,1%); по дизельному топливу – 2,6% (в 2008 г. – 0,3%); по мазуту – 3,7% (в 2008 г. – 0,2%) [2]. Однако в нынешней ситуации такие меры, как внутренние интервенции, биржевые инструменты и даже ужесточение антимонопольного законодательства, могут иметь только ограниченный эффект. Основной баланс определяется двумя инструментами государственного налогового регулирования: рентными платежами и экспортными пошлинами. После стабилизации в январе-феврале 2009 г. цена на нефть марки Brent выросла к июню на 57,3%, увеличившись с 326,93 до 514,13 долл. США за тонну, при этом цена российской нефти марки Urals, определяемая дисконтированием цены нефти марки Brent, выросла на 58,4% (с 315,5 до 499,6 долл./т) После ряда колебаний к концу года нефть марки Brent достигла уровня 553,28 долл./т, российская нефть марки Urals – 536,4 долл., что в 1,69 и 1,70 раза соответственно выше уровня января 2009 г. [4].

Динамика мировых цен на нефтепродукты, в том числе на прямогонный бензин, дизтопливо и топочный мазут, которые составляют основу российского экспорта нефтепродуктов, в целом повторяла динамику мировых цен на нефть.

Рынок нефтепродуктов в регионах России весьма специфичен. Специфика определяется многими факторами, среди которых наиболее существенными представляются два из них. Первый фактор – это географическое положение, второй фактор концентрация НПЗ в западной части России, вследствие чего местные оптовые поставщики вынуждены закупать нефтепродукты у нефтеперерабатывающих предприятий, часто удаленных, что обуславливает высокие затраты на транспортировку нефтепродуктов к удаленным регионам. Рынки производства, оптовой и розничной реализации нефтепродуктов в Российской Федерации в целом относятся к вертикально интегрированным. На них доминирующее положение занимают крупные вертикально интегрированные нефтяные компании. Вертикальная интеграция приводит к высокой экономической концентрации, отсутствию внутреннего конкурентного рынка нефтепродуктов, устранению объективных ценовых индикаторов, непрозрачности работы ВИНК и длинной цепочке перепродавцов нефтепродуктов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. ИНФО ТЭК №1, 2011.83-91с.
2. Нефтяная промышленность России – сценарий сбалансированного развития. Проект//Коллектив авторов. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 160 с.
3. Приложение к журналу «МИНТОП» №10, 2010.
4. Топливо-энергетический комплекс России 2000–2009 гг. Справочно-аналитический обзор / Под общ. ред. проф., д.т.н. В.В. Бушуева, д.э.н. А.М. Мастепанова, к.г.н. А.И. Громова, Н.К. Куричева. Институт энергетической стратегии (ЗАО «ГУ ИЭС»). – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – с.

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

И.А. Игитханян¹

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко¹

¹Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

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

Интерес к проблеме утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), в последние годы, возрастает с мгновенной скоростью, как из-за экологических, так и финансовых соображений. На это есть свои причины: с одной стороны, сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа. С другой – это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов.

Томская область входит в десятку наиболее перспективных и интенсивно разрабатываемых нефтегазовых регионов России. Особенностью нефтедобычи в Томской области является разработка средних и мелких месторождений с относительно небольшими ресурсами попутного нефтяного газа при их разбросанности по обширной и слабо заселенной территории, где отсутствуют крупные потребители топлива, что изначально обусловило низкие уровни утилизации нефтяного газа.

Утилизация попутного нефтяного газа происходит во многом потому что, сложилось мнение, что это побочный продукт и что утилизация ПНГ может проводиться только на химических заводах, но так как транс-

портировать ПНГ не возможно, либо это несет за собой большие затраты, утилизация его происходит путем сжигания на месторождениях. Но это несет за собой экологические и климатические последствия, приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах. При «технологических потерях» и сжигании НПП в атмосферу выбрасывается диоксид углерода и активная сажа. В последние годы в связи с особой уязвимостью Арктических экосистем к глобальным климатическим изменениям все активнее стали звучать призывы принять меры по снижению выбросов сажи. Сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды. При этом в атмосферу поступают как продукты сгорания ПНГ, в том числе окись азота, сернистый ангидрид, окись углерода, так и различные несгоревшие углеводороды. Так же, финансовые последствия масштабного сжигания попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья. Согласно результатам исследования, профинансированного Всемирным банком, при уровне цен 2008 г. около трети сжигаемого в факелах российского ПНГ можно было бы полезно использовать, что привело бы к дополнительным ежегодным доходам страны в размере 2,9 млрд. долл.

Согласно постановлению Правительства с 2012 года устанавливается норматив утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). В соответствии с этим нормативом, процент сжигания ПНГ не должен превышать 5 %, соответственно объем сбора газа не должен быть ниже 95%. Весь сжигаемый свыше лимита газ будет облагаться большим штрафами. Решению этой проблемы препятствует немало факторов, в том числе, труднодоступность многих месторождений, отсутствие эффективных технологий по переработки ПНГ на месте сбора, низкая рентабельность производства из попутного нефтяного газа электроэнергии и так далее. В числе основных причин сложившейся ситуации с использованием попутного нефтяного газа следует отнести причины трех типов: технические, экономические, организационно-институциональные.

Рассмотрим экономические причины, среди которых необходимо выделить следующие:

1. Наличие регулируемых со стороны государства цен на природный газ и затянувшийся процесс либерализации газового рынка. Уровень цен на природный газ в значительной степени определяется уровнем издержек на добычу сеномаского газа. В свою очередь, издержки на его добычу существенно ниже издержек на добычу, сбор и утилизацию ПНГ.

2. Неадекватное налогообложение газовой отрасли в сопоставлении с условиями добычи «нового» природного газа и ИНГ (в целом система налогообложения в нефтегазовом секторе экономики страны не учитывает качественные различия характеристик добываемых углеводородов и не принимает во внимание различные горно-геологические условия их добычи).

3. Повышенная капиталоемкость процессов сбора и направления на утилизацию ПНГ (по сравнению с природным газом). Многие технические решения, которые в настоящее время реализованы в системах сбора и утилизации нефтяного попутного газа ориентированы на применение централизованных систем.

Говоря о технических причинах, необходимо отметить:

1. Отсутствие на многих месторождениях необходимой производственной и технологической инфраструктуры;

2. Несовершенство методики и техники измерения, учета и оценки ресурсов ПНГ, и, соответственно, недостаток данных об объемах сжигания и использования ПНГ. Большинство факелов не имеют замерных счетчиков (пока лишь Сургутнефтегаз почти полностью решил эту проблему);

3. Отсутствие технологий, позволяющих утилизировать ПНГ 3 и 4 ступеней. Они обогащены тяжелыми углеводородами, их невозможно перекачивать по трубопроводам, остается только сжигать;

4. Ориентация сложившихся систем сбора и утилизации ПНГ на централизованные схемы поставки, что делает систему неманевренной и предопределяет доминирование одного покупателя газа;

5. Удаленность потенциальных рынков от мест нефтедобычи. Строительство газопроводов для транспортировки ПНГ к заводам отличается высокой капиталоемкостью – по оценке ИК ФИНАМ, 1 км такого трубопровода обойдется в 1,3-1,5 млн. долл. Транспортировка ПНГ до газоперерабатывающих предприятий с удаленных месторождений увеличивает себестоимость попутного газа до 30 долл. за 1 тыс. м³, при том, что себестоимость добычи природного газа Газпромом составляет 4-7 долл. за 1 тыс. м³ на выходе из скважины.

Ежегодные убытки России из-за сжигания попутного нефтяного газа в факелах превышают 360 миллиардов рублей. По данным Министерства природных ресурсов на 1200 нефтегазоконденсатных месторождениях сгорает свыше 20 миллиардов кубометров ПНГ (или 26 процентов от общего объема его добычи). При этом выбросы в атмосферу составляют более 400 тысяч тонн вредных веществ. Утилизация ПНГ позволит решить не только экологическую проблему, но и использовать огромную сырьевую базу для нужд нефтехимической отрасли, производства электроэнергии и другие цели.

В Томской области средний уровень утилизации составляет около 74%. Между тем, ООО «Газпомнефть-Восток» при годовой добыче 211 млн. тонн утилизует только 3% ПНГ. Также в числе отстающих В. Емешев, заместитель губернатора, назвал ООО «Норд Империл» (структура индийской ONGC Videsh) и ОАО «Томскнефть ВНК». «Газпомнефть-Восток» рассматривает проект строительства газопровода с Шингинского месторождения на Лугинецкую ГКС, принадлежащую «Томскнефти». Утилизацию ПНГ с Урманского месторождения компания планирует проводить, транспортировав газ на ближайшее месторождение в Новосибирской области и там сжигая его на дизель-генераторах.

Лучшая программа и исполнение программы утилизации ПНГ, по словам Владимира Емешева, у «Востокгазпрома». В рамках данного проекта ПНГ будет проходить компримирование на Казанском месторождении, в дальнейшем будет осуществляться его транспорт до Установки комплексной подготовки газа Мыльджинского месторождения. В рамках проекта будет построен газопровод протяженностью 206 км пропускной способностью 500–600 млн. м³ в год и газокompрессорная станция на Казанском месторождении. По газопроводу будет транс-

портироваться неподготовленный попутный газ, включающий широкую группу углеводородов и в жидком, и в газообразном состоянии. Процесс перекачки мультифазного потока потребует поддержания постоянного турбулентного режима. В газопровод будет закачиваться также ПНГ с других месторождений Пудинской группы ОАО «Востокгазпром». Определенный объем попутного нефтяного газа будет использоваться для выработки электроэнергии с целью обеспечения нужд промыслов, эксплуатационного бурения и работы механизированного фонда скважин (часть ПНГ уже используется для этих целей на Казанском месторождении). А после запуска газопровода в 2011-2012 году, «Востокгазпром» доведет утилизацию ПНГ практически до 100%.

Выводы:

1. Большинство нефтедобывающих предприятий Томской области в 2010 году не реализовывали проекты по утилизации попутного нефтяного газа.

2. Существуют три типа проблем, по утилизации ПНГ (устранение которых можно рассматривать как формирование необходимых условий утилизации ПНГ): технические, экономические, организационно-институциональные.

3. Для устранения проблем по утилизации ПНГ на месторождениях Томской области, необходим комплексный подход к их устранению, внедрение и разработки единых стандартов в освоении сложных месторождений, чем и удачно занимается «Востокгазпром».

Литература

1. Аксютин А.В. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России: Научно-технический совет ЗАО Глоботэк [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.globotek.ru/news/doklad/.
2. Коржубаев А. Г., Федотович В. Г. Нефтяная и газовая промышленность России в условиях современного финансово-экономического кризиса// Технология нефти и газа. – М., 2010. – №5 (70). – С.10 – 17.
3. Кулиш О. Н., Кужеватов С. А. Сокращение выбросов оксидов азота в атмосферу на нефтеперерабатывающих предприятиях// Технология нефти и газа. – М., 2010. – №4 (69). – С.3 – 8.
4. Попутный газ пойдет в дело. Интернет источник:<http://www.vostokgazprom.ru/presscenter/publications/241224/>.
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».

КОНСОЛИДАЦИЯ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ ТРАНСНАЦИОНАЛЬНЫХ КОРПОРАЦИЙ А.В. Карев

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С развитием рыночной экономики и выходом российских компаний на площадки международных бирж, всё более актуальной становится проблема составления консолидированной бухгалтерской отчетности. Крупные компании функционируют в форме открытых акционерных обществ и контролируют деятельность более мелких обществ. Финансовая информация таких компаний является очень важным элементом для государственных органов, именно путем анализа этой информации можно планировать бюджет страны. Также, свободная бухгалтерская отчетность помогает повысить эффективность корпоративного управления в компании.

В России консолидированная бухгалтерская отчетность формируется в соответствии с Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденным Приказом Министерства финансов Российской Федерации от 29 июля 1998 г. N 34н, в случае наличия у организации дочерних и зависимых обществ эта организация помимо собственного бухгалтерского отчета составляет сводную бухгалтерскую отчетность, включающую показатели отчетов таких обществ. Составление сводной бухгалтерской отчетности должно производиться в соответствии с Методическими рекомендациями по составлению и представлению сводной бухгалтерской отчетности (Приложение к Приказу Министерства финансов Российской Федерации от 30 декабря 1996 г. N 112).

На практике крупным компаниям приходится составлять два типа финансовой отчетности, отвечающим как требованиям российским стандартам, так и требованиям международных стандартов финансовой отчетности. Соблюдение требований международных стандартов обеспечивает прозрачность и открытость компаний для зарубежных инвесторов, что в будущем способствует снижению стоимости привлекаемых средств.

Составление консолидированной отчетности связано, прежде всего, с крупными транснациональными корпорациями (ТНК), чьи акции котируются на фондовых биржах и операции носят международный характер. Многочисленные мелкие и средние компании в большинстве случаев освобождаются от необходимости ее составления. Вместе с тем значение консолидированной отчетности выходит за чисто информационные рамки, поскольку имеет вполне конкретных пользователей, – инвесторов и акционеров. Внутрифирменные операции могут создавать нереалистичную картину активности группы компаний, ее продаж, расчетов, запасов, финансовых результатов.

Консолидированная отчетность представляет более объективную картину операций и финансового положения единой экономической единицы, не заменяя отдельных финансовых отчетов компаний группы, поскольку отражает ее экономические взаимосвязи.

Такая отчетность может выполнять функцию контроля для материнской компании и влиять на ее дивидендную политику. В некоторых странах, например в США, консолидированная прибыль является основой для

объявления дивидендов (материнская компания принимает решение о выплате дивидендов по результатам деятельности дочернего предприятия). Несомненно, консолидированная отчетность содержит важную информацию для принятия финансовых и управленческих решений.

Если материнская компания удовлетворяет перечисленным выше критериям, она обязана составлять консолидированную отчетность. Это относится к каждому дочернему предприятию группы.

Компания, имеющая дочерние предприятия, не составляет консолидированную отчетность, если в свою очередь является дочерним предприятием, а ее материнская компания составляет консолидированную отчетность.

Освобождаются от составления консолидированной отчетности малые и средние компании, если соблюдаются два из трех требований: размеры товарооборота, итог баланса и число занятых. Расчет суммы баланса и товарооборота может осуществляться валовым или чистым методами; согласно последнему исключаются внутрифирменные операции.

Консолидированная отчетность не составляется, если:

- предполагается временный контроль, поскольку дочернее предприятие приобретено с целью продажи в ближайшем будущем;
- дочернее предприятие работает в условиях строгих ограничений, что существенно снижает возможность передачи фондов материнской компании;
- дочернее предприятие не является значительным для группы;
- несколько взятых вместе предприятий не занимают значительного места в группе;
- деятельность дочернего предприятия отличается от деятельности предприятий, входящих в группу (иначе нарушается концепция справедливой и достоверной оценки);
- высока стоимость и значительна задержка представления информации и документов, необходимых для консолидации.

Существование ряда принципиальных отличий в МСФО и РПБУ осложняет составления консолидированной финансовой отчетности.

В России составление консолидированной отчетности установлено приказом Минфина, а на законодательном уровне соответствующее правило действует только для кредитных организаций. Таким образом, на практике свободную отчетность составляют не все компании.

В РПБУ не предусмотрены интересы владельцев ценных бумаг. Отсутствие нормативной базы по данному вопросу не позволяет в полной мере отобразить правильность начисления дивидендов по ценным бумагам.

Методы консолидации имеют схожий порядок. При составлении консолидированной отчетности могут применяться различные методы, в зависимости от объекта консолидации. Полная консолидация подразумевает, что группа представляет единое экономическое образование и консолидации подлежат все чистые активы дочерних компаний. Используется метод пропорциональной консолидации, который подразумевает анализ не всех активов, а только тех, которыми участники реально владеют.

Также существует определенное различие в определении дочерних компаний. В МСФО вводится понятие контроля, которое предполагает возможность влиять на финансовую и хозяйственную деятельность дочернего предприятия. РПБУ не использует термин "контроль", но организационно-правовые рычаги влияния головной организации отражают условия контроля со стороны материнской компании.

В МСФО есть возможность не вносить в отчетность дочерние компании, деятельность которых существенно отличается от деятельности других компаний, в РПБУ вид деятельности дочерней компании отличный от материнской является основание для отображения в сводной отчетности, но речь идет о банках и кредитных организациях.

Степень влияния материнской компании определяется величиной процента приобретенных акции или долей собственного капитала. Степень экономического влияния считается малой, если владение не превышает 20%, и значительным, если от 20% до 50%. В МСФО есть более подробный перечень ситуации, в которых материнская компания может оказывать влияние. Это такие признаки как: представительство в совете директоров и участие в принятии управленческих решений, также туда попадает обмен сотрудниками руководящего звена и технологической информацией. В РПБУ такой конкретизации нет.

Определенные трудности могут возникнуть у российских компаний при ведении совместной деятельности. За рубежом совместные компании могут выступать как единое юридическое лицо, что определенно упрощает составление бухгалтерского баланса.

В целом, в России создается благоприятный климат для введения мировых стандартов, все больше компаний выходят на международную арену, а это подразумевает введение МСФО, неотъемлемой частью которой является консолидация баланса предприятий.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. «О консолидированной отчетности»: Проект федерального закона от 17.12.2004 г. № 55792-4.
2. Положение по ведению бухгалтерского учёта и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утверждено приказом Минфина России от 29.06.2008 г. № 34н.

3. Методические рекомендации по составлению и предоставлению сводной бухгалтерской отчетности, утверждено приказом Минфина России от 30.12.1996 г. № 112.
4. Бушмелева Г.В. Консолидированная отчетность: МСФО и РПБУ – сходства и различия // Менеджмент в России и за рубежом. – 2008. – №6.

**ОКАЗАНИЕ УСЛУГ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ТУРИЗМА НА ТЕРРИТОРИИ
РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ НА ПРИМЕРЕ ОКРЕСТНОСТЕЙ ПОСЕЛКА ЦВЕТНОГОРСК
БОГРАДСКОГО РАЙОНА**

Н.В. Кирнос¹

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко²

¹*Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия*

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

Республика Хакасия расположена в Южной Сибири в левобережной части бассейна рек Енисей и Обь, на территориях Саяно-Алтайского нагорья и Хакасско-Минусинской котловины. Выгодно её географическое положение на Южно-Сибирской магистрали, соединяющей её с Минусинским правобережьем, Иркутской и Кемеровской областями. По Енисею республика имеет выход к «Большому Красноярску» и на енисейский север.

Крупные реки – Енисей, Абакан, Томь, Белый Июс, Чёрный Июс, Чулым (последние четыре относятся к бассейну Оби). На Енисее – Саяно-Шушенская ГЭС и Майнская ГЭС. [5]

Население республики Хакасия составляет 585 тысяч человек, представляющих 108 наций и народностей. С 1991 года республика Хакасия обрела автономию и стала самостоятельным субъектом Российской Федерации.

В соответствии с принятыми республиканскими законами по реализации Федерального закона от 6 октября 2003 года 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», в Хакасии создано [5]:

- 100 муниципальных образований, из них:
- 5 городских округов,
- 8 муниципальных районов,
- 9 городских,
- 78 сельских поселений.
- вновь образовано 8 городских поселений и 77 сельских поселений.

Основа всей экономики региона – технологически связанные гидроэлектроэнергетика и производство алюминия. В энергосистему Хакасии входят: Саяно-Шушенская ГЭС (входит в Енисейский каскад ГЭС, самая мощная в России – 6400 МВт), Майнская ГЭС (мощность 321 МВт) и три ТЭЦ суммарной мощностью 300 МВт. На территории республики находятся Саяногорский и Хакасский алюминиевые заводы, а также ОАО «Саянская фольга» (все принадлежат «Российскому алюминию»). [5]

Также в регионе осуществляется добыча угля (ООО «Угольная компания „Разрез Степной“» и Черногорский филиал ОАО «Сибирская угольная энергетическая компания»). Разработка углей ведётся двумя шахтами (Енисейская, Хакасская) и пятью разрезами с общим годовым объёмом добычи более 6 млн. тонн. Среди других предприятий цветной металлургии – ООО «Сорский ГОК» (молибденовый и медный концентраты), ООО «Туимский завод по обработке цветных металлов» (медный прокат). [5]

Климат республики континентальный, средняя температура января -18-20°С, июля 18-20°С, распределение осадков происходит неравномерно: на севере выпадает 300 мм в год, на юге – 500 мм.

Также Хакасия знаменита своими туристическими ресурсами, в особенности ресурсами для занятия экологическим туризмом.

Здесь каждый найдет отдых с учетом своих предпочтений:

- познавательные туры с целью ознакомления с древнейшей историей края;
- конный и пешеходный туризм;
- водные маршруты по бурным рекам Хакасии;
- специально организованная охота и рыбалка;
- санаторно-курортное лечение грязями и уникальной водой хакасских озер для восстановления и поддержания здоровья;
- сбор дикоросов на специально отведенных территориях.

На расстоянии около 3 км от поселка Цветногорск на берегу живописного чистого озера Литвино (под вторым названием Заводское) в летнее время функционирует профильный палаточный лагерь «Юный геолог». Для школьников представлен целый «минералогический музей».

Достопримечательностью данного района является также озеро Дикое (Большое Дикое), образовавшееся в результате разлома древних горных пород, окруженное смешанным лесом. Имеет длину до 900 м, ширину в центре – до 440 м, глубину до 7 м, площадь – около 30 га. Озеро Малое Дикое находится на расстоянии около 1,5 км от озера Большое Дикое, имеет диаметр 150 м, глубину до 0,6 м, малодоступное для туристов. Боярские писаницы, расположенные неподалеку от вышеописанных озер, представляют собой обобщенную картину жизни всех народов, населявших территорию нынешней республики Хакасия.

Посещение памятников природы туристами и отдыхающими не запрещено, но туристы должны знать и помнить, что любой памятник природы – это наше достояние, наше природное наследие, которое мы должны сберечь для будущих поколений.

Что касается транспортной доступности поселка Цветногорск, расстояние от аэропорта «Абакан» до поселка Цветногорск составляет 100 км (как через Боград, так и через Сорск), от Ж/д вокзала Абакан – 105 км, от автовокзала Абакана – 105 км. Остальные объекты, описанные в данной статье, находятся на расстоянии в пределах 5 км от Цветногорска. К ним ведут проселочные лесные дороги.

Для придания проекту экономического смысла предлагается введение платы за въезд на территорию окрестностей Цветногорска в размере 100 рублей с туриста. Согласно проведенным исследованиям, предполагается, что памятник природы посетят 8000 туристов за летний сезон. Таким образом, прибыль составит 800 000 рублей за сезон.

Также прилагается организация летних домиков, санузлов, киосков, кафе и пунктов медицинского обслуживания для комфортного и цивилизованного проживания туристов.

Таблица

Смета доходов и расходов проекта за 1 сезон

Наименование	Сумма (руб.)
Расходы:	
Аренда земли (S = 2500 га)	1 200 000
Земельный налог (0,3% от кадастр.стоимости)	75 000
Постройка домиков (30 штук)	1 500 000
Установка киосков (5 штук)	800 000
Покупка продуктов питания	800 000
Организация пунктов медицинского обслуживания (5 штук)	400 000
Организация кафе (5 штук)	1 200 000
Организация санузлов (10 штук)	500 000
Доходы:	
Плата за въезд на территорию	800 000
Продажа продуктов питания	2 000 000
Сбор за проживание в домиках	2 400 000
Продажа медикаментов	1 000 000
Прибыль от кафе	2 000 000
Прибыль	1 725 000
Налог на прибыль	414 000
НДС (18%)	310 500
Чистая прибыль	1 000 500

Из табл. видно, что чистая прибыль проекта за 1 сезон составила 1 000 500 руб. Срок окупаемости проекта составляет менее 1 года.

Литература

1. Ерофеев Б.В. Экологическое право России: учебник для вузов / Б. В. Ерофеев. – 20-е изд., перераб. и доп. – М.: Эксмо, 2007. – 464 с.
2. Капранова Н.В. Атлас «Сибирский путеводитель», Красноярск, 2007
3. Коханова Л.А. Экологическая журналистика, PR и реклама: учебное пособие для вузов / Л. А. Коханова ; под ред. Я. Н. Засурского. – М.: ЮНИТИ, 2007. – 382 с.
4. Туристская карта: план-схемы поселений Боградского, Орджоникидзевского и Ширинского районов Республики Хакасия
5. Wikipedia [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.wikipedia.org/

АУТСОРСИНГ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**С.М. Козырева**

Научный руководитель доцент О.В. Пожарницкая

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В середине семидесятых годов прошлого столетия Япония реализовала систему «Just in Time», которая заключается в том, что внешний поставщик поставляет все детали по определенному графику, и в связи с этим получателю нет необходимости иметь резервный склад этих деталей. Таким образом, Япония стала первой по использованию такого процесса как аутсорсинг.

Учитывая тенденции рынка, аналитики IDC прогнозируют увеличение объема рынка аутсорсинга бизнес-процессов в регионе APEJ (страны Азиатско-Тихоокеанского региона, за исключением Японии) в 2013 году до 29 млрд. долл. Главными драйверами роста рынка, по мнению аналитиков, станут услуги по аутсорсингу бизнес-процессов на базе единой информационной платформы.

Что же такое аутсорсинг? Аутсорсинг (с англ. «outsourcing» (outer-source-using) означает «использование внешнего ресурса») – передача организацией бизнес-процессов или производственных функций на обслуживание другой компании на основании договора, причем контракт заключается на длительное время (не менее 1 года). Получается, что аутсорсинг отличается от услуг сервиса и поддержки своей длительностью. Существуют различные виды аутсорсинга:

- Производственный аутсорсинг подразумевает передачу сторонней организации частичное или полное производство продукции или ее компонентов

- IT-аутсорсинг - это передача на обслуживание специализированным организациям информационных систем, например, разработка, внедрение и обслуживание корпоративных программных продуктов, техническая поддержка и др.

- Аутсорсинг бизнес-процессов предполагает передачу компании-аутсорсеру функций таких отделов, которые не являются основными, например, реклама, управление персоналом, охрана и др.

- Аутсорсинг управления знаниями предполагает управление процессами, которые требуют глубокого изучения или серьезной аналитической обработки данных. Такой вид аутсорсинга на данный момент начинает свое развитие только на территории США. [3]

К преимуществам аутсорсинга можно отнести:

- сокращение управленческих издержек;
- гарантированная ответственность за получение конечного результата;
- обеспечение высокого уровня качества услуг;
- оптимизация налоговых платежей.

В России аутсорсинг появился относительно недавно, приблизительно в 90-х годах XX века. В это время бизнес был довольно опасным делом, конкурентная борьба была опасной не только для самого бизнеса, но и для его владельца. В связи с этими обстоятельствами первыми в аутсорсинге стали охранные предприятия, которые помогали бизнесменам сохранить свою безопасность и безопасность бизнеса. Дальше стали появляться аутсорсинговые компании и в других областях, например, PR-агентства, IT-аутсорсинг, аутсорсинг персонала и другие.

В настоящее время современные компании все чаще обращаются к аутсорсерам. В первую очередь услуги аутсорсинга оценивают те предприятия, специфика которых основывается на сложных расчетах, также аутсорсинг эффективен для молодых компаний, которые не могут сформировать полноценный штат сотрудников. Еще немаловажную роль в любых компаниях занимают IT-технологии, которые являются сложнейшим звеном на предприятии, и поэтому многие компании доверяют IT-инфраструктуру аутсорсерам. Одной из основных тенденций развития современной нефтяной и нефтеперерабатывающей отрасли является постоянное сокращение компаниями уровня издержек. А эффективным путем снижения издержек, как уже говорилось выше, является аутсорсинг - оптимизация деятельности компании за счет передачи непрофильных функций и корпоративных ролей специализированным высокотехнологичным предприятиям. Если обратиться к мировой практике, то можно выделить наиболее яркие примеры соглашений аутсорсинга.

В 2009 году корпорация IBM заключила семилетний контракт с S-OIL Corporation (крупная нефтяная компания в Южной Корее) на поставку услуг стратегического IT-аутсорсинга. Целью контракта является поддержка плана роста бизнеса, при уменьшении расходов путем уменьшения инвестиций в IT-инфраструктуру.

Услуги IBM предоставляемые S-OIL:

- выполнение и управление приложениями;
- эксплуатация и обслуживание серверов и устройств хранения данных и сетей;
- поддержка пользователей;
- восстановление систем и данных в аварийных ситуациях.

Еще одна организация, которая использует аутсорсинг, это «ЛУКОЙЛ». В основном компания использует аутсорсинг для удовлетворения социальных потребностей персонала. С помощью аутсорсинга компания снижает внутренние издержки, сохраняет уровень защищенности интересов, прав и средств работников на рынке услуг, расширяет возможности свободы выбора для потребителя, содействует развитию местного рынка услуг и товаров, содействует улучшению соотношения "цена-качество" с помощью честной конкуренции [4].

Также большой вклад аутсорсинг внес в еще одну крупную холдинговую компанию - в ОАО «Газпром нефть». ОАО «Газпром нефть» заключила договор с компанией Hewlett-Packard (HP Россия), которая решает

некоторые задачи по стандартизации и оптимизации процесса печати, обеспечивает максимальное время работы принтеров, сокращает расходы на обслуживание техники. Этот договор является новым этапом в сотрудничестве НР и ОАО «Газпром нефть».

В 2010 году направление SAP завершило проект в ОАО «Газпром нефть» по созданию центра компетенций SAP – корпоративной информационной системы компании. Продолжается проект по аутсорсингу поддержки SAP в «Газпром нефти», начат проект по созданию единой концепции полномочий в информационных системах SAP. Проект в ОАО «Газпром нефть» стал одним из крупнейших для системного интегратора в области ИТ-аутсорсинга [5].

Аутсорсинг является эффективной технологией в настоящий момент. Но для того, чтобы использовать аутсорсинг, необходимо убедиться, что данная область применения не является ключевой на предприятии и в ближайшее время ей не станет. Также необходимо понять станет ли нововведенная система эффективнее и лучше прежней. С этими условиями аутсорсинг в любой сфере деятельности может стать незаменимым помощником в бизнесе.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Пешкова Т. «Аутсорсинг». Т.Пешкова. – Изд-во: Научная книга, 2006. – 160 с.
2. Филина Ф.Н. «Аутсорсинг бизнес-процессов. Проблемы и решения». / Ф.Н. Филина. – Изд-во: ГроссМедиа, 2008. – 208 с.
3. Аутсорсинг [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki/Outsourcing>
4. Социальный кодекс ОАО «ЛУКОЙЛ» [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_262_.html
5. Проект в ОАО «Газпром нефть» по созданию центра компетенций SAP [Электронный ресурс]: - Режим доступа: http://www.tadviser.ru/index.php/Проект:Проект_в_ОАО_«Газпром_нефть»_по_созданию_центра_компетенций_SAP

УПРАВЛЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ

К.Ю. Колотовкина

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтяной промышленности неизбежно приводит к конфликту противоположных интересов: экономического роста и сохранения чистой, безопасной среды, основными носителями которых являются различные социальные, управленческие и политические институты. Проблема баланса указанных интересов является ключевой в данной ситуации.

Экологический риск – вероятность возникновения отрицательных изменений в окружающей природной среде, или отдаленных неблагоприятных последствий этих изменений, возникающих вследствие отрицательного воздействия на окружающую среду. Экологический риск может быть вызван чрезвычайными ситуациями природного и антропогенного, техногенного характера.

С целью предотвращения или уменьшения риска разрабатываются многочисленные и разнообразные документы, сферы действия которых могут ограничиваться каким-нибудь одним предприятием, а могут распространяться и на всю страну. К таким документам относятся законодательные акты и нормативы, направленные на охрану здоровья, улучшение условий труда, снижение загрязнения среды обитания, обеспечение безопасности на дорогах, стандартизацию качества продаваемых товаров и т.д.

В России (точнее, в бывшем СССР) понятие эколого-правовой ответственности впервые было сформулировано в Законе РСФСР «О предприятиях и предпринимательской деятельности», в котором предусматривалось возмещение ущерба от загрязнения и нерационального использования природной среды. Затем это положение было развито в специальном Законе РСФСР «Об охране окружающей природной среды», где, в частности, устанавливались три типа ущерба, подлежащего компенсации:

- ущерб, причиненный окружающей природной среде источником повышенной опасности;
- ущерб, причиненный здоровью граждан неблагоприятным воздействием на окружающую природную среду;

- ущерб, причиненный имуществу граждан.

Принятый в 1997 г. закон предусматривает, что предприятие, являющееся источником повышенной опасности, обязан обеспечить меры по защите населения и окружающей среды от опасных воздействий. В этом законе также вводится порядок лицензирования опасных производств и рассматриваются возможности отзыва или приостановления лицензии в случае невыполнения требований промышленной безопасности или несоответствия принятым нормативам. Кроме того, в этом законе впервые в России было введено обязательное экологическое страхование, представляющее собой страхование ответственности за причинение вреда (например, аварийного загрязнения окружающей среды) при эксплуатации опасного производственного объекта. Минимальный объем страховой ответственности предприятий определяется в зависимости от уровня опасности производства.

Экологическое страхование следует считать важной составной частью механизма управления экологическими рисками.

Управление экологическими рисками непосредственно связано с экологическим менеджментом. Международные стандарты серии ISO 14000 – стандарты, устанавливающие требования к системам экологического менеджмента с тем, чтобы дать организациям инструмент для разработки политики и определения задач сокращения воздействия на окружающую среду. В России стандарт ISO 14001 действует в виде ГОСТа Р ИСО 14001-98.

Под *управлением риском* понимается процесс рационального распределения затрат на снижение различных видов риска, обеспечивающий достижение такого уровня безопасности населения и природной среды, какой только достижим в существующих в данном обществе экономических и социальных условиях.

Основу решения данной проблемы составляют следующие принципы управления риском:

- Принцип оправданности практической деятельности (превышение выгоды, получаемой от деятельности природопользователя, над вызываемым ею ущербом);
- Принцип оптимизации защиты (достижение повышения комфортности жизнедеятельности людей);
- Принцип интегральной оценки опасностей;
- Принцип устойчивости экосистем (непревышение предельно допустимых нагрузок в процессе воздействия на экосистемы).

Основной целью управления риском является снижение вероятных опасных последствий до приемлемого уровня, который должен быть равным, либо может быть ниже предельно допустимого при соблюдении соответствующих ограничений, в т.ч. природоохранных.

Наиболее часто применяемым методом управления экологическим риском является страхование. Страхование предполагает передачу ответственности за возмещение предполагаемого ущерба сторонней организации (страховой компании).

Так, например, ОАО "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть" располагает собственной страховой компанией. Созданная в 1996 году, страховая компания «Транснефть» нацелена на промышленное страхование, главным образом на страхование рисков нефтепроводного транспорта. Также у компании выработаны технологии по оценке степени принимаемых на страхование рисков и закреплены процедуры урегулирования страховых убытков.

Другим методом управления риском является отказ от риска – устранение опасности, отказ от совершения действий и/или принятия решений, характеризующихся высоким риском: переход на безопасную технологию, отказ от взаимодействия с сомнительным контрагентом, отказ от проекта с неопределенным спросом, уход с рынка в странах с неустойчивой политической системой.

Решение об отказе от риска может быть принятым как на предыдущей стадии, то есть на стадии принятия решения, так и позже, путем отказа от какого-то вида деятельности, в котором компания уже принимает участие, если риск оказался выше предполагаемого. Большинство решений относительно предотвращения риска принимаются на стадии принятия решения, потому что отказ от деятельности, в которой фирма принимает участие, приводит к значительным финансовым и другим потерям.

В некоторых случаях компании целенаправленно идут на уклонение от экологического риска, что, как правило, означает отказ от возможного получения прибыли. Поэтому при необоснованном отказе от мероприятия или проекта, связанного с риском, могут возникнуть потери от недоиспользованных возможностей. Причем следует учитывать и тот факт, что избежание одного вида риска может привести к возникновению других. Например, отказ от риска, связанного с трубопроводной транспортировкой нефти, ставит перед компанией проблему осуществления перевозок другим видом транспорта.

Наиболее оптимальным вариантом в управлении экологическими рисками является метод снижения частоты ущерба или предотвращения убытка посредством реализации мероприятий. Например, приобретение дополнительной информации, которая позволит сделать более точный прогноз на будущее и, следовательно, снизить риск. К данному методу можно отнести, например, подготовку водителей с учетом требований безопасности, или проведение учений и пр.

Таким образом, суть метода снижения частоты ущерба или предотвращения убытка состоит в реализации предупредительных (превентивных) мероприятий, направленных на уменьшение вероятности наступления неблагоприятного события.

Еще один метод управления экологическим риском – это принятие риска. Это означает оставление всего или части риска за предприятием, т.е. на его ответственности. В этом случае предприятие принимает решение о покрытии возможных потерь в результате свершения рискованного события за счет собственных средств.

Любое промышленное производство сопряжено с воздействием на окружающую среду и возможным влиянием на жизнь и здоровье сотрудников. Знание об этих воздействиях и влияниях и умелое управление ими – важная задача для каждой развивающейся компании. Являясь одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий страны, «Газпром нефть» в полной мере осознает ответственность за сохранение природы перед нынешними и будущими поколениями. Компания стремится полностью отвечать требованиям экологического законодательства, выполнять лицензионные обязательства, максимально компенсировать техногенное воздействие на окружающую среду. Экологическая стратегия компании направлена на минимизацию воздействия на окружающую среду, рациональное использование природных ресурсов, ликвидацию экологического «наследия» прежних времен.

Таким образом, организация должна разрабатывать, внедрять и развивать программу (программы) экологического менеджмента для достижения экологических целей и решения задач. Программы включают в себя

распределение ответственности за достижение целей и решение задач на всех уровнях организации, а также необходимые средства и периоды времени, в течение которых цели должны быть достигнуты. Программы экологического менеджмента помогают организации улучшить экологические показатели ее деятельности. Они должны быть динамичными, регулярно пересматриваться и отражать изменение целей и задач организации.

Управление экологическими рисками нефтяного предприятия должно осуществляться в рамках системы экологического менеджмента на стадиях планирования, организации и реализации экологических действий и мероприятий, способствуя оптимизации принимаемых управленческих решений.

Ответственный бизнес обязан заботиться об охране окружающей среды. Поэтому развитие любой компании требует продуманной системы мероприятий, охватывающей все области деятельности, включая меры и инициативы, направленные на защиту окружающей среды. В основе стратегии развития должно лежать повышенное внимание к экологии, серьезные инвестиции в развитие новых технологий, постоянное совершенствование производственных процессов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Карманов В.В., Вайсман Я.И., Петров В.Ю., Карманова С.В. Управление рисками при обращении с нефтезагрязненными отходами: «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе», - №6/2010.
2. Масленникова И.С., Горбунова В.В. Управление экологической безопасностью и рациональным использованием природных ресурсов: Учеб.пособие. – СПб.:СПбГИЭУ, 2007. – 497 с.
3. Мочалова Л.А. Способы управления экологическими рисками промышленного предприятия.// Уральский государственный горный университет. III Международная научно-практическая конференция «Проблемы экологии: наука, промышленность, образование» (с 25.10.06 по 27.10.06) [Электронный ресурс] – Режим доступа: conf.bstu.ru/conf/docs/0044/1987.doc, свободный.
4. Пахомова Н., Эндрес А., Рихтер К. Экологический менеджмент – СПб.: Питер, 2003. – 544 с.
5. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изменениями от 7 августа 2000 г., 10 января 2003 г., 22 августа 2004 г., 9 мая 2005 г.).

ОСОБЕННОСТИ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЛЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вероятность открытия новых крупных месторождений очень невелика, а месторождения с запасами более 30 млн. тонн находятся в зрелой стадии разработки, поэтому приоритет малых месторождений неуклонно возрастает.

Малые нефтяные месторождения на территории Томской области характеризуются сложностью геологического строения, отсутствием однозначной модели залежи; незначительными извлекаемыми запасами нефти категории C_1 (около 1 млн. тонн на каждую открытую залежь), удаленных от коммуникаций, производственной и социальной инфраструктуры и низкой эффективностью геологоразведочных работ.

Нами проанализирован опыт пробной эксплуатации на малых месторождениях и выявлены факторы, влияющие на процесс выработки нефти.

В качестве примера возьмем три малых месторождений нефти Томской области, для которых характерно одинаковое геологическое строение и залежи которых приурочены к песчаным пластам горизонта Ю1 васюганской свиты. Рассматриваемые месторождения расположены на Средневазюганском мегавале (месторождение № 1), на Нижне-Вартовском своде (месторождение № 2), в Нюрольской впадине (месторождение № 3). Месторождение № 1 введено в пробную эксплуатацию в 1965 г., месторождение № 2 – в 1986 г., а месторождение № 3 – в 2009 г.

На всех трёх месторождениях тип залежи пластовый сводовый. Продуктивный горизонт представлен песчаниками с проницаемостью по пласту Ю1 13,1 мД, значением пористости 0,14 д. ед. и с начальной величиной нефтенасыщенности 0,63 д. ед.

Месторождение № 1 можно считать удачным примером длительной эксплуатации скважины фонтанным способом и примером бережного отношения к добываемому продукту и разрабатываемому пласту в богатейшей по запасам нефти и газа Западной Сибири. Анализ данных указывает на незначительные изменения гидродинамических параметров. Пластовое давление (24,6 МПа) осталось прежним. Коэффициент продуктивности снизился с 27,0 до 19,0 м³/сут. · МПа, что свидетельствует о незначительной закупорки прискважинной зоны пласта и необходимости проведения ее очистки. Однако, за годы пробной эксплуатации, интенсификация притока в скважине ни разу не проводилась. Дебит безводной нефти составляет 137 м³/сут. на режиме штуцера диаметром 9,5 мм.

Благоприятное расположение месторождения на берегу реки позволяло в весенне-осенний период осуществлять транспортировку нефти нефтеналивными баржами. В зимний период с конца ноября до конца марта

нефть вывозилась со скважины автомобильным транспортом. В межсезонные периоды скважину закрывали и забойное давление в прискважинной зоне пласта полностью восстанавливалось до пластового давления. Проводились гидродинамические исследования на нестационарном режиме фильтрации с записью: кривой восстановления пластового давления; с записью эпюры давлений по стволу скважины. Через 15 лет фонтанного способа эксплуатации, пластовая вода на забое скважины так и не была отмечена. В табл. представлены результаты гидродинамических исследований, проведенных в скважине месторождения в мае 1970 года и через 15 лет (август 1985 год) ее эксплуатации фонтанным способом (табл.).

В настоящее время 5 скважина ликвидирована, 8 в эксплуатации и пробурен куст наклонных эксплуатационных скважин. Сначала работала 5 скважина, в 1982 году она была ликвидирована из-за негерметизации колонны и цемента. Затем рядом на расстоянии 600 м была пробурена 8 скважина, которая работала все эти годы также фонтанным способом. В 1993 году пробурен куст наклонных эксплуатационных скважин (4 скважины). Суммарный объем добычи, который меньше, чем у одной скважины, работающей фонтанным способом. Такие небольшие показатели связаны с тем, что скважины были пробурены близко, и произошло наложение контуров питания, а так они быстро обводнились из-за интенсивной механизированной добычи нефти.

Суммарная добыча нефти по месторождению № 1 вдвое больше, чем первоначально принятые запасы категории С₁ в 1965 г., КИН был принят 0,3, а составил 0,62. В этом состоит преимущество фонтанного способа добычи.

На месторождении №2 скважина 1, единственная продуктивная в то время, находилась в пробной эксплуатации 24 года и до сих пор данная скважина работает фонтанным способом.

Месторождение №2 характеризуется следующими параметрами КИН= 0,407, пластовое давление – 27,0 МПа, дебит безводной нефти – 35,0 м³/сутки на штуцере 6 мм.

Месторождение № 3 первый месяц разрабатывалось фонтанным способом, при этом дебит нефти изменялся с 26 до 44 м³/сут. при диаметре штуцера 4мм. В дальнейшем скважина была переведена на механизированный способ добычи, при котором дебит варьируется от 23 до 84 м³/сут. При этом обводненность при фонтанной работе практически отсутствовала (0,5 %), а при механизированном способе добычи составила в среднем 5 %. При этом депрессия на пласт при фонтанной добыче составила 50 атм., а при механизированном способе добычи более 100 атмосфер.

Таблица

Результаты гидродинамических исследований в скважинах месторождения №1

№ п	Гидродинамические параметры	Май 1970 г.	Август 1985 г.	Июнь 1988 г
		1	Пластовое давление, МПа	24,6
2	Дебит нефти, м ³ /сут.	137,0 (9,5мм)	112,4 (8,7мм)	134,0(9,5мм)
3	Забойное давление, МПа	19,5	18,7	17,7
4	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	27,0	19,0	19,4
5	Гидропроводность призабойной зоны, д.см/спз	140,9	128,1	145,4
6	Гидропроводность пласта, д.см/спз	200,9	135,5	176,2
7	Проницаемость призабойной зоны, дарси	0,017	0,016	0,11
8	Проницаемость пласта, дарси	0,083	0,07	0,148
9	Пластовая температура, °С	87	87	86

При фонтанном способе добычи экономические затраты сводятся к минимуму, а при механизированном способе требуются дополнительные затраты на аренду (80 \$ в сутки), на обслуживание УЭЦН (84 \$ в сутки) и на оплату электроэнергии, потребляемой при работе насоса (20 \$ в сутки), а также затраты на бурение двух нагнетательных скважин для поддержания пластового давления (стоимость 1 нагнетательной скважины около 170 млн. руб.). В итоге, при механизированном способе добычи на работу отпускается 342 014 800 руб. в год.

Экономические расчеты показали, что прибыль от механизированной добычи нефти составила 148 147 125 руб., при этом затраты на обслуживание превосходят прибыль в 2,3 раза, а значит более 2 лет потребуются на возмещение затрат. Необходимо учитывать, что годовая добыча при фонтанном способе эксплуатации составляет 10 777,77 м³, а при механизированном – 11 287,4 м³. Обводненность при эксплуатации с помощью УЭЦН почти в 88 раз больше.

С экологической точки зрения механизированная добыча имеет свои отрицательные стороны:

- Вокруг устья скважины часто образуются нефтяные загрязнения в связи со спускоподъемными операциями (например, извлечение насоса для профилактики и при выходе из строя).
- Извлекается попутный нефтяной газ, который сжигается на котловане.
- Осуществляются работы по поддержанию пластового давления методом закачки воды в пласт по средствам нагнетательных скважин, могут возникнуть перетоки, и пресные воды смешиваются с солёными.

- Используют методы интенсификации притока (например, кислотная обработка и в результате обратной промывки кислоты попадают в котлован).

- Воду, извлекаемую из пласта, нужно утилизировать, для этого нужны дополнительные затраты. Следует учесть, что при утилизации наносится вред экологии окружающей среды.

- Повышая депрессию на пласт, нарушается гидродинамическая система залежи, и возникают как законные, так и внутрипластовые перетоки пластового флюида.

У фонтанного способа добычи тоже есть свои минусы. Если промысел необустроен, то так же происходит выброс газа в атмосферу.

В настоящее время в России открыто более 1400 мелких месторождений, в которых текущие запасы нефти составляют 12 % от общих запасов. В среднем на одно месторождение приходится менее 1 млн. тонн нефти. Поэтому на сегодняшний день у многих недропользователей находится в консервации малорентабельные или нерентабельные месторождения по запасам, поэтому необходимо провести экономические расчеты и обосновать преимущества фонтанного способа добычи над механизированным для каждого месторождения индивидуально. Пусть мы лучше будем 30 лет стабильно извлекать нефть фонтанным способом, при этом КИН составит 0,7, чем механизированным способом то же самое количество – за 10 лет, но при этом обводненность составит 80 % при КИН=0,3. Так же потребуются еще большее количество затрат на утилизацию извлеченной пластовой воды, а нарушенная гидродинамическая система залежей не восстанавливается вообще.

ОСОБЕННОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В.З. Кузенков¹, А.П. Добровинский², И.В. Гайворонский¹, Л.А. Кунавина¹

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

¹ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Любой результат проектно-изыскательской деятельности, в конечном итоге, должен удовлетворять определенным условиям, как государственным стандартам в области безопасности, так требованиям и со стороны заказчика.

Являясь сложносоставной, проектно-изыскательская деятельность требует реализации строго определенных процедур с целью получения необходимого результата. Общая последовательность выполнения проектно-изыскательских работ (далее ПИР) хорошо проработана в различных проектных организациях. В то же время, управление процессом ПИР, который бы отражал специфику данного вида деятельности в нефтегазовой отрасли, освещен недостаточно. Основным здесь остается проблема обеспечения высокого качества выполненных ПИР, которое подразумевает также сроки их выполнения при соблюдении всех требований к ним.

Можно выделить несколько важных особенностей, определяющих специфику выполнения ПИР в нефтегазовой отрасли:

1) большинство нефтегазовых объектов эксплуатируются в сложных геолого-климатических условиях, что затрудняет точную диагностику эксплуатационного режима на протяжении всего жизненного цикла объекта;

2) удаленность многих проектируемых объектов от развитой промышленной и социальной инфраструктуры, в связи, с чем сроки сбора необходимой информации для проведения проектных работ и корректировки существующих проектов могут существенно увеличиться;

3) разделение изыскательских и проектных работ между разными исполнителями предъявляет очень высокие требования к подготовке специалистов обеих групп, т.к. информация о размещении и особенностях нефтегазовых объектов в каждом конкретном случае уникальна;

4) проект обустройства нефтегазового месторождения включает очень большой объем специфической разнородной информации.

Общая схема по основным этапам процесса обеспечения качества проектно-изыскательских работ может быть изображена как «петля качества» с укрупненными этапами, так как это показано на рис. 1. Каждый из этапов вносит свой вклад в обеспечение качества ПИР, при этом влияние предыдущего этапа оказывает непосредственное влияние на качество результатов следующего за ним.

Первым этапом, определяющим процесс, задачи и качество проектно-изыскательской деятельности, является оценка и принятие решения по заказу ПИР. Первым шагом на этом этапе будет определение технической возможности выполнения заказа, т.е. проводится сопоставление условий заказа с существующим уровнем развития науки и техники решения подобных задач. Дополнительно учитывается ресурсный потенциал проектной организации. Проводится анализ имеющихся на текущий момент ресурсов института, а также оценка свободных ресурсов потенциальных субподрядных организаций. По результатам анализа ресурсов и наличия специалистов оценивается возможность выполнения работ в необходимые сроки собственными силами или с передачей ПИР на субподряд. В случае принятия решения о выполнении работ, происходит назначение главного инженера проекта, который будет нести всю ответственность за выполняемый проект.

Следующий этап – это предпроектная проработка, которая является определяющим этапом в качестве и сроках выполнения будущего проекта. Предпроектной проработке следует уделять максимальное внимание, необходимо учесть все факторы и риски, которые могут возникнуть в процессе проектирования, составить детальный план работы, который будет учитывать все основные факторы, оказывающие влияние на ход проектирования, а также будет приемлем и понятен для Заказчика. Кроме того одной из главных составляющих пред-

проектной проработки является необходимость правильно оценить достаточность и корректность исходных данных, потребность запроса дополнительных данных у Заказчика, либо самостоятельного их получения.



Рис. 1. Основные этапы, обеспечивающие качество ПИР

В случае выполнения работ субподрядной организацией также необходимо заранее четко определить все «правила игры», подкрепив их нормативной документацией разного уровня (государственная, корпоративная, внутренняя) и сделав их неотъемлемой частью договора на ПИР, чтобы субподрядчик изначально понимал, что от него будет требовать заказчик. В этих нормативных документах делается упор на требования к отчетности о ходе выполнения проекта, к промежуточным материалам и, разумеется, к готовой проектно-сметной документации. Эти мероприятия необходимы для оперативного отслеживания и максимального контроля процесса выполнения ПИР со стороны генпроектировщика.

Инженерные изыскания являются первым этапом непосредственного выполнения ПИР, поэтому четкое планирование инженерных изысканий определяет качество первичной информации. Планирование сроков выполнения инженерных изысканий должно учитывать их сезонность, т.к. большинство изысканий выполняются в зимний период, а также время и ресурсы на доставку изыскателей в удаленные районы. Большое значение в выполнении изысканий имеет наличие и качество материальной базы. Необходимым также является контроль и приемка полевых инженерных изысканий. Особое внимание этому нужно уделять при выполнении работ субподрядными организациями, поскольку некачественные или выполненные не в полном объеме полевые инженерные изыскания могут сильно снизить точность отчета, на котором будет основываться проектирование, а также потребовать повторного выполнения полевых работ, что увеличит стоимость проекта, и что более важно, может привести к срыву сроков выполнения ПИР.

Помимо этого, как любой вид деятельности, инженерные изыскания должны быть экономичными, т.е. не допускать необоснованных затрат. Однако, особенность изысканий в том, что в них не всегда просто определить «необоснованные» затраты и «обоснованные». Полнота и подробность изучения инженерно-геологических условий - залог экономичности проектирования и соответственно строительно-монтажных работ (далее СМР). Доля же СМР в общих затратах на строительство, как правило, во много раз превышает долю проектно-изыскательских работ. По этой причине удорожание изысканий за счет их большей полноты обеспечивает возможность разработки более экономичного проекта, при котором стоимость строительно-монтажных работ может снизиться на сумму, значительно превосходящую все удорожание изысканий. Однако если проектировщик не сумеет использовать упомянутую возможность, то кроме удорожания изысканий заказчик ничего не получит.

Удешевление же изысканий за счет механического уменьшения числа инженерных выработок и испытаний может стать причиной не только удорожания СМР, но и снижения надежности возводимых объектов. Например, из-за «экономии» на количестве буровых скважин и полевых испытаний может произойти неточное зонирование территории по карстовой опасности, недооценка проработанности или набухаемости грунтов и т.д. Такие недочеты могут приводить к ошибочным проектным решениям и становиться причинами опасных аварийных ситуаций, ликвидация которых потребует затрат, во много раз превосходящих не только упомянутое «удешевление» изысканий, но и все затраты на проектно-изыскательские работы. По этим причинам выбор оптимальной программы изыскательских работ будет важной стадией ПИР, обеспечивающей качество всего инвестиционного проекта.

Далее на основании материалов инженерных изысканий разрабатывается проектно-сметная документация (ПСД). Основными моментами в этом процессе являются: состав проекта, основные технические решения (ОТР) и подробный график выполнения работ. Состав проекта – крайне важный момент в разработке ПСД, так как неверно определенный состав проекта может привести к большим корректировкам проекта по замечаниям со стороны экспертных органов. Поэтому огромную роль играет составление и постоянная актуализация шаблонов

составов проектов, соответствующих быстро меняющемуся законодательству. Также невозможно переоценить роль ОТР в разработке ПСД, поскольку промежуточный результат позволяет уже на начальной стадии понять каким будет итоговый проект со всеми его сильными и слабыми сторонами. В соответствии с этим, необходимо детальное рассмотрение ОТР по всем проектам, особенно по проектам, выполняемым субподрядными организациями, где зачастую недостаточно простого согласования генпроектировщиком, а необходимо выполнить ОТР собственными силами, оставляя субподрядчику только разработку проекта по принятым решениям. Гарантировать не только качество, но и своевременное выполнение работ позволяют составление и отслеживание подробных графиков разработки ПСД со степенью детализации до уровня отделов. Это позволяет в любой момент времени понимать, на каком этапе находится выполнение работ, оценить существенные риски, прогнозировать, и при необходимости форсировать реальные сроки выполнения работ.

При работе с субподрядными организациями также не стоит пренебрегать подробными графиками, поскольку это помогает контролировать ситуацию, а субподрядчику чувствовать контроль со стороны генпроектировщика, повышая ответственность и исполнительность при разработке проекта. Основу контроля за выполнением работ составляют разработанные и задокументированные системы периодической отчетности (не реже 1 раза в неделю). Это дает ГИПу исходные данные для принятия оперативного решения и выявление проблем на ранней стадии.

В целом, вышеуказанные мероприятия разработки ПСД влекут за собой увеличение затрат на проект, но важно понимать, что проектные работы являются не самоцелью, а средством обеспечения надежности и экономичности строительно-монтажных работ, стоимость которых во много раз выше стоимости проектных работ. По этой причине вполне возможны ситуации, когда увеличение затрат на проектирование сопровождается удешевлением и ускорением начала строительно-монтажных работ, эффект от которых значительно превосходит удорожание проекта.

Пример процесса управления договором на разработку проекта обустройства месторождений по основным этапам в ОАО «ТомскНИПИнефть» показан на рис. 2.



Рис. 2. Управление договором на разработку проекта обустройства месторождений

Как видно последовательность выполнения этапов, обеспечивающая качество ПИР, совпадает с общей схемой. Детальное описание алгоритма каждого из этапов содержится в локальных нормативных актах ОАО «ТомскНИПИнефть», являющихся составной частью системы менеджмента качества организации. При этом отдельные элементы процесса, имеют свои особенности, которые определяются как спецификой организационной структуры, так и существующим опытом организации ПИР в ОАО «ТомскНИПИнефть». Но каким бы ни было детальным описание процесса, гораздо важнее его правильная реализация. И только совокупность правильных процессов и их реализации, в конечном итоге, обеспечивает высокое качество ПИР. Результатом такой политики в области качества будет высокий производственно-экономический результат.

Отдельно необходимо остановиться на обеспечении качества субподрядных видов деятельности в современных организациях. Отсутствие постоянного и полного контроля проходящих в субподрядных организациях процессов предъявляет жесткие требования к выбору исполнителя субподрядных работ. В практике взаимодействия контрагентов на рынке эти требования обеспечиваются наличием сертификата ISO 9001-2008, а также периодическими аудитами субподрядной организации со стороны генподрядчика, с учетом статистики соблюдения контрактной дисциплины. При этом при выборе субподрядных организаций неприемлема политика наименьшей цены, так как при выполнении работ мы получаем нетиповой продукт, который во многом будет определять эффективность работы нефтегазовых месторождений. В целом, процесс обеспечения качества субподрядных работ, с целью поддержания собственного высокого качества и репутации организации, является более сложной проблемой, в сравнении с обеспечением качества процессов внутри организации.

Подтверждение правильной политики в области управления качеством и эффективности действующей системы обеспечения качества ПИР в ОАО «ТомскНИПИнефть» может служить статистика роста субподрядных работ и их качества по оценкам основных заказчиков ПИР (рис. 3.). Видно, что в 2008г. при большом росте объемов работ под управлением резко упало качество выполняемых работ. Основной причиной этому было отсутствие опыта управления большими объемами субподрядных ПИР и негибкость организационной структуры ОАО «ТомскНИПИнефть». За прошедшие 3 года был проведен ряд процессов и процедур, в связи с чем качество ра-

бот заметно выросло, что подтверждается оценками заказчиков (в 2010 г. балльная оценка превысила на 0,2 балла уровень 2007 г. при объеме субподрядных работ более чем в 9 раз превышающим объем 2007 г.).

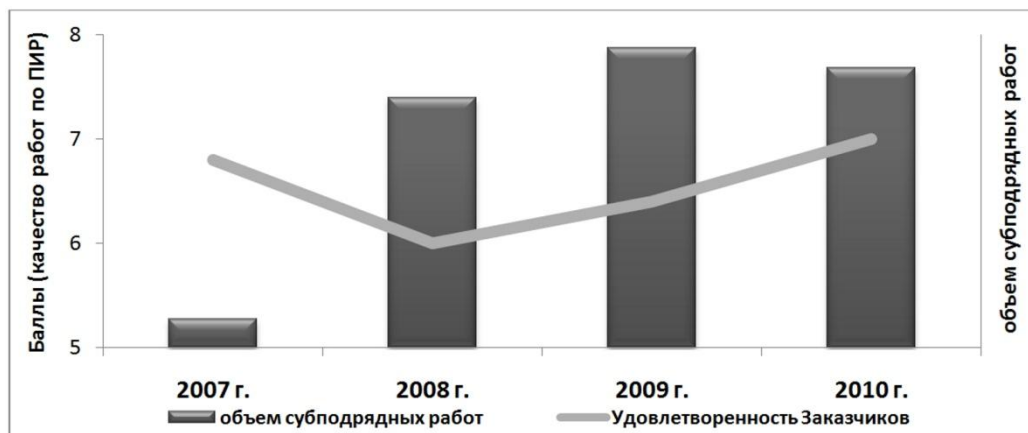


Рис. 3. Объемы и качество субподрядных работ в ОАО «ТомскНИПИнефть»

Другим подтверждением сложности проблемы управления качеством субподрядных ПИР и эффективности системы менеджмента качества ОАО «ТомскНИПИнефть» является рост числа обращений за консультацией и числа совместных совещаний в ОАО «ТомскНИПИнефть» по направлению управления качеством субподрядных ПИР сотрудников ряда нефтегазовых проектных организаций России.

В целом, в ОАО «ТомскНИПИнефть» в последующие периоды запланирован ряд процедур направленных на стабилизацию разработанных процессов управления качеством для окончательного «вживления» в производственный процесс системы управления проектами с большой долей субподрядных работ с последующим развитием и совершенствованием этой системы.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Белугин В.С. Комплексная система управления качеством проектных работ/ В. С. Белугин. – Киев: Будивельник, 1981. – 60 с.
2. Всеобщее Управление качеством: Учебник для вузов/ О.П. Глудкин, Н.М. Горбунов и др.; под ред. О.П. Глудкина. - М.: Радио и связь, 1999. - 600 с.
3. Горбачева Л.В. Организационно-экономические аспекты создания систем менеджмента качества в проектно-изыскательских организациях: Дис. ... канд. экономических наук. – Москва, 2001г. – 165 с.
4. Зыков-Мызин А.И., Смирнова М.М. и др. Рекомендации для разработки Руководства по качеству проектной (изыскательской) организации: Методическое пособие – М.: ГП ЦНС Госстроя России, 1999. – 132 с.
5. Трошин А.Н. Организационно-экономический механизм обеспечения качества проектно-изыскательских работ в атомной энергетике: Дис. ... канд. экономических наук. – Новгород, 2005г. – 216 с.

СИСТЕМА МИНИМИЗАЦИИ РЕНТНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ С УЧЕТОМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ОПАСНОСТИ КОНКРЕТНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

М.П. Любятинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время особое внимание уделяется тесной взаимосвязи экономики и природно-ресурсного потенциала страны. Это связано с тем, что в результате того, что отдается предпочтение необоснованной экономической выгоде в ущерб экологическим приоритетам, в результате чего негативные последствия испытывает окружающая природная среда. И, как следствие, страдает не только сам человек, но и экономика страны.

Поэтому весьма актуальным является создание таких экономических рычагов, которые способствуют урегулированию сложившейся ситуации. Одним из таких рычагов являются экономические инструменты – совокупность различных экономических мер, которые предусмотрены законодательством и направлены на обеспечение охраны окружающей среды и рациональное природопользование. В области экономических рычагов в России большую долю представляет система платежей за природопользование, которая представлена платой за пользование природными ресурсами и платой за негативное воздействие на окружающую среду (за загрязнение воздуха, воды и утилизацию отходов).

В данной работе рассматривалось платное природопользование за загрязнение окружающей среды.

Изъятие платежей за разнообразные виды негативного воздействия на природу осуществляется за предоставление субъектам хозяйственной и иной деятельности права производить в пределах допустимых нормативов выбросы и сбросы, размещать отходы и т.п.

Основной функцией платежей за загрязнение является возмещение экономического ущерба (экстерналии), который возникает в результате хозяйственной деятельности предприятия. Поэтому необходимо создать такую систему платежей, которая позволяет стимулировать предприятия сокращать выбросы вредных веществ [1, 2].

Имеющая система эмиссионных платежей, представленная различными стандартами качества среды (для почвы, воды, воздуха и т.д.) является весьма не совершенной, так, например, нормативы платы существуют для 143 веществ, при этом предельно-допустимые концентрации (ПДК) имеются лишь для 1356 веществ. Следовательно, не нормированные по оплате загрязняющие вещества можно безнаказанно выбрасывать и сбрасывать. Таким образом, возникает необходимость создания наиболее оптимальной системы взимания платежей за загрязнения природы.

В данной работе рассматривалась оптимизация системы платежей, с проведением расчетов зависимостей ПДК и нормативов платы за выбросы в атмосферу и сбросы в водные объекты [3, 4, 5].

Проделанные расчеты зависимостей предельно-допустимых концентраций и нормативов платы за выбросы в атмосферный воздух и сбросы в водные объекты показали:

- для загрязненной воды (в тоннах): виден минимальный уровень и видна зависимость, что за более токсичные вещества взимается большая плата; при этом для загрязненной воды (в литрах): величины платы отсутствуют (это может быть результатом того, что в процессе химической реакции, при обезвреживании веществ одни реагенты могут обезвреживаться дорогими компонентами, а другие более дешевыми).

- для атмосферного воздуха (в тоннах): видны более четкие зависимости (это может быть результатом того, что при обезвреживании воздуха применяются технологии с использованием фильтров и чем больше изымается веществ, тем дороже их фильтрация); для атмосферного воздуха (в м³): был четкий минимум, при этом с увеличением ПДК растет стоимость, поэтому за загрязненные вещества взимаются равные платы.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Экологическое право России: учеб. Пособие для студентов вузов / под ред. Н.В. Румянцева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Закон и право, 2010 – 431 с.
2. Бобылев С.Н. Экономика природопользования: учебник / С.Н. Бобылев, А.Ш. Ходжаев; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (МГУ), Экономический факультет. – М.: Инфра-М, 2008. – 501 с.
3. Природоресурсные платежи: Учебно-практическое пособие / Под ред. д-ра юрид. наук, проф. А.А. Ялбулганова. – М.: КНОРУС, 2004. – 256 с.
4. Постановление Правительства РФ от 12 июня 2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления». – М., 2003.
5. Постановление Министерства здравоохранения РФ от 30 апреля 2003 г. № 78 «О введении в действие ГН 2.1.5.1315-03». – М., 2003.

КАДРОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

П.А. Мироненко

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время нефтегазовая отрасль является ведущей отраслью страны, обеспечивающей львиную долю доходов в бюджетной системе. Однако нефтегазовая отрасль, несмотря на ведущую роль в национальной экономике имеет ряд проблем препятствующих её дальнейшему развитию, одной из которых является кадровая проблема. Отрадно, что данная проблема решается совместными усилиями учебных заведений и нефтегазовых компаний.

В настоящее время такие ВУЗы как Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, Национальный исследовательский Томский политехнический университет и Тюменский государственный нефтегазовый университет (ТНГУ) ведут подготовку кадров для нефтегазовой отрасли. Эти ВУЗы имеют высокий рейтинг среди студентов и потенциальных работодателей. Кроме того, программы обучения, которые финансируются корпорациями для получения специалистов необходимой специализации, и сотрудничество с органами власти, заинтересованными в сохранении этих учебных площадок, позволяют на приемлемом уровне поддерживать учебный процесс, в том числе привлекая опытных преподавателей.

Отметим при этом, что советская система образования состояла из трех уровней – ремесленные, поздние профтехучилища, готовившие рабочих, политехникумы, выпускавшие специалистов среднего звена, и вузы, дававшие более серьезную инженерную подготовку. Сейчас же большинство молодых людей стремится получить высшее образование, в результате чего возникает дефицит рабочих кадров. Еще одна причина – слабая подготовка среднего технического персонала, а зачастую его отсутствие. Наиболее востребованными являются помощники бурильщиков, сварщики, электрики, электрогазосварщики, машинисты технологических насосов в цеха добычи и подготовки нефти и другие рабочие специальности. Причем желательно, чтобы работник обладал хорошим здоровьем, так как работа вахтовым методом на объектах нефтедобычи достаточно тяжелая и это заставляет предъявлять повышенные требования к состоянию здоровья сотрудников.

Работа с кадрами самих нефтегазовых компаний реализуется в следующих направлениях. Нефтяные компании стремятся не только принять на работу людей, имеющих опыт работы, но и омолодить кадровый состав, так как сегодня в нефтегазовой сфере наблюдается сильное старение кадров. Наиболее желаемые показатели для нефтегазовых компаний: это наличие опыта работы и средний возраст 35–45 лет. Поэтому идет серьезная работа по привлечению и обучению выпускников учебных заведений.

При этом в нефтегазовых компаниях понимают, что нельзя полностью комплектовать кадры молодыми специалистами, так как должна происходить передача опыта от состоявшихся специалистов выпускникам. Сегодня кадровые службы многих нефтяных компаний говорят о недостатке квалифицированных рабочих кадров. С той целью нефтегазовые компании идут навстречу выпускникам, не получившим необходимую рабочую специальность. На базе высшего образования студенты проходят 4-месячные курсы, после успешного окончания которых им присваивается 4 разряд, причем через полгода работы на предприятии они могут его повысить.

Другое направление – это подготовка управленческих кадров. Для улучшения качества будущих управленцев молодых выпускников ВУЗов первый период времени обучают рабочим специальностям прямо на производстве. Половина выпускников Вузов начинает с рабочих профессий на нефтепромысле, с перспективой занять должность инженерно-технического работника (ИТР). Многие компании приняли также решение пропускать молодых специалистов через буровые и сейсморазведочные партии, потому что специалист, который не видел буровой или работы на сейсмопрофиле, обедняет свою будущую жизнь в профессии. Опыт полевой работы дает хорошую профессиональную базу, которая в дальнейшем помогает успешно развиваться. И, как правило, прошедшие такую практику студенты или выпускники становятся инженерами.

Наиболее остро кадровая проблема стоит перед недавно созданными нефтегазовыми компаниями. Поэтому поиск новых кадров осуществляется по рекомендациям и объявлениям в СМИ в северных городах, где хорошо развита нефтедобыча. Приглашаются специалисты из других нефтяных компаний. Им, в частности, предоставляется жилье или оказывается помощь при вступлении в долевое строительство в виде первоначального взноса.

Динамика привлечения кадров в нефтяных компаниях выглядит таким образом: на первоначальном этапе освоения проекта в их штат на ключевые посты приходят опытные работники, а при необходимости приглашаются иностранные специалисты. Затем на работу принимают тех, кого можно учить. На стадии разработки месторождения дефицитными специальностями признаны инженеры по бурению, причем они востребованы временно, поэтому и в дефиците. Молодежь не хочет учиться этой профессии, учитывая, что спрос на подобную работу непостоянный. При этом наиболее востребованными являются „среднячки“ (по возрасту), которые начали работать в старых условиях, но успели захватить и новые технологии.

Таким образом, кадровые проблемы носят в основном временный характер и имеют тенденцию совместного решения учебными заведениями и нефтегазовыми компаниями, что только положительно влияет на качество подготовки будущих специалистов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Кадровое обеспечение в нефтегазовой отрасли / Под ред. В.Я. Ушаков. – М.: Недра, 2010. – 123 с.
2. Дашевский С.Ю. Перспективы создания новых компания и подбор квалифицированного персонала//Территория нефтегаз №8, - 2010.
3. Кушнир П.С. Спрос на управленческие кадры в России // Нефть и Капитал №7, - 2010.

ЭКСПОРТ РОССИЙСКОГО ГАЗА В ЕВРОПЕЙСКИЙ СОЮЗ И ФАКТОРЫ ИЗМЕНЕНИЯ ЕГО УРОВНЯ

Н.В. Савельева

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Государственный бюджет РФ главным образом формируется за счёт доходов от экспорта углеводородного сырья (сырой нефти, природного газа, газодородного конденсата). Основная доля экспорта российского газа приходится на страны Европейского союза, что составляет 70% от общего объёма экспорта данного сырья.

Поставки российского газа и нефти составляют более 25% от общего потребления энергоресурсов в странах-членах ЕС. Европейский газовый рынок вследствие его географической близости к России и доминирования российского газа на нем играет важную роль в экспортной политике РФ.

Как следствие можно говорить о том, что уровень экспорта в страны ЕС газа является одним из факторов снижения дефицита государственного бюджета России.

Можно отметить следующую динамику экспорта российского газа:

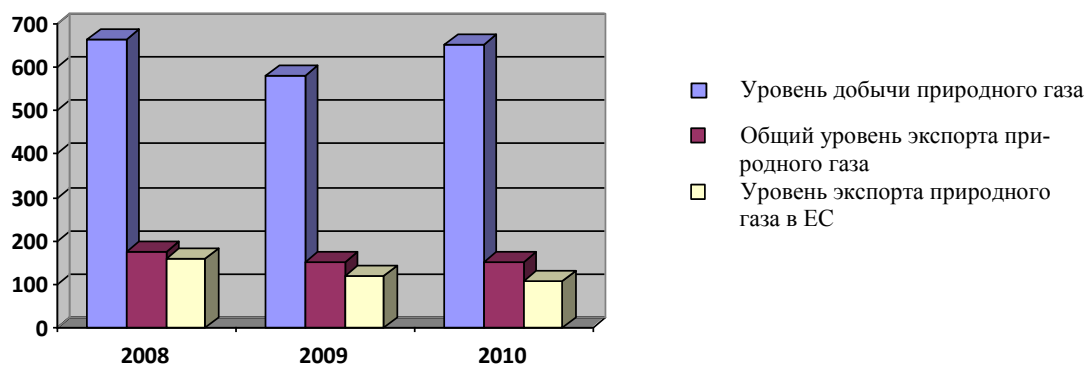


Рис. Динамика экспорта российского газа

На протяжении последних лет наблюдается падение экспорта природного газа в страны дальнего зарубежья.

Существует ряд причин, влияющих на изменения в динамике и структуре экспорта природного газа. Это, прежде всего, касается увеличения использования альтернативных источников энергии, внедрения новых технологий в сферы добычи и транспортировки газа. И как следствие данного прогресса переориентация на других поставщиков.

Сегодня наблюдается расширение использования альтернативных источников энергии. Пытаясь достичь энергетической независимости, страны Европейского союза уделяют большое внимание развитию атомной энергетики и возобновляемым источникам энергии, то есть тех ресурсов, запасы которых практически не расходуются в процессе использования или восстанавливаются быстрее, чем их расходуют. В современной мировой практике к ВИЭ (возобновляемые источники энергии) относят: гидро-, солнечную, ветровую, геотермальную, гидравлическую энергии, энергию морских течений, волн, приливов, биомассу животного, растительного и бытового происхождения.

В 2007 г. Европейским союзом была принята новая энергетическая стратегия. Евросоюз решил вплотную заняться реформой своей энергетики. Целью новой европейской энергетической стратегии является сокращение выбросов CO₂ на 20%, повышение эффективности энергосбережения на 20% и достижения уровня использования электроэнергии, вырабатываемой за счет возобновляемых ресурсов, до тех же 20%, и все это к 2020 году. В научно-публицистической литературе данная стратегия звучит как «20-20-20» [3].

Таким образом, одним из факторов падения экспорта российского газа в страны ЕС стало сокращение общего потребления газа в Европе в результате активизации использования альтернативных источников энергии. За последние 10 лет доля вырабатываемой электроэнергии на ВИЭ увеличилась в 4 раза и сегодня составляет 8%.

Другим фактором падения уровня экспорта российского газа является появления технологии сжижения газа и его транспортировки, что повлекло за собой увеличения импорта СПГ в ЕС из ближневосточных стран. Сжиженный природный газ, экспортируемый из стран Ближнего Востока (Алжир, Катар), гораздо дешевле российского.

Развитие технологий добычи газа также отрицательно сказалось на востребованности российского газа в странах ЕС. Ранее не доступный для добычи сланцевый газ сегодня активно добывается в США. Этот факт стал причиной перенаправления экспорта СПГ в Европу странами (Алжир, Катар), которые ранее продавали свой товар в Америку.

Таблица

Доля основных поставщиков газа в общем импорте ЕС

Страна-импортёр	2008 год	2010 год
Россия	31%	27%
Норвегия	22%	19%
Алжир	12%	12%
Катар	2%	6%
Другие страны	33%	36%

Строительство газопровода Набукко из Центральной Азии (Армении и Туркменистана) в европейские страны (в первую очередь в Германию и Австрию) также свидетельствует о том, что в скором времени (срок запуска проекта 2017г.) европейские страны планируют переориентировать экспорт газа в обход России.

Все эти причины имеют как политический, так и экономический характер.

Развитие альтернативных источников энергии и альтернативных методов ее добычи и транспортировки напрямую влияет на сокращение потребления газа в мировой энергосистеме. Энергосбережение и развитие ВИЭ позволяет ЕС замедлить рост импорта природного газа. За счёт развития альтернативных источников энергии, например, у Франции появилась возможность экспортировать электроэнергию, что естественно приносит дополнительные доходы.

С политической точки зрения, за счет альтернативной энергии страны ЕС пытаются добиться энергетической независимости. А, переориентируя свой рынок закупок энергетического сырья, европейские страны стремятся снизить свою зависимость от экспорта российского газа.

В результате развития технологий и как следствие снижение стоимости альтернативных источников энергии, российским энергетическим компаниям становится тяжелее конкурировать с энергией третьего тысячелетия. Высокая стоимость российского газа объясняется капиталоемкостью его добычи в результате отсутствия развитой инфраструктуры, суровым климатом, труднодоступностью месторождений, использованием устаревшего оборудования.

Таким образом, в настоящее время перед Россией стоит задача расширения рынка сбыта природного газа за счёт роста его конкурентоспособности на европейском энергетическом рынке.

Данная цель не может быть достигнута без привлечения инвестиций, необходимых для:

- ввода новых мощностей как для компенсации падения добычи на основных месторождениях.
- выхода на новые регионы с вводом в эксплуатацию крупнейших месторождений
- более интенсивного использования имеющихся и перспективных ресурсов путём модернизации, реконструкции и технического перевооружения объектов добычи природного газа
- увеличение сфер использования природного газа, создание продуктов, для производства которых необходим природный газ.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. La grande foire aux йnergies renouvelables. [Электронный ресурс]: // Le Figaro. – 2008 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://recherche.lefigaro.fr/recherche/access/lefigaro_fr.php?archive=BszTm8dCk78Jk8uwiNq9-TydeMel%2FAgEK3timJ2AQpx3l5oAmwM9t5zqqMAZvNCHMu2lGtjAq08M%3D
2. Litzler J. Йnergie solaire: comment faire le bon choix. [Электронный ресурс]: // Le Figaro. – 2009 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.lefigaro.fr/consol/2010/06/18/05007-20100618ARTFIG00557-energie-solaire-comment-faire-le-bon-choix.php>.
3. Un objectif de rйduction de 20 % des йmissions de gaz a effet de serre d'ici a 2020. [Электронный ресурс]: // Le Figaro. – 2008 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://recherche.lefigaro.fr/recherche/access/lefigaro_fr.php?archive=BszTm8dCk78Jk8uwiNq9Tw%2Ftf%2BzJlKXt3BTUoTtiY6jqou8oUqVkv9v3TMl23ZUfu2lGtjAq08M%3D.
4. La biomasse, un gisement d'or vert // Le Figaro. – 2008 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://recherche.lefigaro.fr/recherche/access/lefigaro_fr.php?archive=BszTm8dCk78atGCYonbyzjxqk03bieWQndOhrNzTsbZf6FQ8CvY58KEaYBGPg4Bu2lGtjAq08M%3D.
5. Le soleil, source d'йnergie йmergente. // Le Figaro. – 2008 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://recherche.lefigaro.fr/recherche/access/lefigaro_fr.php?archive=BszTm8dCk78atGCYonbyzidlrGBH%2FUGndOhrNZtBsbZf6FQ8CvY54p%2BbDO%2BwW6eu2lGtjAq08M%3D.

РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

О.С. Семиколенова

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Значение инноваций в современной рыночной экономике играет важную роль. Инновации в рыночной экономике являются мощным антикризисным фактором, так как использование новых технологий, новых методов организации управления и производства, применение новых видов техники ведет к снижению производственных затрат, к снижению цен, увеличению размера прибыли, а так же к завоеванию новых рынков сбыта, к стимулированию новых потребностей и, как следствие, к росту репутации компании.

Научно-технический прогресс и новые технические знания, трансформируясь в инновации, позволяют улучшать производственные процессы, применять более производительную, удобную и безопасную технику, новые виды сырья, изменять социальные условия труда, приближая их к потребностям человека, производить новые или улучшенные продукты.

Нефтяное производство – очень специфичное производство, инновационный процесс в нем представляет собой взаимосвязанные стадии жизненного цикла инноваций, которые внедряются на всех звеньях технологи-

ческой цепочки нефтяного производства, и включает различные этапы – от зарождения самой идеи, коммерциализации новшества и практического использования до замены этой идеи на более совершенную, прогрессивную форму.

В современном мире актуальной проблемой является разработка концепции развития нефтегазовой компании, так как основные инвестиции связаны с освоением ресурсной базы и технической модернизацией производства. Главные стратегические задачи компании – устойчивость и эффективность развития производства, которые достигаются за счет эффективного воспроизводственного процесса по всей цепочке видов деятельности в данной отрасли, начиная от поисков и заканчивая сбытом.

На территории России сосредоточено примерно 13% всех мировых запасов нефти и природного газа. Эти ресурсы являются национальным богатством страны, и они не возобновимы. При эксплуатации месторождений в недрах еще остается значительное количество не извлеченных запасов. Запасы заранее не могут быть определены и они практически полностью зависят от технологических возможностей отрасли и экономической конъюнктуры рынка.

Одна из проблем будущего – это не наличие запасов, а возможность их мобилизации. Решение этой проблемы возможно только совместными усилиями участников всего нефтяного бизнеса, начиная от самих нефтяных компаний и заканчивая государственными органами.

В связи с изменением структуры запасов нефти ежегодно возрастает количество скважин, эксплуатация которых нерентабельна из-за низкого дебита или высокой обводненности продукции. В перспективе количество малодобитных и обводненных скважин будет интенсивно расти. С точки зрения экономики такие скважины необходимо останавливать, чтобы улучшить финансовое положение предприятия. С другой стороны, остановка скважин приведет к полной деформации систем разработки эксплуатируемых объектов, консервации трудно извлекаемой части запасов и существенному снижению конечной нефтеотдачи за счет безвозвратной потери значительного количества нефти.

Поиск различных новых дополнительных источников непосредственно связан с основными проблемами научно-технического развития, которыми являются: повышение продуктивности скважин с низкопроницаемыми коллекторами; повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами в целях повышения нефтегазоизвлечения; повышение потенциальной продуктивности средне- и низкодобитных скважин, как на стадии строительства, так и на стадии эксплуатации; повышение эффективности геологоразведочных работ; повышение эффективности доразведки месторождений с остаточными запасами нефти в обводненных зонах; интенсификация и повышение качества строительства скважин глубиной более 4 км.

Таким образом, разработка научных основ закономерностей функционирования и развития инновационных процессов в нефтегазовом секторе весьма актуальна и имеет важное теоретическое и практическое значение. Вместе с тем многие вопросы данной проблемы требуют более глубокого изучения, особенно в определении приоритетных направлений развития инновационных процессов, разработке инновационных проектов, оценке эффективности их внедрения и формировании инновационной стратегии нефтяной отрасли.

В настоящее время на территории РФ и за рубежом применяется более 60 различных мероприятий по повышению нефтедобычи, и более 130 методов находятся в разработке. Большинство нефтедобывающих предприятий экономически не заинтересовано в применении широкого спектра методов, направленных на повышение производительности действующего и реанимируемого фонда скважин. Преобладающее большинство разрабатываемых нефтяных месторождений находится в поздней, завершающей стадии разработки. Именно этим объясняется ежегодное сокращение объемов добычи нефти, рост фонда бездействующих скважин. Безусловно, приоритетной задачей остается решение проблемы воспроизводства запасов нефти, поэтому особого внимания заслуживают вопросы, направленные на вовлечение в обработку фонда бездействующих малодобитных скважин и широкое применение вторичных и третичных способов нефтеотдачи пластов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Все о нефтегазовой промышленности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazkont.ru/text/153>.
2. Прогноз развития нефтегазового комплекса России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа на новые рынки АТР [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sibai.ru/content/view/427/541>
3. Грайфер В.И. Методология и практика управления инновационной деятельностью (на примере нефтедобывающей промышленности). – М.: Нефть и газ, 2002. – 350 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА ЛЕГКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.В. Сизов, М.С. Балдакова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рынок нефтепродуктов в России морально отстает от рынка нефтепродуктов стран Европы. К примеру, в Европе производственные мощности ориентированы на экологию, что не существенно для России. С 1 января 2008г. в РФ вступил в силу стандарт «Евро-3», в Европе он был принят в 1999 году и был принят уже новый в 2005 г.. Европа живет по «Евро-4». В 2014 году ожидается введение в России стандарта «Евро-4», при всем том, что в России до сих пор пользуется спросом бензин марки АИ-80.

Правительство РФ заблаговременно внесло поправки в налоговый кодекс в 2010 году (Налоговый кодекс РФ, статья 193), тем самым своевременно предупредив производителей бензина и дизельного топлива о существенном повышении акцизов на низкооктановый бензин марки АИ-80 (не соответствующий классу 3, 4 и 5), и повышении акцизов на АИ-92 (класс 3), а также о незначительном повышении акцизов на АИ-95, 98. Причем шкала выстроена таким образом, что она динамична во времени, то есть установлены четкие временные интервалы изменения ставки акциза по годам. Самые низкие акцизы установлены на высокооктановый бензин и дизельное топливо класса 4 и класса 5.

Акциз на нефтепродукты «съедает» до четверти стоимости низкооктанового бензина. Данная ситуация может привести к тому, что высокооктановый и низкооктановый бензин будут незначительно отличаться в цене, причем качество первого как технически так и экономически оправдано.

На рис. представлена динамика индекса отношения цены АИ-92 к АИ-80.

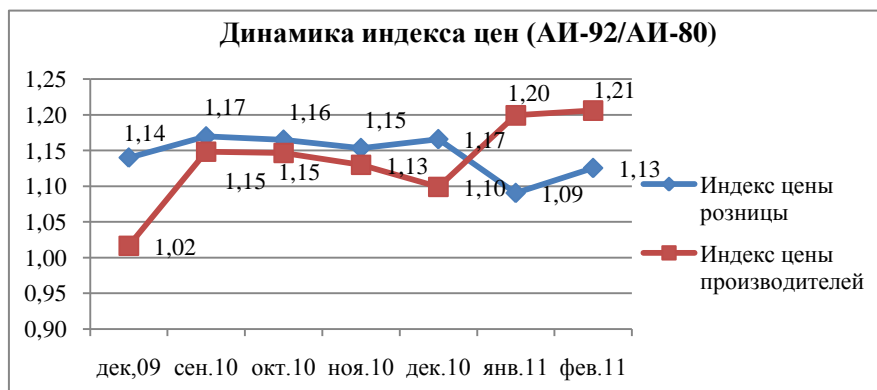


Рис. Динамика среднереализационной цены на нефтепродукты

Из динамики заметна явная тенденция снижения индекса цены производителя АИ92/АИ-80 при одновременном снижении индекса цены розницы в январе 2011 г., что как раз и является следствием изменений акциза в данный период. Данную ситуацию можно трактовать как временной лаг, вызванный повышенным интересом производителя к АИ-92.

В условиях сложившейся ситуации, прогнозной ценой на АИ-80 на 2012 год можно считать диапазон 21,8-23 руб./л, АИ-92 – 23 руб./л, АИ-96 – 24,55 руб./л, только с учетом изменений акциза (при прочих равных условиях) и динамики среднереализационной цены на АИ-80 и АИ-92 за 2011 год.

В вопросе регулирования рыночной конъюнктуры правительство РФ помогло нефтепереработке РФ, увеличив число машин, потребляющих высокооктановый бензин. С 2010 года запрещено производство и импорт автомобилей с двигателями ниже стандарта «Евро-4», а с 2014 года – ниже «Евро-5». Стимулирование спроса россиян ускорит обновление автопарка. Очевидным становится падение спроса на вторичном рынке на низкооктановый бензин, при одновременном его повышении на высокооктановый бензин.

Модернизация НПЗ преследует за собой колоссальные капитальные вложения. Разумеется, получение высококачественных бензинов невозможно без применения различного рода присадок, для повышения октанового числа и экологичности. Резервом для его повышения является регламент на содержание кислородсодержащих компонентов в бензине: изопропанол – 10%, изобутанол – 10%, и третбутанол – 7%. Так как сырье для производства этанола и бутанола одинаковое, то мощности биоэтанола могут быть переведены на производство биобутанола, с дальнейшим его использованием для повышения октанового числа.

Но если российская нефтепереработка не сможет к установленным срокам подстроится под сложившиеся условия, то ситуация может привести к фиаско. Предложение высокооктанового бензина не сможет удовлетворить существующий спрос, что в конечном итоге приведет к дефициту и страна может стать зависимой от импорта качественного топлива, что приведет к существенному увеличению цены внутри страны на него.

Подводя итоги, следует отметить, что проводя эффективную налоговую политику в отношении акциза, Правительство стимулирует модернизацию НПЗ, повышает рентабельность производства качественных нефте-

продуктов, следуя правилу: чем лучше топливо, тем меньше налог, и улучшает экономическое состояние отрасли в целом.

Следует также отметить важность перехода на стандарты ЕВРО-3,4, которые являются возможностью выхода РФ на новый уровень экспорта. Ведь выгоднее экспортировать не сырую нефть, а продукты нефтепереработки, создавая и позиционируя рынок вокруг себя, и тем самым, увеличивая зависимость международных покупателей от российского экспорта.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

ПРОБЛЕМЫ МОНОГОРОДОВ РОССИИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

А.А. Смолонская

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, одним из негативных факторов социально-экономического развития страны является проблема моногородов.

Напомним, моногород, или как его еще называют монопрофильное поселение, это поселение, в котором есть одно или несколько промышленных предприятий, где работает не менее четверти экономически активного населения. Более половины объема промышленного производства дают предприятия, технологически связанные между собой. При этом от них поступает не менее 20 процентов налоговых доходов.

На данный момент в официальном перечне моногородов России числится 335 моногородов и ПГТ, из которых 27 пунктов имеют наиболее плачевную ситуацию. Именно этим городам должна быть оказана первоочередная помощь. Среди моногородов России большое число занимают монопрофильные поселения, где основным градообразующим предприятием является предприятие нефтегазовой отрасли. В официальном перечне выделяются 27 таких городов.

В табл. представлен перечень моногородов, в которых профильными являются предприятия нефтегазовой отрасли.

К основным проблемам моногородов можно отнести:

1. *неспособность компенсировать риски внешнеэкономической среды.* Из-за тесной связи нормального функционирования градообразующего предприятия и экономико-социального благополучия, жители моногородов не способны контролировать последствия внешнеэкономических изменений.

2. *аварийное состояние инфраструктуры или ее отсутствие.* Из-за не высокой прибыли или её отсутствия у градообразующих предприятий, а соответственно и администрации города, годами не проводится ремонт или обновление инфраструктуры. Однако, как известно, с каждым годом фонды стареют и в конечном итоге приходят к аварийному состоянию.

3. *высокая безработица.* Из-за отсутствия достаточного количества рабочих мест на градообразующем предприятии, а так же отсутствии альтернативных мест работы в других сферах, проблема безработицы становится постоянным спутником многих моногородов.

4. *социальная напряженность.* Рост безработицы, в свою очередь приводит к увеличению уровня преступности, наркомании и других негативных факторов. Социальная нестабильность, так же, отрицательно сказывается на здоровье горожан.

В настоящее время существуют определенные способы по устранению проблем моногородов.

Первый способ – это модернизация производства. В большинстве случаев, для нормальной работы на рынке, предприятию необходимо наличие конкурентного преимущества. А оно, отчасти, проявляется во владении современными технологиями и продукции с низкими издержками. Второй способ – это диверсификация производства моногорода. Данная мера, позволяет увеличить конкурентоспособность градообразующих предприятий путём увеличения конкурентного ассортимента или создание новых предприятий, специализирующихся на производстве другой продукции.

Первых два способа позволяют, прежде всего снизить уровень безработицы, что в конечном итоге благотворно повлияет на социальную обстановку в городе. Примером успешного сочетания модернизации и диверсификации служит город Тольятти, который благодаря грамотной работе государства был выведен из кризисного состояния. Сейчас IT-парк «Жигулевская долина», объединяет работу автомобильной, аэрокосмической и нефтехимической отраслей. В них планируется создание около 15 тыс. дополнительных рабочих мест.

Крайней мерой является прекращение существования моногорода и как следствие расселение жителей в другие населенные пункты. Данный способ применяется только в самых тяжелых случаях.

Ярким примером нефтяного моногорода в Томской области является город Стрежевой. Это моногород с 45-тысячным населением. Основным градообразующим предприятием служит ОАО «Томскнефть». Стрежевому присущи те же проблемы, что и всем моногородам.

В решении проблемы моногородов заинтересованы не только федеральные власти, но и органы местного самоуправления, которые должны разрабатывать программы по изменению социально – экономической ситуации. В частности в городе Стрежевой разработаны и реализуются следующие программы:

Перечень моногородов с предприятиями нефтегазовой отрасли

№	Субъект Российской Федерации	Название населенного пункта	Численность населения, чел.	Название градообразующего предприятия
1	Волгоградская область	г. Котово	25610	ООО «ЛУКОЙЛ-коробковский газоперерабатывающий завод»
2	Краснодарский край	пгт. Афипский, Северский район	18320	ООО «Афипский нефтеперерабатывающий завод»
3	Московская область	г. Щёлково	112820	ДООАО «Центрэнергогаз», ОАО «Газпром»
4	Нижегородская область	г. Кстово	65570	ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез»
5	Республика Саха (Якутия)	п. Кысыл-сыр, Вилюйский район	3400	ФЛ ОАО «ЯКУТГАЗПРОМ»
6		п. Витим	4230	Ленский ФЛ «Сургутнефтегаз»
7	Самарская область	г. Похвистнево	29100	НК «Роснефть» ЦДНГ-2»
8		пгт. Нефтегорск, Нефтегорский район	18890	РИТС ЮГМ ОАО «Самаранефтегаз»
9	Ставропольский край	г. Нефтекумск	26500	ООО «РН «Ставропольнефтегаз»
10	Томская область	г. Северск	44440	ОАО «Сибирский химический комбинат»
		г. Кедровый	3000	НГДУ «Лугинецкнефть»
		г. Стрежевой	45000	ОАО «Томскнефть»
11	Ханты-Мансийский автономный округ	г. Сургут	294220	ОАО «Сургутнефтегаз»
12		г. Нефтеюганск	115710	ОАО «Нюганск-нефтегаз»
13		г. Когалым	59070	ТПП «Когалым-нефтегаз»
14		г. Мегион	48940	ОАО «Слафтьнефть-Мегионнефтегаз»
15		г. Нягань	56140	АО «ГНК-Нягань»
16		г. Радужный	65490	ОАО «Саматлор-нефтегаз»
17		г. Урай	43040	ТПП «Урай-нефтегаз»
18		г. Лангепас	41840	ТПП «Лангепас-нефтегаз»
19		г. Покачи	16920	ТПП «Покачев-нефтегаз»
20		пгт. Излучинск	16820	ОАО «Сургут-нефтегаз»
21		пгт. Горноправдинск	2300	ОАО «Правдинское геологоразведочная экспедиция»
22		пгт. Новоанганск	10160	ЗАО «Аган-бурень»
23		Ямало-Ненецкий автономный округ	г. Губкинский	22710
24	г. Надым		48250	ООО «Газпром добыча Надым»
25	г. Новый Уренгой		118380	ООО «Газпром добыча Уренгой» ООО «Газпром добыча Ямбург»
26	г. Ноябрьск		110370	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»
27	Ярославская область	п. Константиновский, Тутаевский район	5760	ОАО «Славнефть ЯНПЗ им. Менделеева»

- в сфере поддержки малого и среднего бизнеса была принята программа «Развития малого и среднего предпринимательства на территории городского округа Стрежевой на 2011-2013 годы»;

- по вопросу безработицы было утверждено «Положение о кадровом резерве на замещение вакантных должностей муниципальной службы в городском округе Стрежевой», а так же была утверждена целевая программа об «Организации временной занятости несовершеннолетних граждан в городском округе Стрежевой на 2011-2013 годы».

Разрабатываются и реализовываются программы так же в сфере жилищного фонда города, развития транспорта, принимаются программы по борьбе с преступностью и наркоманией и т.д. К сожалению, аналогичные программы отсутствуют у г. Кедрового – другого моногорода Томской области.

Несмотря на то, что в последнее время проблеме моногородов стало уделяться большое внимание и, в частности, в 2010 году правительством РФ было выделено 27 млрд. рублей на разрешение проблем в моногородах, основным препятствием в реализации данных программ, является их недостаточность финансирования. К сожалению, состояние бюджетов моногородов, как правило, остродефицитно, поэтому многие программы финансируются в виде межбюджетных трансфертов из вышестоящих бюджетов. Однако, современная нефтегазова-

висимость бюджетной системы привела к появлению дефицита госбюджета и бюджетов субъектов федерации, и как следствие и без того недостаточное финансирование данных программ уменьшилось.

В завершении хотелось бы отметить, что в настоящее время в России отсутствует комплексная программа по выводу моногородов из кризисного состояния. Все решается административными методами, после активного выступления общественных масс (как было в Пикалево). Второй основной проблемой, мешающей антикризисной работе, является безответственность властей города в решении проблем.

Конечно же, процесс стабилизации моногородов будет идти не один год, однако необходимо равняться на удачные примеры преобразования. Например, на город Ханты-Мансийск, где удачно сочетались интересы местного органа самоуправления и населения города. Благодаря их совместным усилиям, Ханты-Мансийск является перспективно развивающимся городом, в котором активно проводятся мероприятия международного класса.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Министерство региональной политики [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.minregion.ru
2. Сайт посвященный проблемам моногородов России [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.monocityforum.ru
3. Официальный сайт города Стрежевой [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.admstrj.tomsk.ru/

НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ: ПРОБЛЕМА ВЗИМАНИЯ ПРИРОДНОЙ РЕНТЫ

А.С. Сурнина

Научный руководитель доцент А.А. Вазим

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема распределения природной ренты между государством и добывающей компанией представляет значительный интерес и занимает важное место в экономической теории. Большая часть природной ренты присваивается владельцами добывающих предприятий незаконно, поэтому проблема приобрела общегосударственный характер.

В статье 1.2 Закона «О недрах» [1] указывается, что недра территории России, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, и различные ресурсы, принадлежат государству. Но добытые из недр полезные ископаемые, представляющие ценность, по условиям лицензии могут находиться как в государственной, так и в частной собственности.

То есть мы можем сделать вывод, что пока полезные ископаемые находятся под землей, они принадлежат государству, но в момент добычи этих ископаемых предприятием, собственность переходит в руки предприятия. Согласно статье 218 Гражданского Кодекса Российской Федерации [2] между государством, как собственником недр, и добывающим предприятием, как субъектом частной собственности, не происходит купли-продажи, дарения или мены. Следовательно, государство имеет право регулировать деятельность ресурсодобывающих предприятий, вплоть до отзыва лицензии на такую деятельность. Если предприятие произвело некачественную продукцию, то оно не лишается права на дальнейшее осуществление своей деятельности, в отличие от ресурсодобывающего предприятия.

Существует две группы мнений: «за» и «против» полного изъятия государством природной ренты, в рамках данной статьи – дохода от добычи природных ископаемых. Те, кто выступает «за» считают, что доходы от реализации природных ресурсов в виде природной ренты принадлежит всему населению России. Следовательно, все граждане вправе получить свою долю ренты в денежном эквиваленте, будь то пенсия, стипендия или льготы. Главными сторонниками этой идеи были Д. Львов и С. Глазьев. Возникает вопрос об определении ее величины. При ее расчете необходимо учесть множество факторов, при этом нельзя доводить добывающие предприятия до банкротства – нужно оставлять достаточно средств для стимула и дальнейшего развития производства. Нужно учесть не только разницу рентабельности добывающей и перерабатывающей промышленности, но и разные природные условия, в которых работают добывающие предприятия, разное качество сырья, получаемого при добыче, разное воздействие на окружающую среду, колебания внутренних и мировых цен на ресурсы, и многие другие факторы.

Против повышения изъятия горной ренты выступает министр финансов Кудрин, указывая что «Мы вышли на достаточно предельные величины (повышения НДС на нефть)».

Рассмотрим далее проблему способов изъятия горной ренты. В мировой практике государство пытается изымать и использовать ренту для нужд общества через разнообразные механизмы. Различают налоговые и неналоговые методы. К налоговым относятся: исчисление налога на добычу полезных ископаемых с учетом годовой рентабельности разработки месторождений. Депутат Сергей Глазьев предложил введение дополнительного налога в размере 2/3 сверхприбыли недропользования. Он считает, что это значительно увеличило бы доходы госбюджета – на 200-500 млрд. рублей в разные годы. Эта сумма примерно равна той, на которую государство, по версии Глазьева, не выполняет социальных обязательств, установленных федеральным законодательством.

Но также существуют и неналоговые методы. Возможен вариант сдачи недр в аренду недропользователю, как сделано в Якутии, но согласно статье 607 Гражданского Кодекса Российской Федерации [3] в аренду могут быть сданы только объекты, которые в процессе использования не теряют своих натуральных свойств. Но полезные ископаемые, находящиеся в недрах потребляемые вещества, которые в процессе переработки меняют свои химические свойства. Следовательно, метод неверен.

Наиболее подходящим является метод, предложенный М. Е. Чичелёвым. Он считал, что необходимо выделить из цены добытых природных ресурсов сумму, которая является минимальной и необходимой для покрытия издержек добывающей компании и обеспечивающую их рентабельность на достаточно высоком уровне. Это даст возможность получить государством «чистую» природную ренту, которая равна разности между суммой, полученной за продажу ресурсов и суммой, затраченной на их добычу и поддержку стимула для дальнейшего производства. Проблема состоит в том, что сложно предельно точно рассчитать, сколько средств необходимо для добычи, при которой сохранится уровень рентабельности, привлекательной для хозяйствующего субъекта.

Представленные выше методы не являются единственными и безупречными, но идеального выхода пока не существует.

Идею минимальных налогов предложил американский политэконом, публицист и политик Генри Джордж. Он предлагает поднять налог на неиспользуемые земли, социализируя, таким образом, ренту без дополнительного налогового бремени. Он был готов отказаться от прочих налогов, называя их барьерами для торговли, занятости и формирования капитала. Денежный канал, возникающий благодаря этому налогу, будучи нейтральным для предельных землевладельцев, привел бы в движение и смазал бы земельный рынок, взятый в целом, способствуя полному использованию земли. Наблюдение убедило его в том, что в противном случае стимулы к полному использованию земли подрываются спекуляцией.

Из курса экономической теории известно, что существует два вида ренты – абсолютная и дифференциальная. Абсолютная рента возникает из-за монополии собственности на землю, в связи с чем с собственниками земли должны делиться прибылью промышленные капиталисты. Дифференциальная рента зависит от качественных различий участка земли, например по местоположению, и плодородию (запасам полезных ископаемых). Поэтому мы можем указать, что горная рента относится к дифференциальной ренте. Такое отношение горной ренты позволяет утверждать о необходимости использования дифференцированных платежей имеющих рентный характер, частности – применять дифференцированные платежи по НДС. Кстати, это уже используется, так на новых месторождениях газа на Ямале, для месторождений в восточной Сибири, для низкодебитных и обводненных месторождений.

Возникает вопрос – достаточно ли используемых мер по дифференциации налоговой нагрузки или нет? Позиция Минфина состоит в том, что уже достаточно льгот, мало того, следует увеличить нагрузку на газовые месторождения [4]. И. Сечин считает, что «сначала нужно улучшить администрирование, а потом уже рассматривать вопрос об увеличении НДС, нефтегазовая отрасль и так вносит решающий вклад в формирование бюджета».

По закону природные ресурсы принадлежат государству, а государство должно эффективно ими управлять. В идеале рентные доходы – доходы, возникающие при добыче природных ресурсов из-за различных условий добычи, качества ресурсов и других факторов, - должны идти на благо всей страны – быть полезными для всего населения. Однако на практике получается так, что население не получает рентных доходов, так как они остаются в добывающих компаниях.

По различным оценкам, величина природной ренты может колебаться в достаточно большом диапазоне, но все исследователи этого вопроса сходятся во мнении, что рента не полностью изымается из добывающего сектора. Деньги идут не на улучшение жизни людей в России, а на личные счета отдельных людей. Таким образом, обостряется дифференциация доходов населения – слишком много очень бедных людей, слабая «середина», и есть очень богатые олигархи.

Мы можем с уверенностью утверждать, что в будущем, государству все-таки удастся справедливо распределить доход от добычи полезных ископаемых между государством и добывающей компанией.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Федеральный закон РФ «О недрах» № 2395-1, принят 21.02.1992.
2. Статья 218 Гражданского Кодекса Российской Федерации № 51-ФЗ, принят 30.11.1994.
3. Статья 607 Гражданского Кодекса Российской Федерации № 14-ФЗ, принят 26.01.1996.
4. Пресс-служба Минфина России. Высказывания А.Л.Кудрина информационным агентам на налоговой конференции ФНС. 19.11.2010г.
5. Данилов-Данильян В.И. Природная рента и управление использованием природных ресурсов // Экономист. - 2004.
6. А. Миклашевский, статья «Генри Джордж».

ПРОБЛЕМА БЕЗРАБОТИЦЫ В РОССИИ**В.В. Темникова, А.Г. Чунихин**

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема занятости – это одна из самых злободневных социально-экономических проблем переходной экономики. Занятость представляет собой важный сектор социально-экономического развития общества, соединяющий в себе экономические и социальные результаты функционирования всей экономической системы. Большинство социальных, демографических, экономических явлений в той или иной степени выступает в качестве факторов или результатов процессов, происходящих в сфере занятости.

Занятость – это, прежде всего, отношения между людьми по поводу удовлетворения личных и общественных потребностей и получения заработка (трудового дохода), личный интерес и личные мотивы составляют важнейший стимул к эффективному производству.

Неотъемлемой чертой рыночной экономики является безработица, под которой понимается временная незанятость части экономически активного (т.е. трудоспособного) населения.

Безработица – это состояние неравновесия на рынке труда, вызванное превышением величины предложения над величиной спроса [1].

По форме проявления безработица может быть:

- *фрикционной*, то есть связанной с добровольным оставлением одного рабочего места и поисками другого. На время этого поиска человек остается безработным;

- *структурной*, вызванной переменами в технологии, вследствие чего старые производства устаревают и часть рабочей силы увольняется;

- *сезонной*, которая определяется колебанием спроса на рабочую силу в различные промежутки времени в некоторых отраслях (сельском хозяйстве, строительстве);

- *циклической*, порождаемой циклическим развитием рыночной экономики, т.е. чередованием периодов подъема и спада производства;

- *скрытой* (латентной), когда рабочая сила используется не полностью, но и не увольняется. Последняя форма особенно характерна для экономики России, где широко практикуются вынужденные неоплачиваемые отпуска и неполные рабочие дни (недели) [2].

Фрикционная и структурная безработица входят в группу *естественной* безработицы.

Циклическая безработица считается еще и *вынужденной* безработицей.

Рассмотрим уровень безработицы за период 2000- 2010 годы:

В 2000 году численность безработных сократилась на 1,5 млн. человек и составила 7,2 млн., то есть 10% экономически активного населения, под которыми в соответствии с методологией Международной организации труда понимаются граждане, не имеющие работы, но активно ее ищущие. Для сравнения в июле 1999 года в России было 8,7 млн. безработных (11,8% экономически активного населения) [3].

Численность безработных в России за 2001 год снизилась с 7,1 млн. до 6,2 млн. человек.

Активная деятельность органов Государственной службы занятости позволила в прошлом году подобрать подходящую работу 3 млн. 740 тыс. человек, что на 17,6 % больше по сравнению с 2000 годом. 457 тыс. человек в 2001 году прошли обучение или переобучение, что также на 11,6 % больше по сравнению с показателями 2000 года.

Количество зарегистрированных безработных в России увеличилось в 2002 году на 200 тыс. человек – с 1,1 млн. до 1,3 млн. человек. Общая численность безработных в России в 2002 году сократилась с 6,2 млн. до 5,1 млн. человек. Уровень общей безработицы уменьшился в 2002 году с 8,6% до 6,1% от экономически активного населения.

В начале 2003 года в России возобновился рост безработицы. В среднем за 2003 год общая численность безработных составила 6 миллионов человек, что на 3,6% больше, чем в 2002 году. С мая 2003 года численность безработных стабилизировалась на отметке 5,7-5,8 миллиона человек, или около 8% от общей численности экономически активного населения.

По данным обследования населения по проблемам занятости, в ноябре 2003 года мужчины составляли 53,6% от общей численности безработных, а женщины, соответственно, 46,4%. Уровень безработицы среди мужчин составил 8,3%, а среди женщин – 7,5% (против 9,0% и 8,1% в ноябре 2002 года). Треть безработных проживала в сельской местности, а уровень безработицы составил в городских поселениях – 7,0%, в сельских – 10,6% (7,7% и 11,1% в ноябре 2002 года).

В июле 2004 года число официально зарегистрированных безработных составило 2,2% экономически активного населения, или 1,57 миллиона человек по сравнению с 1,53 миллиона человек в июле 2003 года. В то же время, численность безработных, рассчитанная по методологии Международной организации труда, достигла к концу июля 5,2 миллиона человек, или 7,1% экономически активного населения. По сравнению с июлем 2003 года общая численность безработных уменьшилась на 577 тысяч человек.

Общая численность безработного населения в России в мае текущего года выросла на 0,9% по сравнению с маем 2004 года и составила 5,6 миллиона человек, что составляет 7,7% экономически активного населения. В то же время численность безработного населения в мае 2005 года сократилась на 2,2% по сравнению с апрелем 2005 текущего года.

Количество официально зарегистрированных безработных в мае 2005 года выросло на 18,1% по сравнению с аналогичным периодом 2004 года до 1,9 миллиона человек. Численность экономически активного населения к концу мая 2005 года составила, по оценке, 73,6 миллиона человек, или около 51% от общей численности населения страны. Преобладающая часть занятого населения сосредоточена в крупных и средних организациях.

Общая численность безработных в России, в июле 2006 года сократилась на 1,3% до 5,43 млн. человек, что составляло 7,3% всего экономически активного населения страны. Число официально зарегистрированных безработных в июле 2006 года уменьшилось на 0,7% и составляло 1,721 млн. человек.

На 1 ноября 2007 года общая численность безработных в России составила 6,2 миллиона человек. Из них официально зарегистрировались в государственной службе занятости (для получения пособия) лишь один миллион человек. Число официально зарегистрированных безработных в ноябре 2008 года, возросло на 4,8% и составляло 1,3 миллиона человек.

По сравнению с концом ноября 2007 года общая численность безработных в России увеличилась на 17,8%, а официально зарегистрированных – сократилась на 12,9%. Численность экономически активного населения в России по состоянию на конец ноября 2008 года оценивалась Росстатом в 76 миллионов человек – более 53% от общей численности населения страны.

Общая численность безработных в России, в ноябре 2009 года возросла на 5% до 6,131 млн. человек, что составляло 8,1% всего экономически активного населения страны. Число официально зарегистрированных безработных в ноябре повысилось на 1,3% и составляло 2,041 млн. человек, в том числе 1,8 млн. получали пособие по безработице. По сравнению с концом ноября 2008 года общая численность безработных в России увеличилась на 15,9%, а официально зарегистрированных – на 56,5%. Численность экономически активного населения в России в ноябре оценивалась Росстатом в 75,5 млн. человек – более 53% от населения страны. 50,8% всех занятых в октябре работали в организациях, не относящихся к субъектам малого предпринимательства.

Уровень занятости населения в сентябре 2010 г составлял 63,8%. Численность экономически активного населения в возрасте 15-72 лет (занятые плюс безработные) в сентябре 2010 г. составляла 76,1 млн. человек – около 54% от общей численности населения России.

В численности экономически активного населения 71,1 млн. человек классифицировались как занятые экономической деятельностью и 5 млн. человек – как безработные с применением критериев МОТ, то есть не имели работы или доходного занятия, искали работу и были готовы приступить к ней в обозримую неделю.

По сравнению с сентябрем 2009 г численность занятого населения увеличилась на 700 тыс. человек, или на 1%, а численность безработных сократилась на 732 тыс. человек, или на 12,7%.

Есть два пути решения проблем безработицы: прямой и косвенный [1].

Прямой путь – это возрождение отечественного производства, организация новых рабочих мест во всех сферах хозяйственной деятельности.

Косвенный – это административное или законодательное регулирование занятости, что значит:

1. Обеспечение правовой защищенности наемных работников.
2. Использование альтернативных форм занятости.
3. Развитие системы страхования от безработицы:

-повышение доли отчислений в фонд занятости, что позволит стимулировать структурную перестройку предприятий;

-использование страховых принципов, когда наряду с работодателем в формировании участвует и сам работник;

- финансирование государством специальных программ помощи конкретным социальным группам на рынке труда - попавшим под сокращение военнотружущим, беженцам, молодежи и т.п.;

- адаптация безработных к изменившимся требованиям рынка через систему профессиональной подготовки при максимальном учете имеющейся базовой квалификации;

- упрощение процедуры регистрации безработных в службах занятости.

4. Усиление гарантий в сфере оплаты труда и решение проблемы неплатежей заработной платы.

5. Создание действенной системы защиты наемных работников через механизм социального партнерства.

Обычно для прогнозирования безработицы опираются на оценки эластичности занятости от выпуска. При сильной и положительной эластичности увеличение выпуска стимулирует занятость, а его сокращение ведет к пропорциональному сжатию занятости и соответствующему росту безработицы. Однако в нашем случае такой подход малоприменим, поскольку эластичность занятости в прошлых периодах была крайне низкой, а в 2000-2008 гг. в корпоративном секторе – даже отрицательной. Подобный эффект – низкая эластичность во многом определялся действовавшими институтами – жесткими законами, защищавшими рабочие места, и их избирательным соблюдением, позволявшим эти правила смягчать. В итоге занятость крайне вяло реагировала и на спад, и на рост, уступив право отклика заработной плате.

Возможные сценарии дальнейшего развития зависят не только от начальных условий, но и от проводимой властями политики. Если бы институциональная среда (низкие величины МРОТ и пособий по безработице, избирательно-обязательный характер исполнения законов) не менялась на протяжении последнего полугодия, то можно было бы ожидать сохранения умеренных уровней безработицы даже при значительном спаде производства. Правда, на другой чаше весов мы бы имели быстрое накопление долгов по заработной плате, массовые отпуска и сокращение рабочего времени по инициативе администрации. Однако этого «если» уже частично нет. Сами правила стали строже, а контроль за их соблюдением – жестче (по крайней мере, так кажется со стороны). Дру-

гими словами, сохранять занятость любой ценой стало сложнее, а следовательно, склонность предприятий к численной адаптации («оптимизации») занятости может возрасти.

Хотя условия для прогноза очень зыбкие, думаем, что безработица в ее классическом виде вряд ли достигнет исторического пика, покоренного в начале 1999 г. Тогда она достигла 14%. Однако полной ясности с перспективами кризиса ни у кого нет, а высокая безработица может быть как результатом глубокого спада, так и итогом ошибочной политики. Как известно, нет такой ситуации, из которой нельзя было бы выйти с позором.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Кашепов А. "Проблема предотвращения массовой безработицы в России" // Вопросы экономики. М., 2007г., №5.
2. Рощин С.Ю., Разумова Т.О. "Экономика труда" учебное пособие. М.: ИНФРА 2000г.
3. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gks.ru>, свободный.

АНАЛИЗ РЫНКА МАЗУТА

Д.М. Тыдыков, С.Н. Шадский

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Спецификой российской нефтеперерабатывающей промышленности является сравнительно небольшая глубина переработки нефти (около 60%) с выходом большого количества остаточных нефтяных топлив (мазуты). По итогам 2009 года мазут стал самым крупнотоннажным нефтепродуктом в России, но он отличается низким качеством и высоким содержанием серы. До сих пор российские компании поставляют его за рубеж и получают солидную прибыль, но Правительство России в ближайшем будущем планирует поднять экспортные пошлины на темные нефтепродукты и реализация мазута станет проблемой для всех российских компаний.

Мазут составляет четверть дохода от продажи барреля сырой нефти, это вторая по величине доля после бензина. Небезынтересен тот факт, что в структуре экспорта России мазут (в денежном выражении) занимает четвертое место после нефти, газа и дизельного топлива. Мазуты применяются в качестве топлива для паровых котлов, котельных установок и промышленных печей. Он также служит сырьем для получения моторного топлива и смазочных масел. Основные потребители мазута – тяжелая промышленность и жилищно-коммунальное хозяйство.

Структура производства остаточных нефтяных топлив в России мало меняется, однако производство мазута М-40, характеризующегося лучшими качественными характеристиками снижается. Доля товарного топочно мазута составляет почти 95%.

В основном в России производят менее качественный и более дешевый сернистый мазут М-100, доля которого составляет около 77% от общего числа мазута [1].

Поэтому на экспорт российский мазут идет в качестве сырья для дальнейшей более глубокой переработки и получения из него различных видов нефтепродуктов, как дизельное топливо, печного топлива битумов и т.д. Осуществляется экспорт мазута двумя основными способами: железнодорожным транспортом и танкерами.

Повышение таможенных пошлин приведет к массовой реализации программ модернизации нефтеперерабатывающих заводов. Это позволит довести глубину переработки нефти до 90-95% [2]. В связи с этим, в ближайшее десятилетие в России может резко сократиться производство мазута. Впрочем, аналитики отмечают, что, скорее всего, компании обяжут сохранить производство мазута для поставок на внутренний рынок, т.к. он занимает львиную долю в энергетике.

Считаем, что даже если этого не произойдет, то дефицит мазута не возникнет, т.к. малые НПЗ, из-за дологовизны установок глубокой очистки нефти (стоимость их около 800 млн. долл.), не смогут повысить глубину очистки нефти, а они производят около 2 млн. т. мазута в год, плюс 5-10% от объема перерабатываемой нефти, должны покрыть внутренний спрос на мазут.

После снижения объемов экспорта в 2001 г., с 2002 года начинается рост поставок этого топлива за рубеж. В последние годы экспорт мазута увеличивается, если, например, в 2005 году экспорт был равен 45,8 млн. тонн, то уже в 2009 году экспорт увеличивается на 18,3 млн. тонн и составляет 64,1 млн. тонн. Выручка по сравнению с 2005 годом увеличивается в два раза и составляет в 2009 году 20,6 млрд. долл.

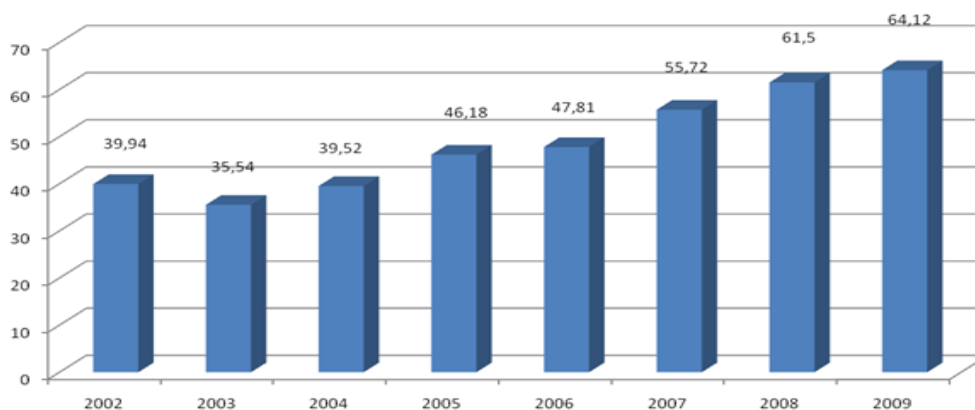


Рис. 1. Динамика экспорта мазута в период 2002-2009 гг.

На основе данных Таможенной службы российский экспорт мазута предназначается, в основном, для следующих 7 стран (в порядке уменьшения объемов поставок экспорта на 2004 г.): Нидерланды, Швейцария, Эстония, Великобритания, Виргинские острова, Италия, Дания [3].

На долю этих стран приходится чуть менее 65% рассматриваемого экспорта. Поставки в Нидерланды составляют свыше 26% от совокупного экспорта мазута. На диаграмме ниже наглядно отображена долевая структура стран, импортирующих мазут российского производства.

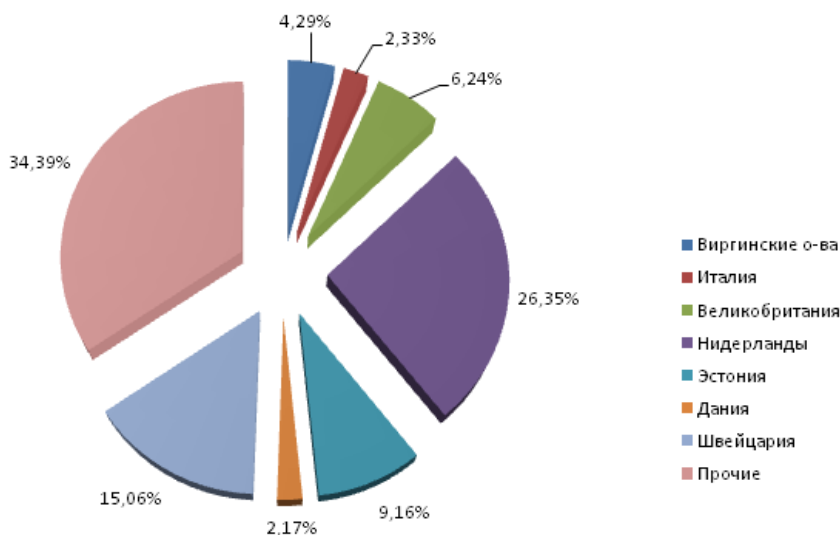


Рис. 2. Доля стран в российском экспорте мазута

Из этой диаграммы (рис. 2.) видно, что основными покупателями российского мазута являются Европейские страны. Экспортировать мазут в страны Азии экономически не целесообразно в связи с тем, что навигация по северному морскому пути осуществляется не круглогодично и не обеспечивает стабильные поставки, а транспортировка мазута вокруг всего материка крайне дорога. Строительство нефтепровода в АТР будет закончено не ранее 2012 г., но транспортировка мазута по трубопроводу требует дополнительных затрат на его подогрев с целью понижения вязкости.

Из графика (рис. 3.) можно увидеть, что мировые цены на мазут напрямую зависят от цен на нефть, тем не менее, в период с 2000 по 2010 гг. цена на мазут по отношению к нефти выросла в 3,5-4 раза.

Кроме того на формирование цен на мазут влияет погода, цены на электричество, а также цены на другие виды топлива, которые могут служить альтернативой мазуту. Кроме того, важны объемы производства перерабатывающих заводов и возможности перевозки.

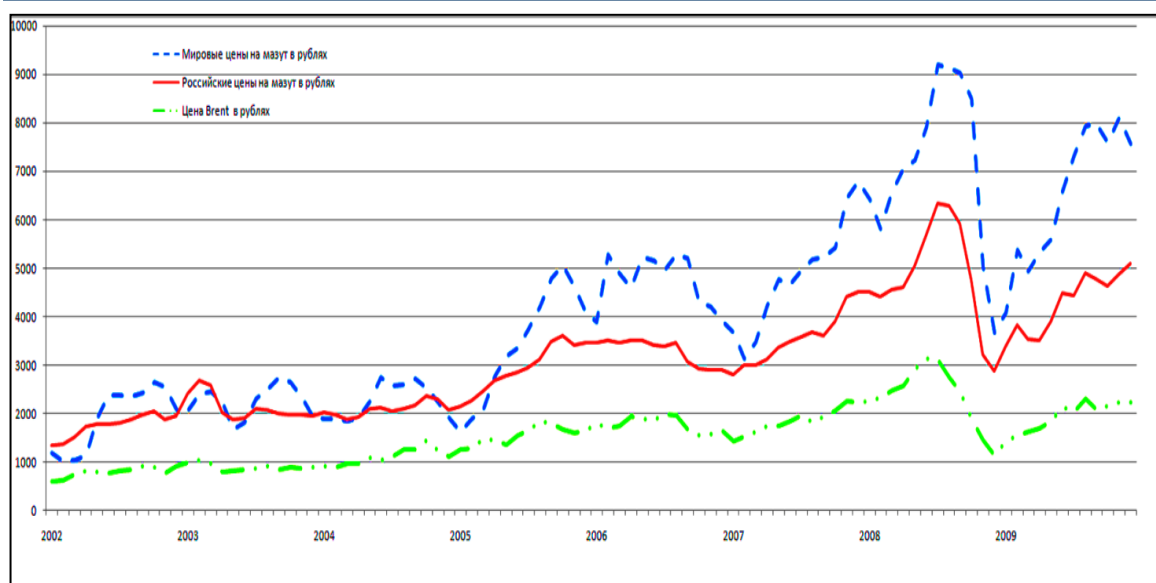


Рис. 3. Динамика мировых и российских цен на мазут и цен на нефть марки Brent за период 2000-2010 гг. [4], [5]

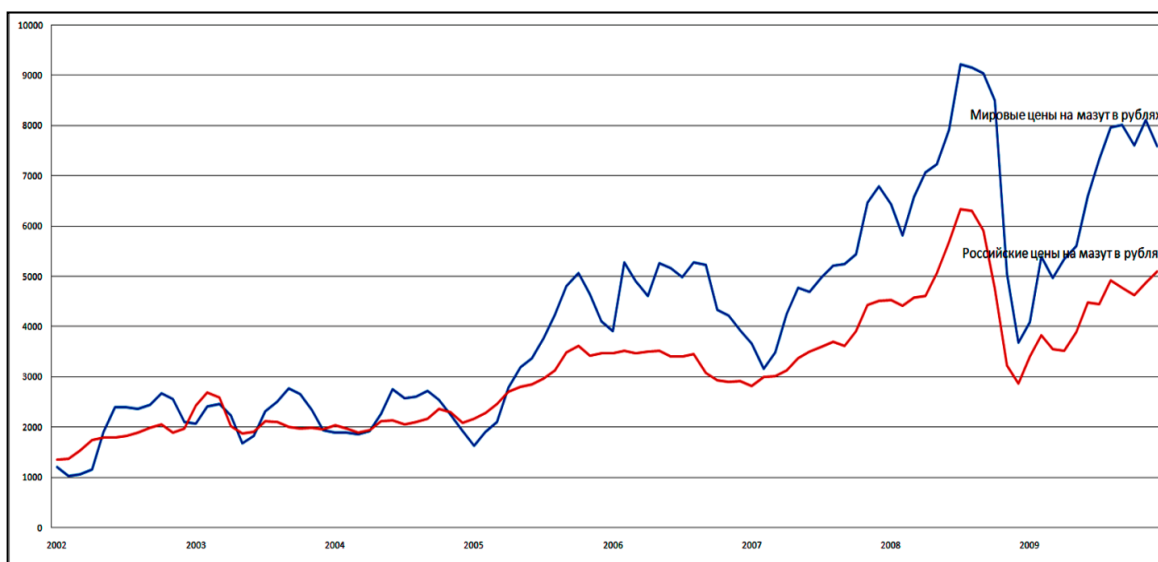


Рис. 4. Динамика мировых и российских цен на мазут [4], [5]

Если сравнить мировые и российские цены на мазут (рис. 4.), то видно, что разница в последние годы между ними достигает 1,5-2 раза. Поэтому очевидно, что российские производители достаточно сильно заинтересованы во внешнеэкономической деятельности на мировых рынках, в частности, Северо-Западной Европы, Средиземноморья, Сингапура и Китая, что подтверждается большими объемами экспортных поставок российского мазута.

Как видно из графика 2, тенденция экспорта мазута начинает расти с 2005 г., вследствие того, что мировые цены на мазут установились стабильно выше российских цен. До 2005 года ситуация была иной – мировые цены колебались на уровне российских цен, что не способствовало росту экспорта мазута. Некоторые аналитики считают причиной резкого скачка цен в 2005 г. предполагаемое вторжение США в Иран, по мнению других, он знаменует начало давно ожидаемого нефтяного кризиса, когда истощающимся месторождениям всё труднее удовлетворить растущий спрос на нефть.

С ростом таможенных пошлин экспортировать мазут станет не выгодно почти всем российским компаниям. Единственный выход, который мы видим – переход к глубокой переработке нефти и модернизация отечественных НПЗ. Это позволит России перейти от экспорта полуфабрикатов к экспорту нефтепродуктов европейского качества.

Есть еще вариант складировать до лучших времен, но в этом случае предприятие не будет получать прибыль, к тому же затраты на хранение мазута будут расти. Сегодня компании могут предложить в несколько раз больше мазута, чем спрос на внутреннем рынке. Сжигание его в котельных нерентабельно, поскольку использование газа для этих целей в 3-4 раза эффективней. Из-за непоступления российского мазута на мировой рынок может сложиться такая ситуация, что цена на него резко возрастет и станет снова выгодно его экспортировать.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Портал по оценочной деятельности [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.valnet.ru/m7-175.phtml>.
2. Черная очистка // Online версия новостей. №49, 22 марта 2007 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.vremya.ru/print/174475.html>.
3. ИнфоТЭК ежемесячный аналитический бюллетень №1 2005г.
4. Российская федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gks.ru>.
5. U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.eia.doe.gov>.

НЕРЕАЛИЗОВАННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МАЗУЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СТРОНЦИЕВЫХ РУД

Д.А. Усольцева

Научный руководитель ассистент О.Ю. Мещерякова
Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия

«В Кишертском районе открыто крупнейшее в Европе месторождение стронция» - подобные заголовки появились на страницах газет в Пермском крае еще в 2000 году. Причиной для этого стали геологоразведочные работы в окрестностях д. Мазуевка Кишертского района Пермского края. Результатом работ стала разведка участков месторождения стронциевых руд около и в самой д. Мазуевка.

Стронций – щелочной металл. В промышленности в основном используются его соединения и прежде всего углекислый стронций (или карбонат). Основным видом сырья для производства стронция в мире является целестиновый концентрат. Запасы стронция в мире оцениваются в 7 млн. т. Наиболее крупные месторождения целестина находятся в Мексике, Испании и Турции.

Основные сферы потребления стронция (в виде карбоната) в мире – производство бытовой техники, электроники, керамических ферритовых магнитов, керамических глазурей, зубной пасты, антикоррозионных и фосфоресцирующих красок, высокотехнологической керамики, в пиротехнике и др. Наиболее емкими направлениями потребления являются первые два.

В России месторождения этих минералов найдены в Архангельской области, Верхнем и Среднем Поволжье, Башкирии, Якутии, Хакасии и Тульской области, но они не разрабатываются по экономическим причинам. Минимально сохранившиеся потребности удовлетворяются за счет импорта, а также переработки апатитового концентрата, где карбонат стронция составляет 2,4% [4].

Государственным балансом запасов учитывается Мазуевское месторождение стронциевых руд. Объект находится в Кишертском районе Пермского края. Месторождение приурочено к стыку восточной окраины Восточно-Европейской платформы и Предуралья Краевого прогиба. Здесь на контакте ангидритов и карбонатных пород кошелевской свиты кунгурского яруса нижней перми, выветрелых до брекчий, наблюдается целестиновое оруднение. Месторождение представлено пологозалегающими телами и расположено на пяти обособленных участках, находящихся на расстоянии 0,5-1,0 км. Общая площадь месторождения составляет 20 км², мощность тел 5-18 м при среднем значении 14 м. На месторождении выделяется пять продуктивных залежей, залегающих на глубине 5-60 м. Содержание оксида стронция колеблется от 1,1 до 31,3%.

Наиболее перспективным является участок «Ближний Лог» Мазуевского месторождения с высокотехнологичными рудами, из которых возможно получение «суперконцентрата» с содержанием целестина до 99,6%. Оцененные Государственной Комиссией по Запасам Министерства Природных Ресурсов России запасы руды составляют по категориям С1+С2 4,573 млн. т. (0,462 млн.т. оксида стронция), при среднем содержании целестина 17,6%. Прогнозные ресурсы руды по категориям Р1 и Р2 оцениваются в количестве 58 млн. т. (5,6 млн. т. оксида стронция). Участок Мазуевского месторождения учитывается в нераспределенном фонде. Его отличают благоприятные горно-геологические условия отработки запасов открытым способом, наличие развитой промышленной (автомобильная и железные дороги, высоковольтная ЛЭП, газопровод, действующие карьеры по разработке полезных ископаемых) и социальной (трудовые ресурсы) инфраструктуры [3].

Эксплуатация месторождения позволит полностью удовлетворить потребности предприятий России в стронциевом сырье высокого качества.

Коммерческий вариант бизнес-плана, разработанный Кишертским Земским собранием, выглядит следующим образом (табл.):

Таблица

Основные экономические показатели проекта разработки Мазуевского месторождения стронциевых руд [2]

Основные показатели	Сумма, руб.
Полные годовые издержки производства	183,5 млн. руб.
Себестоимость 1 т. углекислого стронция	14 336 руб.
Цена продажи 1 т. углекислого стронция	16 000 руб.
Стоимость товарной продукции за год	204,8 млн. руб.
Годовая прибыль (балансовая)	21,3 млн. руб.
Индекс доходности	0,79
Внутренняя норма прибыли (рентабельность)	5,3 %
Срок окупаемости капиталовложений	6 лет

Анализируя данные коммерческого бизнес-плана, можно с уверенностью сказать, что разработка данного месторождения экономически выгодна. Во-первых, у Пермского края появится возможность стать монополистом в производстве стронция. Во-вторых, в последнее время стронций стали использовать в новых технологиях, таких как обработка рельсовой стали и при лечении онкологических заболеваний. Главное преимущество – это цена, ведь на сегодняшний день тонна «металлического» стронция на мировом рынке стоит 1200 долларов, в то время себестоимость 1 т. углекислого стронция оценивается в 444416 долларов [5].

Но наиболее привлекательными для бизнеса выглядят нефтяные и алмазные месторождения. На это есть свои экономические причины, например, рентабельность Мазуевского месторождения, не каждый предприниматель согласится на срок окупаемости в 6 лет.

Также всех волнует и экологический аспект. Залежи стронциевых руд разведаны в д. Мазуевка и по ее окрестностям. Добыча руды ведется карьерным способом, что грозит изменением ландшафта, загрязнением атмосферы и водоемов. В большей мере их опасения связаны с радиационной обстановкой. Поэтому разработка месторождения начнется только после тщательных расчетов всех плюсов и минусов.

По мнению автора, положительные стороны разработки Мазуевского месторождения стронциевых руд очевидны как для экономики Пермского края, так и для России в целом. Если в стране будет разрабатываться собственное месторождения, российская экономика сможет стать не только независимой от импорта стронция, но и стать крупнейшим экспортером данного сырья.

Что касается экологии, то ученые геологического факультета ПГУ сообщают, что радиоактивный стронций-90 получается только из отходов отработанного ядерного топлива. Целестин же – минеральная форма стронция – абсолютно безопасен для окружающей среды. Природный минерал, содержащий стронций, не радиоактивен. В Мазуевском месторождении отсутствуют и все радиоактивные примеси, такие как барий, фосфор, мышьяк, уран и др. [4].

С точки зрения социальной сферы разработка месторождения приведет к созданию рабочих мест, строительству социальной инфраструктуры.

Известно, что объявленный в 2007 г. аукцион на право пользования недрами с целью разведки и добычи стронция на Мазуевском месторождении не состоялся в связи с тем, что все поданные заявки на участие в аукционе не соответствовали установленным требованиям и были отклонены Роснедра [6]. По последним данным, аукцион на разработку участка Ближний Лог Мазуевского месторождения стронция должен состояться в четвертом квартале 2010 г. [1]. У Пермского края есть реальные возможности стать монополистом в производстве стронция!

Литература

1. В 2010 году на геологическое изучение недр в Пермском крае будет направлено 65 млн. рублей // Business class. – Пермь, 2010. – №45(310).
2. Материалы Земского Собрания Кишертского района Пермского края по рассмотрению ситуации с Мазуевским месторождением стронциевых руд с. Кишерть 2002 г.
3. Стронций [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.permecology.ru/report2004/resurs.htm> (проверено 08.11.2010).
4. Таблица элементов Геннадия Игумнова // Новый компаньон. – Пермь, 2000. – №29(135).
5. Трапезников А. Подарим миру...стронций // Капитал Weekly. – Пермь, 2003. – №13(412).
6. prigoda.permkrai.ru (сайт Министерства природных ресурсов Пермского края).

**ПОНЯТИЕ ИМУЩЕСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЕМ****О.В. Филиппова**

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для целей управления предприятием важным является разделение понятий имущества и имущественного комплекса. Если понятие имущество закреплено п.1. ст. 132 Гражданского кодекса РФ [1], то имущественный комплекс определяется аналитиками в зависимости от выбранного объекта и критериев его оценки и чаще отождествлено с понятием имущество. Под имуществом мы будем понимать, во-первых, совокупность вещей и материальных ценностей, находящиеся в собственности, оперативном управлении или хозяйственном ведении, во-вторых, совокупность вещей и имущественных прав на получение вещей или иного имущественного удовлетворения от других лиц, и, в-третьих, совокупность вещей, имущественных прав и обязанностей, которые характеризуют имущественное положение их носителя.

Обратим внимание, что основную часть имущества предприятия составляют различные по назначению и устройству материальные имущественные объекты. Поэтому для целей эффективного управления имуществом определим имущественные объекты и их полный и систематический учет. Для этого рассмотрим критерии, с помощью которых позволят определить объект имущественного комплекса.

В своей работе Ковалев А.П. [2] определяет объект имущественного комплекса исходя из таких критериев как, во-первых, операционная деятельность каждой организационной единицы (производство, цех, лаборатория и т.д.), во-вторых, единство производимой продукции или выполняемых услуг. На их основе имущественным комплексом является совокупность объектов имущества, технологически и организационно объединенных для производства продукции или выполнения услуг в рамках определенного подразделения или организационной единицы предприятия. Следовательно, предприятие как совокупный имущественный комплекс включает несколько имущественных объектов, которые одновременно используются при производстве нескольких продуктов или при выполнении нескольких видов услуг.

Однако, аналитики Кузичев В.М., Чернов С.С., Перминов А.Ю. [3], в своем исследовании определяют объект имущественного комплекса исходя из критериев экономического, юридического, управленческого характера. Таким образом, имущественный комплекс представляет собой совокупность вещественных (недвижимого и движимого имущества, оборотных средств), финансовых (денежных средств, краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений, дебиторской задолженности) и нематериальных (отражаемых и неотражаемых в бухгалтерском балансе) активов предприятия, а также прав владения, пользования и распоряжения этими активами, иерархической организованности деятельности предприятия.

Отметим, что объект имущественного комплекса, в целях эффективного управления, можно определить по критериям, предложенным экономистом Кондратьевой С.С. [4], а именно объектом выступают экономические ресурсы, сформированные за счет инвестированного в них капитала, характеризующиеся детерминированной стоимостью, производительностью и способностью генерировать доход. Причем важно заметить, что постоянный оборот таких экономических ресурсов в процессе использования связан с факторами времени, риска и ликвидности.

Кроме рассмотренных выше подходов, определяющих объект имущественного комплекса в целях эффективного управления, необходимо учитывать характер производственно-хозяйственной деятельности, принятую технологию и организацию производственных, вспомогательных, управленческих процессов на предприятии.

Итак, для эффективного управления имущественным комплексом предприятия важно выявить объект имущественного комплекса. На наш взгляд, при определении имущественного комплекса в целях оперативного принятия управленческих решений, необходимо основываться на критерии операционной деятельности каждой организационной единицы предприятия и единство производимой им продукции (работ, услуг). Прежде всего, это позволит эффективно управлять объектами имущества и сокращать издержки производства. Для работы на перспективу развития имущественного комплекса предприятия, безусловно, необходима оценка по критериям экономического, юридического характера.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Гражданский кодекс Российской Федерации: Часть первая – четвертая [Принят Гос. Думой 23 апреля 1994 года, с изменениями и дополнениями по состоянию на 10 апреля 2009 г.] // Собрание законодательства РФ. – 1994. – № 22. Ст. 2457.
2. Управление имуществом на предприятии: учебник/А.П.Ковалев – М.: финансы и статистика; ИНФРА-М, 2009. – 272 с: ил.
3. Кузичев В.М., Чернов С.С., Перминов А.Ю. Понятие и классификация объектов имущественного комплекса предприятия // Проблемы современной экономики 2008 г. №4. 32 с.

4. Кондратьева С.С. Формирование механизмов управления имущественных комплексов промышленных предприятий: Автореф. дисс. канд. экон. наук – М. 2008.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Я.А. Холин

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Современная российская государственная политика в области недропользования предполагает двух-этапный способ воспроизводства ресурсной базы углеводородного сырья. На первом этапе производится геологическое изучение недр регионально-поисковыми работами в рамках Федеральных целевых программ. За счет государственного финансирования осуществляется подготовка лицензионных участков с минимальным набором произведенных геолого-поисковых работ. Подготовленные перспективные участки выставляются на аукционы с условием завершения поисковых работ, разведкой и последующей добычей нефти и газа (в случае успеха).

Второй этап – доразведка открытых ранее и поиски новых месторождений на перспективных участках за счет собственных средств компаний-недропользователей. На аукционы выставляются участки, содержащие не только крупные, однозначно привлекательные для инвесторов нефтяные месторождения, но и мелкие, с извлекаемыми запасами менее 1 млн. тонн. Как правило, все выставляемые на аукционы месторождения нефти недоизучены в ходе разведочных работ. В условия лицензий вносится детальная программа доразведки месторождения до ввода его в промышленную эксплуатацию.

В данной работе был рассмотрен лицензионный участок, находящийся в Томской области и включающий в себя три месторождения с разными уровнями извлекаемых запасов (102 тыс. т., 387 тыс. т. и 1571 тыс. т. соответственно).

При разработке месторождений можно выделить 3 основные группы затрат: капитальные вложения, эксплуатационные затраты и внереализационные расходы.

Графически это изображено на рис. 1.



Рис. 1. Основные группы затрат при разработке месторождений

Проект разработки данного лицензионного участка был еще разработан в 2005 году, но в связи с неудовлетворительными экономическими показателями так и не был воплощён в жизнь. В данной работе будет проведен анализ основных причин делающих проект нерентабельным.

Как правило для повышения рентабельности разработки нефтегазовых месторождений пытаются преобразовать структуру капитальных вложений, которая в свою очередь влияет на снижение или увеличение эксплуатационных затрат, структура которых изображена на рис. 2.

После рассмотрения первоначальных данных о разрабатываемом лицензионном участке и оптимизации капитальных затрат, проект из нерентабельных с отрицательным чистым дисконтированным доходом (ЧДД), равным 600 млн.руб., перешел в разряд «слаборентабельных» с ЧДД=6 млн.руб. Конечно, при таком показателе нельзя начинать реализацию проекта, ведь малейшее изменение цены на нефть может ухудшить показатели проекта.

В данной работе предлагается применение понижающих коэффициентов при разработке малых нефтегазовых месторождений. Автором было рассмотрено три варианта применения коэффициентов в зависимости от объема извлекаемых ресурсов.

Вариант 1 – базовый.

Вариант 2: Т.месторождение – нулевая ставка, Ш.месторождение – 0,5; Ю.Т.месторождение – 0,75.

Вариант 3: Т.месторождение – нулевая ставка, Ш.месторождение – 0,25; Ю.Т. месторождение – 0,75.

Вариант 3: Т.месторождение – нулевая ставка, Ш.месторождение – 0,25; Ю.Т. месторождение – 0,5.

Полученные результаты представлены в табл.

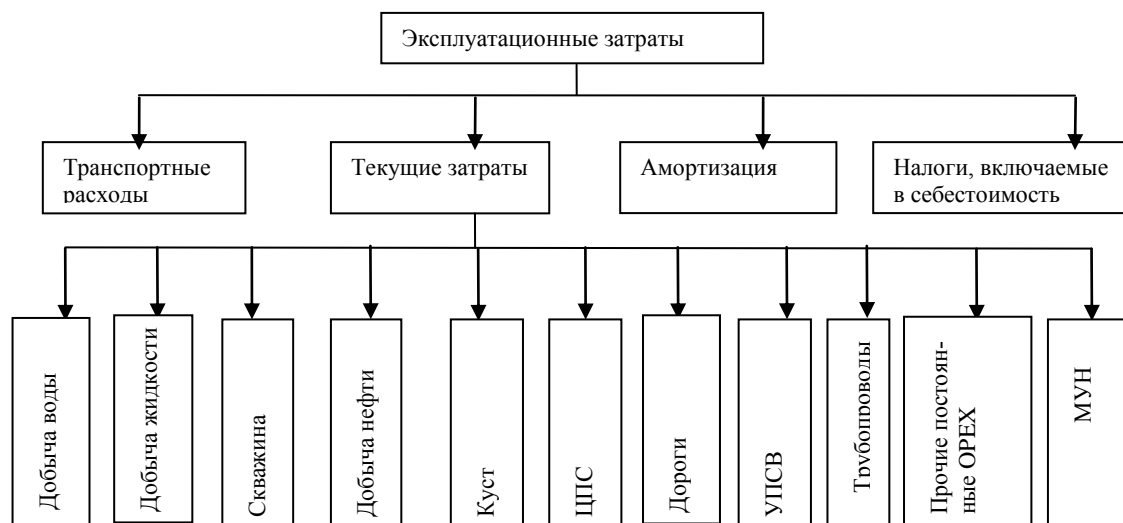


Рис. 2. Структура эксплуатационных затрат

Таблица

Налоговая нагрузка при применении понижающих коэффициентов

Вариант	НДС	НДПИ	Налог на прибыль	Налог на имущество организации	Прочие	Страховые взносы	ИТОГО	NPV по участку
Вариант 1	2974	6311	735	267	53	36	10376	6,0
Вариант 2	2974	4167	1113	267	53	36	8610	608,9
Вариант 3	2974	3760	1182	267	53	36	8272	694,2
Вариант 4	2974	2642	1406	267	53	36	7378	925,7

Последствием снижения НДПИ явилось сокращение эксплуатационных расходов, и тем самым увеличение прибыли. Как видно из табл., темпы снижения НДПИ превышают темпы увеличения налога на прибыль приблизительно в два раза. Несмотря на эту отрицательную статистику, трудно недооценить эффект этого послабления. Как упоминалось выше, помимо прямых налогов, государство будет иметь загрузку мощностей трубопроводов, новые рабочие места и неплохой «задел» для развития других производственных отраслей нашей страны.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39-007-96, ВНИИнефть, Москва.
2. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. Проект пробной эксплуатации Ш.месторождения.
4. Проект пробной эксплуатации Т.месторождения.
5. Проект пробной эксплуатации Ю.-Т.месторождения.
6. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности // В.Крюков, В. Силкин, А. Токарев, В.Шмат//Новосибирск// ИЭОПП СО РАН, 2006г, 172 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ОАО «ГАЗПРОМ»)

Т.В. Цой, М.П. Любятинская

Научный руководитель доцент И.В. Шарф

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. Загрязнение окружающей среды на современном этапе является наиболее острой проблемой, как в мировом масштабе, так и в локальном.

Достаточно высокий вклад в загрязнение вносят нефтегазовые компании, что наглядно демонстрируется следующими фактами:

- при транспортировке только в океан ежегодно сбрасывается около 10 млн. т нефти;
- нефтеперерабатывающими предприятиями выбрасывается в атмосферу свыше 1050 тыс. т. загрязняющих веществ;
- сжигание нефти, газа и угля сопровождается выбросом до 5 млрд. т. в год углекислого газа;
- ежегодно только из российских нефтепроводов вытекает на почву до 20 миллионов тонн нефти.

В последнее время нефтегазовые компании уделяют большое внимание снижению уровня воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду. У многих нефтяных компаний, таких как «Роснефть», «Лукойл», «Газпром», разработаны экологические программы.

Рассмотрим экологическую программу крупнейшей нефтегазовой компании ОАО «Газпром». Деятельность нефтегазовых компаний, в том числе и ОАО «Газпром», по охране окружающей среды и экологической безопасности, осуществляется в соответствии с законодательством страны. Основным законом является Закон «Об охране окружающей среды».

Объектами охраны окружающей среды, являются:

- земли, недра, почвы;
- поверхностные и подземные воды;
- леса и иная растительность, животные и другие организмы;
- атмосферный воздух.

Кроме того, ОАО «Газпром» разработал и принял в 2008 году свою экологическую программу под названием «Экологическая политика», в основу которой положен принцип устойчивого развития, подразумевающий обеспечение динамичного развития «Газпром» при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды и придерживается ее положений. Также «Газпром», как и другие нефтегазовые компании, имеет обязательства позволяющие снизить воздействие на окружающую среду и зафиксированные в лицензионных соглашениях: рациональное использование природных ресурсов, повышения надежности технологического оборудования, обеспечения его безопасной и безаварийной работы, рекультивации нарушенных и загрязненных земель.

Помимо разработки программы, «Газпром» расширяет базу внутренних нормативных документов и стандартов с целью упорядочения работы и повышения уровня квалификации персонала, создания и улучшения качества производственно экологического мониторинга посредством высокотехнологического оборудования.

Рассмотрим структуру затрат «Газпром» на охрану окружающей среды и экологические платежи в 2007 году сумма составила – 8,22 млрд. руб., в 2008 году – 17,16 млрд. руб., в 2009 году – 10,37 млрд. руб. (рис. 1.).

Из представленной диаграммы (рис. 1.) видно, что текущие затраты на охрану окружающей среды неустойчивы.

С одной стороны, затраты росли в связи со структурными и функциональными изменениями федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в сфере охраны окружающей среды. С другой стороны, они снижались так как у ОАО «Газпром» наблюдалось падение добычи газа, а следовательно уменьшались платежи экологического характера.

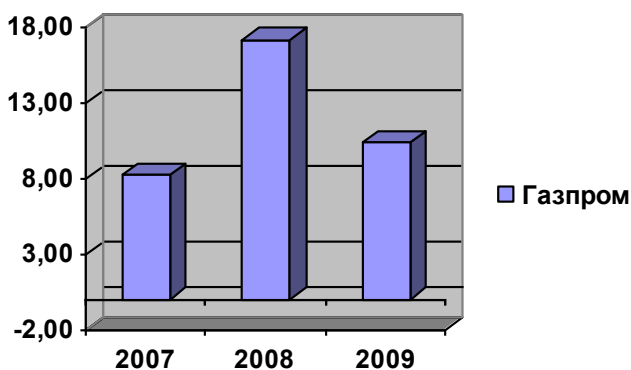


Рис. 1. Текущие затраты Газпрома на охрану окружающей среды (млрд. руб.)

Причем, текущие затраты распределились следующим образом (рис. 2.):

- в 2007 году наибольшие средства были израсходованы на охрану водных ресурсов – 3,70 млрд. руб. (63 %), затраты на охрану атмосферного воздуха составили 1,36 млрд. руб. (23 %), на охрану земель от токсичных отходов выделено 0,60 млрд. руб. (11 %), на рекультивацию земель – 0,20 млрд. руб. (3 %);

- в 2008 году половина текущих затрат ОАО «Газпром» израсходована на охрану водных ресурсов – 3,9 млрд. руб., затраты на охрану атмосферного воздуха составили 1,4 млрд. руб. (21%), на охрану земель от токсичных отходов – 0,9 млрд. руб. (14 %), на рекультивацию земель – 0,3 млрд. руб. (3%);

- в 2009 году текущие расходы распределились следующим образом: на охрану водных ресурсов – 3,63 млрд. руб. (35%), на охрану земель – 1,9 млрд. руб. (19%), охрана воздуха – 0,2 млрд. руб. (2%).

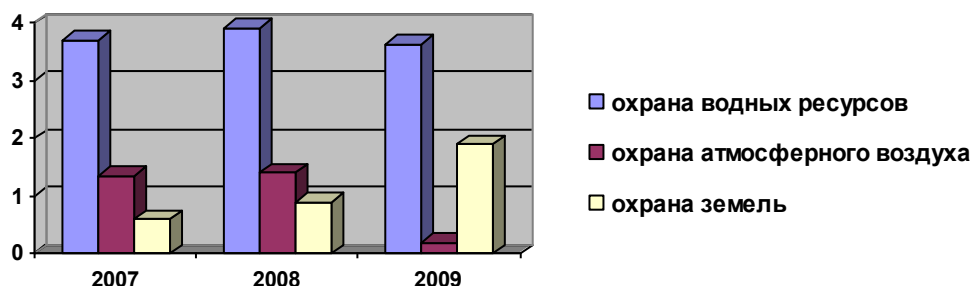


Рис. 2. Распределение текущих затрат Газпрома на охрану окружающей среды в 2007-2009 гг. (млрд. руб.)

Из выше представленной диаграммы видно, что текущие затраты ОАО «Газпром» на охрану водных ресурсов, атмосферного воздуха, охрану земель не отличаются устойчивостью. Прежде всего, разработка новых месторождений природного газа привела к увеличению объемов переработки углеводородного сырья, что привело к росту загрязняющих выбросов в атмосферу, как следствие рост платежей. Кроме того увеличились затраты на охрану земель из-за нормативно-методической неурегулированности вопросов нормирования и получения разрешений на выбросы при проведении ремонтных работ на газопроводах и сбросы ливневых сточных вод на рельеф местности.

Большая часть затрат «Газпром» идет на охрану водных ресурсов. Компания проводит мероприятия по рациональному использованию водных ресурсов. Так, в 2008 году «Газпром» были разработаны новые технологии по системе оборотного и повторного использования воды, что привело к увеличению объемов использования воды на 85 % и снижению водоотведения от производственных объектов на 27 %.

Однако, должные меры не могут способствовать решению всех экологических проблем. К сожалению, существующие платежи в экологической сфере не являются инструментами воздействия на предприятия не только нефтегазовой отрасли, но и других отраслей. Необходимо не только нормативно-правовое регулирование, но и изменение существующей системы платежей за загрязнение окружающей среды. Данная система должна стимулировать внедрение новейших экологически чистых технологий по переработке и транспортировке углеводородного сырья.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Открытое Акционерное Общество «Газпром» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/>, свободный.

ПРОБЛЕМЫ ВЫБОРА ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КЛАССА ERP ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМ ПРЕДПРИЯТИЕМ

Д.В. Чалов, Ю.В. Демьяненко

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня основным фактором создания длительного конкурентного преимущества и роста инвестиционной привлекательности компании становятся оптимальные стратегии управления бизнесом. Эффективное управление – это такой же ресурс, как деньги или материальные ценности. Именно этот ресурс помогает динамично реагировать на постоянно меняющуюся рыночную ситуацию, контролировать все стороны деятельности предприятия, оперативно выявлять «узкие места» и концентрировать усилия именно там, где они наиболее необходимы в данный момент.

В настоящее время наиболее популярным является внедрение информационных систем. Эти продукты также встречаются под названиями: корпоративные информационные системы, информационно – аналитические программные продукты, автоматизированные рабочие места, учетно-управленческие программы, ну и конечно ERP-продукты. К ним относятся программные продукты, которые способны собирать информацию о деятельности организации, обобщать ее, осуществлять управленческий и бухгалтерский учет, предоставлять руководителям информацию для принятия решений в удобном для них виде. Иногда эти программные продукты имеют в своем составе модуль «Планирование», который позволяет генерировать некоторые планы, например, рассчитать

план закупки сырья и материалов на следующий месяц, исходя из планируемых объемов производства. Правда, программный продукт не учитывает, есть ли на расчетном счете компании достаточное количество денег, чтобы реализовать эту закупку, поэтому окончательное решение по плану и бюджету закупок приходится принимать человеку. Таким образом, эти программные продукты не могут самостоятельно принимать управленческие решения, а если и могут, то в очень ограниченном объеме и в хорошо алгоритмизированном управленческом пространстве. Чаще всего такие программные продукты используют ряд референтных моделей, построенных на опыте предыдущих внедрений продукта. Но стоит отметить, что не всегда эти референтные модели соответствуют практической действительности компаний, которые их преобретают. В лучшем случае программный продукт может быть адаптирован под нужды компании. В худшем случае специалисты по внедрению рекомендуют организовать бизнес по «правильной западной референтной модели». К таким информационным продуктам относятся [1]:

- продукты компании «1С»;
- продукты корпорации «Парус»;
- продукты корпорации «Галактика» и других отечественных производителей.

Из зарубежных информационных продуктов наиболее известны следующие:

- SAP;
- АХАРТА;
- ВААН и др.

Анализируя темпы автоматизации управленческих процессов в различных отраслях реального сектора экономики России, специалисты приходят к единому мнению – ни одна из них не продвинулась так далеко в понимании необходимости информационных технологий, как нефтегазовая. Сегодня впечатляют не столько количественные показатели инсталляций программного обеспечения и число пользователей в нефтегазовых компаниях, сколько накопленный опыт, позволяющий говорить о фундаментальных наработках для тиражирования.

Наряду с "ключевыми заказчиками", к которым системные интеграторы относят ОАО "Газпром", ОАО "ЛУКОЙЛ", НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО АНК "Башнефть" и ОАО АК "Транснефть", в нефтегазовой отрасли России успешно работает ряд так называемых "независимых нефтегазодобывающих компаний", не интегрированных в вертикальные холдинги. Они позиционируют себя как средние и малые предприятия и имеют целый комплекс специфических проблем и задач в бизнесе, отличных от ВИНК. Например, в случае снижения цен на нефть и дефицита экспортных возможностей основная проблема таких предприятий – расширенные зоны конкурентного преимущества на рынке за счет повышения эффективности собственного бизнеса. Соответственно, это повышает интерес независимых производителей углеводородного сырья к достижениям информационных технологий.

Поиск современных систем управления предприятием в целом определяется двумя основополагающими вопросами. Первый – зарубежную или российскую систему выбирать. И второй – должна она стать платформой для дальнейшей собственной разработки систем автоматизации существующего бизнеса или продуктом, изначально "несущим" бизнес-решения, настраиваемым в соответствии с текущими задачами, но при этом позволяющим развиваться как с точки зрения бизнес-задач, так и их отражения в информационной системе. После ответа на эти вопросы критерии дальнейшего выбора хорошо известны и в общих чертах, с той или иной степенью детализации, описаны в различных источниках.

Однако, учитывая специфику среднего и малого нефтегазового бизнеса, внесем небольшие коррективы в общую структуру критериев выбора, разделив их на внешние и внутренние.

К внешним критериям относятся:

1. функциональная полнота продукта;
2. производительность и масштабируемость;
3. технологии и архитектура;
4. надежность и защищенность системы и базы данных;
5. политика продвижения продукта на соответствующем сегменте рынка и работа с клиентом.

Причем все эти критерии работают совокупно.

Внедряемый программный продукт должен быть ориентирован на растущий бизнес, поэтому следует обязательно учитывать высокую динамику изменчивости малого и среднего бизнеса. То есть предусмотреть возможность масштабирования продукта на несколько шагов вперед.

Поскольку предприятия данной группы, как правило, не могут позволить себе больших затрат на постоянное обновление ПО, то требуется аналогичное опережение и по критериям 3 и 4. Обеспечить это могут наиболее новые и надежные на текущий момент решения.

В ряде случаев недостаточное внимание при выборе системы уделяется пятому из указанных критериев, а ведь серьезный анализ позиций продукта на рынке является одним из важных факторов успеха. Одна из наиболее распространенных ошибок – оценивать позиции продукта с точки зрения стоимости лицензий и непосредственно внедрения. На деле при оценке надо учитывать присутствие поставщика, количество консультантов по продукту и внедряющих компаний, наличие учебных центров и литературы по продукту.

Для средних и малых компаний чрезвычайно важно связать внешние критерии с внутренними, такими, например, как:

- Бюджет или цена. Во-первых, цена проекта внедрения. Во-вторых, для средних предприятий показателем ROI (возврат на вложенные инвестиции) и TCO (совокупная стоимость последующего владения системой) гораздо критичнее, чем для крупных.

- Люди. Содержание собственной полнофункциональной команды внедрения зачастую является неоправданной роскошью для предприятий среднего сегмента. Продукт должен позволять минимизировать состав команды внедрения со стороны заказчика и последующее сопровождение внутренними силами.

- Время. Дефицит этого ресурса не позволяет предприятиям рассматриваемого сегмента рынка реализовать длительный проект, каким бы заманчивым не представлялся его конечный результат.

В качестве вывода напомним утверждение специалистов: "время приобретения ПО как инструментария уходит, если уже не ушло". Иными словами, заказчик, делая сегодня выбор, должен понимать, что он покупает в целом систему взаимоотношений – как внутри компании, так и с внешними участниками его бизнеса. А это значит, что выбранная система неминуемо принесет в компанию определенную бизнес-философию, целевая задача которой – повысить управляемость и инвестиционную привлекательность компании.

Подводя итог вышесказанному, хотелось бы отметить следующее. Все новации, требующие дополнительных организационных усилий, мероприятий по повышению квалификации сотрудников, отрыва опытных специалистов от повседневной работы встречаются без большого энтузиазма, особенно если результат неочевиден, а оцениваемые затраты достаточно высоки. Тем не менее, создание интегрированной информационной системы, обеспечивающей возможность управления предприятием на основе оперативных, аналитических и достоверных данных это не дань моде, а настоятельная необходимость.

В качестве простого примера можно привести распространенные ныне практически везде системы офисного документооборота и электронной почты, и без которых сотрудники уже не могут обойтись: офисная культура не предполагает такой организации, где по каждому требующему того поводу нужно обзванивать коллег, писать записки секретарям, отрывать время у руководства и сотрудников и т.д., если имеется информационная система группового использования, позволяющая выполнить все необходимое «без отрыва от производства».

ERP системы, как бы о них не отзывались, - это объективная реальность, перспективность развития данного направления информационных технологий не вызывает сомнений.

Чем раньше руководство предприятия начинает проводить работу по обучению и подготовке персонала к внедрению современных информационных технологий управления, тем быстрее будут выработаны согласованные позиции у представителей различных направлений деятельности, тем меньшие временные и денежные затраты понесет предприятие в процессе внедрения, тем раньше руководство предприятия будет обладать эффективным инструментом для принятия управленческих решений [2].

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. М. Бахарева. Базисная система управления организацией: S7 magazine – 05\2010 – с/46.
2. Елиферов В.Г., Репин В.В. – Бизнес-процессы: Регламентация и управление: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2006. – 13с. – (Учебники для программы MBA).
3. Управление проектом. Основы проектного управления: Учебник – М.: КНОРУС, 2006. – 559.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ СОПУТСТВУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ НА ЭТАПЕ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

В.В. Чигринова

Научный руководитель старший преподаватель В. Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Общеизвестно, что в нефти в высоких концентрациях находится широкий спектр многих элементов таблицы Менделеева. Извлечение их могло бы дать существенную прибыль нефтедобытчикам, как это произошло с гелием, когда 1 м³ добытого попутно гелия оказался намного дороже 1 м³ нефти или газа. До сих пор в этом направлении ничего не делается, хотя из нефти при сравнительно небольших затратах можно получать Hg, S, Ni, V, Co, As, Au, Pt, Pd, Ag, Cu, U и многие другие металлы [5].

Ученые обнаружили свыше 60 элементов в металлоносном углеводородном сырье России. Они установили, что тяжелые нефти и битумы наиболее обогащены V, Ni, Re, Mo, Se, As, Cd. Содержание ванадия в ряде месторождений сопоставимо с рудной концентрацией. В отдельных случаях отмечаются повышенные содержания Zn, Cr, Cu, Co, Hg, Bi, Ge, Ag, U, Hf, Se, Sn и других элементов [2]. Нефтегазоносными провинциями с доминированием ванадиевых и никелевых соединений являются Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Прикаспийская нефтегазовые провинции. Для них характерны наиболее высокие суммарные концентрации. Содержание V и Ni в нефти изменяется от 1–5 до 120–130 и от 0.5 до 50 г/тонну. В тяжелой сернистой нефти концентрация V достигает 550–1400, Ni – до 120195 г/тонну. При этом ванадий широко используется в хозяйстве: в качестве легирующей добавки при производстве специальных сортов стали, как катализатор в химической промышленности; его органические соединения могут применяться при создании лекарственных препаратов и красителей. Учитывая невысокое содержание ванадия в рудах (максимум 1500 г/тонну), его попутное извлечение из нефти и битумов представляется весьма перспективным.

Ванадий и никель были в числе первых металлов, обнаруженных в нефти, видимо в связи с их повышенными концентрациями в сравнении с другими металлами. В девонской нефти Альберты (Канада) ванадий содержится в количестве 0,04–83,7, в среднем 13,6 г/тонну. В нефти Иллинойса ванадия 0,35–1,5, а в арабской – 9,52–51 г/тонну. Зольный остаток нефти из месторождений на западе США содержит 5–50 % ванадия. Максимальное содержание ванадия в нефти достигает 6 кг/т [3]. Никель по содержанию в углеводородном сырье стоит на втором месте после ванадия. Анализ других научных публикаций также подтверждает повышенную металлоносность нефти по миру. Так, в США процент производства ванадия связано с его получением из нефти, поставляемой из Венесуэлы. Повышенной ванадиеносностью характеризуются также высокосернистые нефти Урало-Волжской провинции России и Ирана [1], а также нефти Казахстана, Ирака, Кувейта, Анголы, Колумбии и Эквадора [6]. Ванадий из нефти и битумов в промышленном масштабе добывается в Канаде, США, Венесуэле. В России при кондиционных концентрациях ванадия в нефти и битумах его добыча из этого вида сырья не налажена. И при этом страна испытывает острый дефицит ванадия. В пределах крупнейшей ванадиево-нефтяной (и битумной) Волго-Уральской провинции находится преобладающая часть геологических и извлекаемых запасов нефтяного ванадия всей страны. Определенный интерес в этом отношении представляют тяжелые нефти и природные битумы Тимано-Печорской провинции. Оленекское месторождение битумов в Восточной Сибири имеет ресурсный потенциал ванадия и никеля в сотни тысяч тонн [2]. Самое эффективное накопление ванадия происходило в меловом периоде в черных сланцах (в среднем 590 г/тонну). Это коррелируется по времени с максимумом нефтеобразования. В России 71% запасов составляет нефть мелового возраста [7].

По экспертной оценке мировые потенциальные ресурсы ванадия в тяжелой нефти и битумах составляют примерно 125 млн. тонн, а извлекаемые попутно с нефтью – около 20 млн. тонн. За время разработки таких месторождений при извлечении нефти потеряно до 1 млн. тонн ванадия стоимостью несколько десятков миллиардов долларов. Запасы ванадия в нефти только двух месторождений Тимано-Печорской провинции (Ярегского и Усинского) значительно превышают запасы разрабатываемых рудных месторождений. Сейчас ванадий и никель теряются при сжигании нефтепродуктов, нанося большой ущерб окружающей среде и скважинному оборудованию. Только на Ярегском месторождении безвозвратно теряется 9,3 тонны пентаоксида ванадия и 1,2 тонны никеля в год. Концентрации металлов в нефти отдельных месторождений столь значительны, что оказываются вполне сопоставимыми с содержаниями металлов в рудах, извлечение их из которых является вполне рентабельным. Общеизвестно, ванадий добывается из руд при его содержании 0,1–1 %, никель – 0,5–1,5 %, свинец – 1–8 %, цинк – 1–10 %, ртуть – 0,2–1 % [8].

В настоящее время существует достаточно много промышленных технологий извлечения попутных компонентов из нефти и нефтяного газа. По нефтяному газу – это получение гелия, этана, пропана, изобутана, бутана, сероводорода. Из нефти возможно извлечение серы, парафина и некоторых металлов (V, Ni, Cu). В ряде стран (Канада, Венесуэла, США) из тяжелой нефти и битумов в промышленных масштабах извлекают V, Ni, U и другие металлы. В 1986 г., например, производство V_2O_5 из отходов переработки нефти составило 15,3 % от общего ее производства в этих странах. В Мексике из битума небольшого по запасам месторождения извлекается молибден. Полупромышленные работы по извлечению ванадия из битумов и тяжелой нефти проводились в Великобритании, Мексике, Италии. Ванадий и никель в металлогении отечественной нефти и природных битумов наиболее хорошо изучены, так как они преобладают среди металлических компонентов углеводородного сырья многих провинций. По данным Всесоюзного научно-исследовательского института Министерства геологии самым высоким содержанием V и Ni характеризуются тяжелые нефти и битумы Урало-Поволжья. Например, в Татарстане, при геологических запасах пермских битумов 7,1 млрд. тонн, ориентировочные запасы этих металлов (при средних кондициях V_2O_5 –625 и Ni–50 г/т) составляют 4437 тыс. тонн V_2O_5 и 355 тыс. тонн Ni. Это позволяет считать данный регион достаточно крупной ванадиево-никелевой провинцией [4].

Во Всесоюзном научно-исследовательском институте Министерства геологии разработан целый ряд оригинальных технологий и проведены промышленные испытания по использованию «нефтяного» ванадия на действующих предприятиях цветной и черной металлургии: например при производстве никелевых, а также алюмокремниевых сплавов, легированных ванадием из нефти; выплавке ферросилиция, технического кремния, высокопрочных чугунов с шаровидным графитом. Очистка нефти от ванадия с извлечением его в виде концентратов или товарных продуктов не требует организации новых производств, а может быть осуществлена введением на действующих нефтеперерабатывающих предприятиях дополнительного технологического звена. При этом должны возрасти экономическая рентабельность нефтепереработки, комплексность использования сырья и экологическая безопасность [3].

В целях стимулирования предпринимателей к извлечению металлов из углеводородного сырья необходимо активное участие государства, которое должно создать эффективные меры, направленные на повышение интереса нефтедобывающих компаний к данной проблеме. Перечень возможных мер со стороны государства:

1. Инвестирование нефтеперерабатывающих заводов для строительства дополнительного технологического звена в производстве.
2. Снижение ставок по налогу на добавленную стоимость на извлеченные из нефти металлы в случае реализации по России.
3. Снижение таможенных пошлин на извлеченные из нефти металлы в случае их дальнейшего экспорта.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Авдонин В. В., Бойцов В. Е., Григорьев В. М. и др. Месторождения металлических полезных ископаемых (Раздел «Ванадий»). М., 2005. С. 86 – 91.
2. Белонин М. Д., Самсонов В. В., Грибков В. В., Нелюбин В. В. Металлоносность нефтей и битумов России // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Т. 3. СПб., 1999.
3. Бескровный Н. С. Нафтометаллогения: единство нефте- и рудообразования // Журнал Всесоюзного химического общества, 1986. Т. 31. № 5. С. 569 – 574.
4. Комплексное использование минерально-сырьевых ресурсов в нефтяной промышленности в целях повышения экономической эффективности освоения месторождений углеводородного сырья / Сост. В. И. Игrevский, В. В. Филиппов, А. В. Валиханов, А. З. Кузьмин, Г. П. Вдовыкин, В. М. Саттаров, Е. И. Кушнирова, Т. А. Алекперов, Т. Д. Трунилина, Е. Я. Николаева; отв. Ред. А. З. Кузьмин. М.: Недра, 1985. 420с. (ВНИИОЭНГ).
5. Летников Ф., академик РАН, Страна у опасной черты: растраниживание сырьевого запаса страны приобретает угрожающий характер//Ресурсы. - №9. – сентябрь 2002.
6. Маракушев А. А., Маракушев С. А. Природа геохимической специфики нефти // ДАН, 2006. Т. 411. № 1. С. 111 – 117.
7. Недра России. Вып. 2. Т. 1. Полезные ископаемые / Под ред. Межеловского Н. В., Смирнова А. А. СПб.; М.: Наука, 2001. 549с.
8. Якуцени С.П. Новые источники ванадий-никелевого сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Проблемы оценки ресурсов и комплексного освоения природных битумов, высоковязких нефтей и сопутствующих им металлов. Л.: ВНИГРИ, 1990. С. 65 – 67.

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КОМПЕТЕНЦИИ ЭКОНОМИСТА

Е.В. Шуман, А.С. Башкарёва

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня нет экономиста, который бы не понимал значимость постоянного роста профессиональных знаний для успешной карьеры. На сегодняшний день для серьезной карьеры необходим высочайший профессионализм. Проблема в том, что умные и образованные люди терпят неудачу в связи с тем, что современный бизнес выдвигает очень жесткие требования к работникам.

Немаловажным фактором является конкуренция на рынке труда. Уровень конкуренции высок, и чтобы победить в жесткой борьбе, только опыта и знаний сейчас уже недостаточно, необходим еще и внутренний энергетический ресурс.

Поэтому экономисту необходимы качества, которые напрямую не связаны с профессиональными знаниями, и которым раньше не придавалось большого значения. Эти требования называют необходимыми компетенциями. Компетенция – это комплексное качество работника, сумма нескольких составляющих: знаний, навыков, поведенческих моделей, позволяющих решать те или иные задачи.

Какими же компетенциями должен обладать современный экономист, чтобы:

- 1) быть конкурентоспособным на рынке труда,
- 2) поддерживать эмоциональный и энергетический баланс в своей жизни?

Экономист – престижная профессия. Термин «экономика» использовался в Древней Греции и означал «домоводство», то есть экономическому анализу подвергалось ведение домашнего хозяйства. Первым экономистом считается Аристотель, который строил теории насчет обмена товаров, их стоимости и полезности.

Ни одно предприятие не может вести свою деятельность без экономиста, поскольку является одним из самых значимых специалистов на предприятии. Этот сотрудник правильно расставляет приоритеты и цели, чтобы получить максимальную прибыль с наименьшими потерями.

Профессиональные знания – это совокупность знаний по основам экономической теории, общественных наук, статистике, демографии, математике и той области, где ему предстоит работать. Это, чему нас обучают в институте, на различных курсах повышения квалификации, это системы знаний, предлагаемые при обучении на различных программах, например, обучение и аттестация на международные сертификаты. Это техническая сторона нашей профессии, набор инструментов, которым экономист должен владеть в совершенстве. Навыки владения этими инструментами, а также овладение новыми, должны, по крайней мере, не отставать от требований растущего и развивающегося бизнеса. Сейчас условие выживания любого бизнеса – это его развитие.

Стрессоустойчивость и управление поведением – это уверенное поведение, противостояние манипуляциям, умение сохранять самообладание в любых условиях, умение отказываться, когда это необходимо, умение убеждать людей, привлекать их на свою сторону, умение преодолевать сопротивление. Нередко в нашей работе возникают ситуации, когда нас пытаются привлечь к делам или к исполнению решений, которые нам не по душе или которые мы не предполагали делать. Очень важно уметь договариваться и приходиться к согласию с окружающими с пользой для себя и не во вред партнерам.

Коммуникативные навыки – одно из самых важных умений, потому что вопреки распространенному мнению, что экономист работает только с бумажками – мы-то знаем, что все эти бумажки нам приносят или не доносят люди, и качество нашей работы напрямую зависит от отношений с этими сотрудниками. В основе большинства коммуникационных проблем лежат проблемы восприятия и доверия.

Управление конфликтами – это очень важный навык для экономиста. Хороший экономист требователен к подчиненным, сотрудникам, к документам, потому что знает, что любая недоработка может привести к серьез-

ным последствиям. Уже одна эта особенность профессии содержит в себе потенциальную угрозу конфликтов. В любом конфликте важно понимать его структуру и отличать непосредственный повод столкновения от подлинных его причин, зачастую скрываемых.

Управление временем – под эти термином понимается исключительно управление собственной деятельностью, организация выполнения задач и ресурсов. Это, прежде всего, как мы распоряжаемся своим временем, перестроение своей работы таким образом, чтобы делать то, что важно для развития вашей карьеры и бизнеса. Эти знания и навыки не будут лишними для любого, самого успешного экономиста.

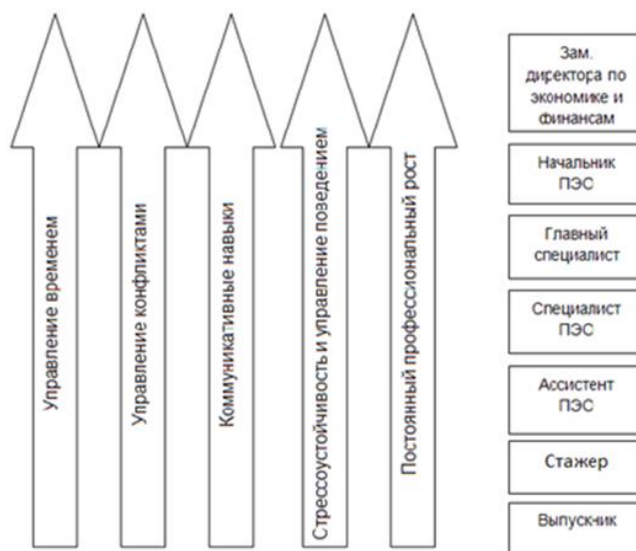


Рис. 2. Карьерная лестница экономиста

Итак, экономист, выполняющий экономический анализ хозяйственной деятельности организации, разрабатывающий мероприятия по обеспечению режима экономии, повышению эффективности работ, выявлению резервов, предупреждению потерь и непроизводительных расходов, более рациональному использованию всех видов ресурсов.

Для успешного продвижения по карьерной лестнице, экономисту необходимо придерживаться модели профессиональных компетенций.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

МЕТРОПОЛЬРЕГИОНЫ ГЕРМАНИИ

З.В. Энгельбрехт-Зенкина¹

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко²

¹*Mannheim, Германия*

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

Для того чтобы решить актуальные экономические задачи, на территориях развитых и развивающихся стран создаются особые экономические области.

В Германии с начала XXI века начались инновационные преобразования благодаря созданию технопарков, технополисов, инновационных экономических областей - Метропольрегионов (МР) [1], примерно в то же время в России началось создание особых экономических зон (ОЭЗ).

Термин Метропольрегион происходит от древнегреческого «метрополис», означающий «родной город». Метрополис являлся связующим звеном для создания кооперационных связей между городами Греции и для основания колоний, чтобы иметь выход к Средиземному морю.

При определении Метропольрегионов в Германии применяется контекст, где «метрополь» имеет мультифункциональное значение и объединяет размер, центральность, «пионерские» проекты, космополитизм, и имеет международный и глобальный смысл. Метрополии связаны всегда с быстрым темпом развития, который отражает уровень жизни, частности, культурный. Метрополии отражают и теневую сторону больших городов с их уединенностью, нищетой и криминальной обстановкой [2].

Идея создания Метропольрегионов в Германии возникла в конце 80-х годов. Экономическое развитие Германии требовало сконцентрировать внимание на «ядрах агломерации населённых пунктов». Территории с

высокой концентрацией населения, административными, учебными заведениями, банками, индустрией и т. д. оказывали большое влияние на экономическую политику страны. Далеко идущий потенциал новой экономики требовал от государства правильных политических решений [3].

Метропольрегионы являются моторами экономического, политического, социального и культурного развития не только Германии, но и Европы в целом. Практически все МР вовлечены в проекты с финансовой поддержкой от подъемных программ ЕС, сотрудничают с большими городами и «пространствами с высокой концентрацией населения, административными, учебными заведениями, банками, индустрией и т.д.» в других государствах-участниках ЕС.

При всём этом, Метропольрегионам уделяется не достаточное внимание в представлении регионов на уровне ЕС в Брюсселе. Основу экономических, политических решений и мероприятий Европейского Союза можно увидеть во многих статистических сборниках. Так, например, регион в его европейском понимании бывает не всегда целиком охвачен статусом МР. Гамбург с его более, чем 4 млн. жителей не считается МР, а почти в два раза меньший Гамбург (Hansestadt) уже имеет статус Метропольрегиона. По мнению экспертов это требует других решений на высоком уровне [4].

МР в Германии по их интеграции в европейские и международные инфраструктурные сети являются довольно активными в европейском масштабе. Необходимо отметить, что в России и Германии огромную роль в создании особых экономических зон и Метропольрегионов играет государство. В Российской Федерации приоритетом являются правительственные решения, направленные на изменение экономической политики.

Несмотря на то, что в некоторых сегодняшних МР Германии уже долгие десятилетия велась активная деятельность, частично даже в дифференцированных и самостоятельных структурах, способных принимать решения и проводить мероприятия, Метропольрегионы были официально признаны в ФРГ лишь в 90-х годах. 8 марта 1995 года Министерством регионального планирования (МКРО), было принято постановление об особых областях Германии [5]. Сначала семь МР в Германии были признаны «моторами государственного, экономического, социального и культурного развития на европейском и международном уровнях», способными в дальнейшем воздействовать на более обширные региональные территории. Для Метропольрегионов Германии характерны следующие функции:

- функция принятия решения и контроля, относительно количества и поля деятельности «центров решений» - органов государственной власти, экономики и финансового мира;

- инновационная функция и функция соревнований, проявляющих себя как двигатель технико-научных, социальных и культурных инноваций. Измеряются, например, количеством учащихся в вузах, количеством специфических областей, в которых ведутся исследования, и даже количеством посетителей театров;

- функция шлюза, осуществляющая интеграцию Метропольрегиона в национальные и международные потоки товаров, людей и информационные потоки. Индикаторами, например, являются отправления высокоскоростных поездов, пассажиры в аэропортах, грузообороты, посетители выставок-ярмарок и издательства [6].

Все эти функции дают представление эффективности и международного самовыражения конкретного МР. Кроме того эти функции делают возможным анализ слабых и сильных сторон, например, для ведения экономических стратегий и развития государственно-частного партнерства.

В 2005 г. с принятием Федеральным правительством отчёта о региональном планировании и с новой формулировкой, принятой Министерством регионального планирования (МКРО), об образцах и торговой стратегии для территориального развития в Германии в 2006 г., [7] Метропольрегионы получили еще большее признание как на федеральном, так и на региональном уровне. В этот же период Метропольрегионы были территориально сформированы. Опираясь на различные критерии и принимая во внимание соответствующие усилия самих МР, в Германии было признано 11 Европейских Метропольрегионов. На сегодняшний день это: Берлин-Бранденбург, Франкфурт на Рейне/Майне, Hansestadt Гамбург, Ганновер-Брауншвайг-Гёттинген, Мюнхен, Нюрнберг, Рейн-Неккар, Рейн-Рур, Саксонский треугольник, Бремен и Штутгарт.

Поскольку их развитию предавалось большое значение, дальнейшее усиление Метропольрегионов происходило по трём главным направлениям:

- рост и инновации,
- обеспечение запланированного уровня жизни,
- охранение ресурсов и видов культурных ландшафтов.

Необходимо обратить внимание, что особые надежды возлагались на направление «рост и инновации», именно оно и должно было внести наибольший вклад в развитие Метропольрегионов. Территориальное инновационное экономическое развитие было целью этого направления.

Для достижения большего в направлении «рост и инновации» стратегии и проекты в Метропольрегионах должны сконцентрироваться на следующем:

- построение обширной и значимой дорожной инфраструктуры для региональной и международной связи Метропольрегионов;
- обеспечение порядка в больших интеграционных территориях через процесс «bottom-up» для стабильных организационных региональных форм и растущих компетенций (систем) управления;
- создание территории и сети научного общества через концентрацию и создание кооперационных связей, как инструмента инновационному содействию и развития регионального менеджмента знаний;
- содействие перспективам европеизации Метропольрегионов и присутствия их на европейской и международной трибуне.

Можно отметить, что в сравнительной характеристике Метропольрегионов Германии и особых экономических зон России интерес представляет следующее:

- одинаковый подход к созданию МР и ОЭЗ: правительственные решения Российской Федерации и Германии;
- отсутствие разделения МР по типам деятельности, как ОЭЗ России, например, технико-внедренческие, промышленно-производственные, туристско-рекреационные, портовые и т.д.;
- отсутствие специального строительства МР, как, например, в России ОЭЗ, наделение особым экономическим статусом уже функционирующих территорий («ядер агломерации») Германии;
- нет чётких границ МР, они могут находиться на территории разных земель;
- отсутствие налоговых льгот для предприятий Метропольрегионов, в отличие от системы льгот для резидентов ОЭЗ;
- субсидирование инновационных проектов МР проходит только на конкурсной основе.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Jürgen Egel, Christoph Grimpe, Die Rhein-Neckar-Region im Vergleich zu ausgewählten deutschen und europäischen Metropolregionen, 2009 Baden-Baden, S. 21 - 23.
2. Jürgen Aring, Europäische Metropolregionen – Annäherungen an eine raumordnerische Modernisierungsstrategie, 2009 Hannover, S. 359; (Hrsg): Knieling, Metropolregionen Innovation, Wettbewerb, Handlungsfähigkeit, S. 13 - 14.
3. Jürgen Ludwig, Klaus Mandel, Christopher Schwiager, Georgios Terizakis, Metropolregionen in Deutschland. 11 Beispiele für Regional Governance. Nomos 2009, S. 17 - 18.
4. Heidi Elisabeth Mergle, Metropolitan Regions as a New Spatial Planning Concept. Aspects of Implementation, Using the Example of South-Western Germany, 2010 Hannover, S. 13 - 16.
5. Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau (Hrsg.), Raumordnungspolitischer Handlungsrahmen. Beschluss der Ministerkonferenz für Raumordnung in Düsseldorf am 8 März 1995, 1995, S. 27.
6. Hans H. Blotevogel, K. Schulze, Zum Problem der Quantifizierung der Metropolfunktionen deutscher Metropolregionen, 2009 Hannover, S. 359; (Hrsg): Knieling, Metropolregionen Innovation, Wettbewerb, Handlungsfähigkeit, S. 33 - 34.
7. Siehe zu diesen und den folgenden Ausführungen insgesamt: Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung (Hrsg): Leitbilder und Handlungsstrategien für die Raumentwicklung in Deutschland, 2006.

Section 20

GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

MODERN TECHNOLOGIES IN TEACHING ENGLISH FOR SPECIFIC PURPOSE IN THE CONDITIONS OF TWO LEVEL EDUCATION SYSTEM

L.M. Bolsunovskaya

Associate professor, head of foreign language department
Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Signing the Bologna Agreement in 1999, Russia entered a new phase in the reformation of the education system. Due to globalization the following objective was developed: to create an integrated extent European education system. «An incorporated association in the education system is an essential part of the cooperation community, united in different regional organizations to achieve the goals in economic integration, social unity and political security» (HSE, 2005).

According to the national policy in the higher education system, it is critical for an engineer to be capable of adapting to variable living conditions, analyzing situations, evaluating and finding solutions to initial problems, possessing communication skills and developing intercultural relations. This would make it possible for the future engineer to tackle professional problems not only in the native language, but also in the foreign language (in our case in English).

Under conditions of educational globalization, many Russian universities develop and implement modern multilevel educational programs, covering both a good command of the foreign language and professional-oriented communication and suggest improvement of computing base.

Development of computer technologies and telecommunication means of search, handling and information exchange radically influences the content and ways of organizing future professional activity of engineers. Computer-mediated communication (including the foreign language) is highly demanded in the society, which requires the skills of competent oral and written speech, self-presentation, an effective deal with different information and critical evaluation of information recourses.

Information community formation results in the development of the computer environment of business, scientific and everyday communication. According to this, when formulating objectives of training technical specialists, it is necessary to take into account changes in the professional field peculiarities in computerization conditions. Besides, in the communication engineer training the emphasis is often placed on special features of communication by means of educational computing.

Newly designed courses application in engineering professional-communicative teaching as an integrated part of the engineers' curriculum enhances implementation of such educational programs, which suggest application of combination of teaching programs based on the ideas of computer software training with other means of teaching. Information-communication technologies are connected with television, computers, projectors or text-, audio-, television- and computer environments.

One of the computing technologies fulfilled in practice is an interactive board. It successfully combines possibilities of projective technologies and a sophisticated touch-sensitive device, which allows not simply displaying information, but also operating the process, i.e. adjust and correct the data, make notes and remarks. Thus, the following major facilities are realized in the interactive board: slide show, audio- and video-information representation, text and image edit and display, the Internet connection, teleconference, etc.

Consequently, original engineering problems, encouraging creation of professional-communicative situations and meeting the current engineering demands to develop their communicative skills, win new bright and vivid sides. The educational program acquires a new language-teaching approach, which stimulates language motivation of future engineers, their creativity and independence.

Thus, application of computer technology as an integrated part of engineering curricula reinforces the introduction of a new curriculum course. Engineering problems and situations can be challenging in designing professional-communicative situations and meet the needs of engineering students in the development of their communication skills.

The Bologna Agreement encouraged dynamic development of the new education programs for intercultural professional-oriented communication with application of computer technology, which raise highly qualified Russian engineers who can communicate effectively in a multicultural professional world and growing global marketplace.

GEODÄTISCHE POSITIONIERUNG VON DEFEKTEN AN DEN ROHRLEITUNGEN
M.W. Balachonzew

Wissenschaftliche Leiterinnen Dozentin N.A. Antropowa, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist das Studium der modernen Methoden der geodätischen Positionierung von Defektestellen an den Fernrohrleitungen anhand der modernen Methoden und Geräte.

Die Informationen über den technischen Zustand der Erdölleitungen werden mit Hilfe der Innenrohr-Inspektionsgeräte mittels des vierstufigen Diagnostiksystems erhalten. In jeder der vier Stufen werden verschiedenartige diagnostische Geräte verwendet, in denen verschiedene physikalische Prinzipien der zerstörungsfreien Prüfung realisiert werden.

Die erste Stufe des Diagnostiksystems der Offenen Aktiengesellschaft "Transneftj" – stellt Mehrkanal-Profilmesser dar, die für die Kontrolle der geometrischen Parameter der Rohrleitung bestimmt sind. Der Mehrkanal-Profilmesser misst den inneren Querschnitt der Rohrleitung, stellt die Defekte fest und misst ihre Geometrie – Verbeulungen, Rillen, Verengungen, Ovalitäten, die Defekte des Typs „schiefe Fuge“. Das Gerät versorgt das Auffinden der Dreischenkelröhre, der Schieber und anderer Rohrarmatur. Es gestattet, den Umdrehungswinkel der Rohrleitung zu registrieren und die Rohrabschnittsverteilung festzustellen, dabei zeigt es ihre Lage und Länge. Der Mehrkanal-Profilmesser ist mit einem Navigationssystem ausgestattet, das die Raumlage der Erdölleitung und die geographischen Koordinaten jedes Punktes registriert.

Die zweite Stufe des Diagnostiksystems sind Ultraschalldefektoskope, die für das Entdecken der Korrosions- und mechanischen Verluste des Metalls auf der äußerlichen und inneren Oberfläche vorbestimmt sind. Sie stellen auch verschiedenartige Raumunkompaktheiten sowie die Schichtungen im Rohrmittel fest.

Die dritte Stufe des Diagnostiksystems sind magnetische Defektoskope mit der längsläufigen Magnetisierung, die fähig sind, sowohl die korrosions-mechanischen Defekte des Metalls, als auch quergerichtete Lecken, rissähnliche Defekte, Ritze im Rohr und in den Ringschweißrohren an den Tag zu bringen.

Die vierte Stufe des Diagnostiksystems sind Ultraschalldefektoskope, die für das Auffinden der Risse und rissähnlicher Defekte im Rohrkörper und in den geschweißten Nähten bestimmt sind (nichtwaagerechte Diskontinuitäten, Ritze, Delaminationen mit dem Oberflächenaufschluß, mangelhaftes Durchschweißen der Nähte). Je nach der Orientierung der Abtastgeräte lassen die Defektoskope longitudinal orientierte Defekte, querlaufende Defekte oder die parallel der spiralförmigen Naht ausgerichteten Defekte entdecken.



Abb. Kombiniertes Defektoskop

Kombiniertes Defektoskop 40ДКК (die Abb.) – der Komplex für Innenrohrdiagnostik gehört zu den diagnostischen Geräten der neuen Generation. Das neue kombinierte Defektoskop besteht aus den Messsystemen (WM, CD und MD Scan), die auf verschiedenen physikalischen Prinzipien aufgebaut sind. Das Ultraschallsystem WM verwendet 432 Sensoren für das Scannen der Rohrleitungsoberfläche. Diese Informationen dienen zur Bestimmung der Rohrwanddicke, der hochpräzisen Messung der Defekttiefe, der Suche nach Delaminationen und Einschlüssen, der Feststellung der Einbeulungsgröße.

Das Ultraschallsystem CD besteht aus 720 Sensoren, die im Winkel von 17 Grad zur Rohrleitungsoberfläche gelegen sind. Beim Vorhandensein der Störungswelle in Form eines Wanddefektes im Wege der Wellenverbreitung wird diese Verbreitung verzerrt, es kommt zu ihrer Reflexion und Zerstreuung, die von den Ultraschallsensoren registriert werden. Dabei erfasst jeder Meßgeber die Ankunftszeit und die Amplituden von einigen Dutzend reflektierten Echoimpulsen. Die Analyse der Meßgeberdaten kann die Schäden im Wege der Wellenverbreitung feststellen, den Defekttyp, seine Lage im Rohr und Ausmaß.

Das magnetische System MDScan misst die Streuung des Magnetfeldes, das in der Wand des Rohres entsteht, und registriert querausgerichtete Defekte. Das System enthält 1432 Meßgeber, 448 von denen den Ausmaß der transversalen und longitudinalen Tangentialkomponente des Feldes messen und 336 Sensoren des Ergänzungsmesssystems werden zur Feststellung der Defektlage eingesetzt.

In der Stufe der Defekterkennung werden die Feststellung der Defekte, die Bestimmung ihrer Parameter (Länge, Breite, Tiefe) und der Lage an der Rohrleitung, die vorläufige Klassifikation durchgeführt. Die Defekterkennung

wird unter Berücksichtigung der früher bestimmten Lage der Quer- und Längsnähte und Sektionstypen durchgeführt. Die Sensordaten des magnetischen Messsystems werden folgenderweise dargestellt:

- Diagramme der Magnetfeldstärke, die von verschiedenen Typen der Magnetsensoren gemessen sind;
- Farbkarte der Rohrabtastung, auf der die Farbe durch die Größe der Magnetfeldamplitude an der entsprechenden Stelle der Oberfläche bestimmt wird;
- Darstellung des Längs- und Querschnitts der Rohrwand.

Die Informationen über die erfassten Defekte werden in Form von Rahmen verschiedenen Stils und Farbe, speziellen Symbole dargestellt. Die Abbildung der Rahmen, die als Ergebnis der Funktionsausführung der automatischen Datenverarbeitung vorgestellt sind, lässt den Experten die Aufmerksamkeit auf die Analyse der mit Rahmen beschränkten Bereiche konzentrieren. Der beste Fall ist, wenn der Expert nur die Informationen über die Lage der falschen Rahmen entfernen braucht.

Die navigationstopographische Anordnung SIT 1000/1200 des Korrosionstyps ist mit einem plattformlosen inertialen Orientierungssystem, dem Odometer und dem Differentialregime Differential GPS (DGPS) der irdischen mit der Positionierung der MT DGPS gekoppelten Elementen komplexiert. Sie wird zur Reduzierung der Fehler ausgenutzt. In diesem Regime erhält der Empfänger Korrekturen seiner Koordinaten von der Basisstation. Üblicherweise werden die Korrekturen in Realzeit per Radiokanal gesendet. Als Ergebnis erreicht die Genauigkeit der Koordinatenbestimmung circa 1-5 m. Der Navigationstopographiekomplex SIT ist für die Feststellung der geodätischen Koordinaten und der Raumlage der funktionierenden MT vorbestimmt. Er hat zum Ziel:

- Die technologische Parameter von Erdölföhrleitungen bezüglich der Baudokumentationsgemäßheit zu kontrollieren;
- Die Zuordnung der Korrosionsschäden von Erdölföhrleitungen an die Koordinaten des Geländes;
- Die Feststellung der lokalen Verschiebungen von Erdölföhrleitungen;

Die Bestimmung der Raumlage der funktionierenden Erdölföhrleitung einschließlich ihrer technologischen Elemente (transversale Schweißnähte, Dreischenkelröhre, Patronen, Marker, Linenkräne usw.)

Der navigationstopographische Modul kann in der Defektoskopmaschine oder in der Streß-Korrosionsanlage installiert werden. In diesem Fall wird nach dem Ergebnis eines Zyklus ein Bericht von der komplexen Untersuchung der Erdölföhrleitung abgefasst.

Literatur

1. Regel der technischen Diagnostik bei der Annahme nach dem Bau und im Laufe des Betriebs. RD 16.01.-60.30-KTN 068-1-05.
2. Pekarnikow N.N. Diagnostik und Monitoring des Technischen Zustandes der Fernrohrleitungen // Erdölpipelinestransport. – 2007. – № 6. –16 S.
3. Martynow W.O. Programmkomplex für Interpretieren der Angaben des kombinierten Defektoskops // Erdölpipelinestransport. – 2008. – № 12. –13 S.
4. Sinew. A.I. Raumpositionierung der Fernrohrleitungen mit Hilfe der Innenrohrdiagnostik. Aus den Materialien der 10. Allrussischen wissenschaftlich-praktischen Konferenz "Geoinformatik in Erdölgas- und Bergbauindustrie", 2009.

URANIUM-BEARING WATERS OF AVERAGE FLOW BASIN OF THE ANGARA RIVER

A.A. Balobanenko

Scientific advisors professor E.M. Dutova, associate professor A.N. Oleynik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The studied area is geographically located in the southwestern part of the Central Siberian Plateau near the mountain-folded structures of Yenisei Ridge.

Data of the uranium content in groundwater obtained as a result of hydrogeological survey on a scale 1:200 000 sheet O-47-XIV. Water samples have been selected from springs, wells and boreholes.

The uranium content in groundwater varies from $0,14 \cdot 10^{-6}$ to $5,5 \cdot 10^{-6}$ g/l, the average value is $0,73 \cdot 10^{-6}$ g/l. Uranium concentration in groundwater varies with depth. Primarily, this is due to the fact that rocks which form the aquifers have different clark of uranium. Its concentration can vary thanks to variety of factors. Mineralization, pH, Eh, concentration of organic matter, concentration of uranium in rocks, as well as many other factors influence the migration capacity of uranium. Thanks to the huge number of of heterogeneous factors, to estimate the influence of each is quite difficult.

Influence of pH uranium content in water is complex, but it should be noted that the highest concentration of uranium in waters is fixed when pH varies from 6,5 to 7,5. When pH becomes more acidic or more alkaline, concentration of uranium decreases (Table 1). This dependence can be traced in the waters of the Quaternary deposits.

The value of total mineralization and concentration of uranium in groundwater has a direct correlation connection. Therefore, with increase of water mineralization the concentration of uranium increases (Table 1). This regularity is well traced in the sediments of the Cambrian.

Table

Concentrations of uranium in the groundwater of different sediments depending on pH and total mineralization, 10⁻⁶ g/l

Aquifer	pH			Mineralization, g/l		
	>7,5	6,5-7,5	<6,5	>1	0,5-1	<0,5
Quaternary sediments	<u>0,4-0,52*</u> 0,44	<u>0,35-2,3</u> 0,85	<u>0,18-1,4</u> 0,6	<u>0,42-1,2</u> 0,81	<u>0,42-1,4</u> 0,75	<u>18-2,3</u> 0,64
Jurassic sediments	<u>0,32-3,7</u> 1	<u>0,23-0,85</u> 0,45	<u>0,23-0,92</u> 0,53	-	0,8	<u>0,23-3,7</u> 0,7
Triassic sediments	0,62	<u>0,2-0,62</u> 0,37	0,19	-	-	<u>0,19-0,62</u> 0,38
Permian sediments	<u>0,42-1,7</u> 0,78	<u>0,21-0,6</u> 0,4	<u>0,19-0,57</u> 0,36	-	<u>0,42-1,7</u> 0,89	<u>0,19-1,2</u> 0,44
Coal sediments	<u>0,37-1,6</u> 0,86	<u>0,23-1,8</u> 0,84	-	<u>0,37-1,8</u> 0,96	0,86	<u>0,23-1,6</u> 0,71
Ordovician sediments	<u>0,35-0,5</u> 0,45	<u>0,42-2,5</u> 1,09	<u>0,16-0,37</u> 0,25	-	<u>0,45-0,8</u> 0,63	<u>0,16-2,5</u> 0,55
Cambrian sediments	<u>0,19-5,5</u> 1,66	<u>0,14-4,4</u> 0,86	<u>0,23-0,6</u> 0,38	<u>0,19-4,4</u> 1,92	<u>0,16-1,8</u> 0,67	<u>0,14-5,5</u> 0,73
Proterozoic sediments	-	-	<u>0,16-0,45</u> 0,3	-	-	<u>0,16-0,45</u> 0,3
Sediments of the Lower Triassic	-	-	<u>0,4-4,7</u> 2,23	-	-	<u>0,4-4,7</u> 2,23

*0,4-0,52 — Minimum-maximum
0,44 average

Geographically, elevated concentrations of uranium have a local character and can be traced in certain areas. Firstly, this is the basin of Elchimo river from its origins to the confluence with the river Muntul. Uranium concentration here is up to 0,82*10⁻⁶ g/l, which is probably due to elevated concentrations of uranium in rocks of Cambrian age. Secondly, in the village Yarki and township Angarskii the uranium concentrations reach 3,7*10⁻⁶ g/l. This, apparently, may be associated with higher concentration of organic matter in water, which undoubtedly contributes to more active migration of uranium from the rocks of the Lower Evenkiiskoy subsuite and its accumulation in aqueous solution.

Besides, it should be marked the area near the the village Karabula. There is a deep-seated fault, which passes through the carbonate rocks of the Lower Ordovician. Uranium concentration in water reaches maximal (for the study area) values (5,5*10⁻⁶ g/l).

Thus, the field of distribution uranium in the territory under consideration is not sufficiently homogeneous. In general, uranium concentrations are at the level 0,7*10⁻⁶ g/l and high values are well localized in the areas where the full range of influencing factors forms favorable conditions for the uranium migration and its accumulation in aqueous solution.

References

1. Geochemistry of uranium at mineral-water interfaces: rates of sorption-desorption and dissolution-precipitation reactions /D. Giammar, 2001.
2. Numerical methods of radionuclide migration /M.B. Bykati, 2008.

MECHANISM AND REASONS OF STRESS-CORROSION CRACKS DEVELOPMENT ON CRUDE TRUNK LINES

A.F. Barkhatov

Scientific advisors associate professor V.I. Hizhnyakov, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In modern conditions the corrosion protection of underground steel pipelines is one of the best ways which provides them with nonfailure operation. The length of crude trunk lines for the conveyance of oil and gas in Russian is 220 000 km.; 60 % of trunk pipelines are gas trunk lines. They are the longest extent of crude trunk lines in the world. Basically large-diameter pipes (1020...1420 mm) prevail and these pipelines work under the high oil (5 MPa) and gas (7,5 MPa) pressure. The analysis of the results of the corrosion monitoring and intratubal diagnostic of crude trunk lines shows that owing to the preparation of gas for the gas trunk line transportation, the portion of corrosion defects on external surface is 6 %; the corrosion and stress-corrosion effects on the external cathodic protection surface is other 94 %. Scientists have been studying the stress-corrosion for 50 years and now they don't know the mechanism of the development stress-corrosion crack. Therefore this research issue is urgent in the sphere of modern technological decisions. You can see stress-corrosion cracks in Figure 1.



Fig. 1. Stress-corrosion crack on pipe-surface

The basic target of investigations is to work out the new innovation diagnostics methods of electrochemical protections of underground steel pipelines.

Researches carried out at the oil and gas transport and storage departments of National Research Tomsk Polytechnic University showed that the basic reason of the stress-corrosions cracks development is the incorrectly chosen mode of cathodic protection. For suppression rate of corrosion of crude trunk line walls it is necessary that density of current of cathodic protection was equal to density of limited current of oxygen (i.e. it is equal to density of current of corrosion), when the basic oxidizer of soil – oxygen unites electrons with $O_2 + 2H_2O + 4e \rightarrow 4OH^-$ incoming from the cathodic protection station, but not electrons of crystal lattice of the pipeline wall. However in practice levels of protection potential are increased to permission given by GOST P 51164-98 potential and 3,5 Volt are kept back to avoid mode of non-protection in unsatisfactory condition of isolation. Cathodic decomposition of water proceeds at overestimated mode of cathodic protection on the protection surface of crude trunk lines. Formed hydrogen $4H_2O + 4e \rightarrow 2H_2 \uparrow + 4OH^-$ penetrates into the crystal lattice of the pipeline wall and it results in hydrogenation of the pipeline wall.

Hardware-software complex was made in the process of investigations. The made hardware-software complex is presented in Figure 2. This complex allows to determine quantitatively the mode of cathodic protection and also to estimate quantitatively the degree of electrolytic hydrogenation of the pipeline wall subject to the pressure of the product transported. This complex called «Corrosion» consists of a special korrozionno-display probe, a computer and the software. With the help of this complex long investigations of corrosion behavior pipeline steels in neutral and alkaline soils in laboratory and line conditions were carried out. The concept «factor of useful use currents of cathodic protection» was entered in practice of cathodic protection pipelines from corrosion for the first time. A factor of available use current of cathodic protection is shown to have a peak value when density of cathodic protection current is equal to density of limited current of oxygen. The further density increase of current cathodic protection results in an insignificant increase of the protection effect and results in a sharp decrease of a factor of available use currents of cathodic protection, indicating about starting of the electrode reaction and not connecting with the corrosion process. It called cathodic decomposition of water. The calculation showed that in mode of re-protection about 95 % electric power is spent not to suppress of corrosion process in the buried pipeline but to make hydrogen from soil electrolyte. For the first time the nondimensional factor of choice of the cathodic protection mode of underground steel pipelines which was characterized the relation of cathodic protection current density to density of oxygen limiting current ($j_{c,p}/j_{l,c}$ which allows to control the formation of corrosion defects on protection surface of pipelines, when $j_{c,p} < j_{l,c}$ and stress-corrosion defects, when $j_{c,p} > j_{l,c}$ more than 10 times) was made for practical use. Quantity of factors in range of $3 < j_{c,p}/j_{l,c} < 8$ was accepted as optimal and effectively mode of cathodic protection. In this case the corrosion process is suppressed to values 0,007...0,01 mm/year and an increase of the hydrogen content in steel of pipeline was not found. The concentration of hydrogen increase on external surface of pipelines was found when density of cathodic protection current exceed density limiting current of oxygen more than 50 times and at the expiration of the incubatory period depending on the stress and deformations conditions of pipelines, it results in the development of stress-corrosion crack on pipe surface. The projection of corrosion and stress-corrosion condition of pipelines in term of results of electrochemical measurements which were obtained with a help of «Corrosion» complex in the laboratory and field conditions with sufficient accuracy for practice, it will be conformed with the results of ultrasound intratrumpet diagnostics.



Fig. 2. Hardware-software complex «Corrosion»

The hardware-software complex possesses such positive qualities as express quantitative detection of residual speed of corrosion at various potentials of cathodic protection, and degrees of electrochemical hydrogen subject to a correlation between density of cathodic protection current and density of an oxygen limiting current in route conditions. The adoption of a new technical diagnostics method of electrochemical protection system in practice of operation of buried steel pipelines will allow to calculate the residual resource of their safe and accident-free operation, to make the authentic analytical projection of corrosion and stress-corrosion condition in the conditions of aggressive influence of the surrounding soil.

This complex is recommended to estimate existing modes of cathodic protection at branches of "Gazprom" JSC and "AK" Transneft » JSC and in cases when the re-protection mode takes place to lower value of protective potential to safe by the given technique taking into account operating GOST P 51164-98 and by that, to optimise cathodic protection for the purpose of reduction of expenses by the electric power and prevention of origin stress-corrosion of cracks.

The technical result is to reduce of the probability of stress-corrosion cracks formation and occurrence of emergencies on crude trunk lines with high pressure.

The given method allows to diagnose the electro chemical protection system for the first time, to define the risk level, to assume the adequate measures with advancing and to exclude emergency destruction of operating buried pipelines.

THE ROLE OF FOREIGN COMPANIES IN THE PETROLEUM ENGINEERING DEVELOPMENT IN RUSSIA

P.A. Beschasova, M.S. Kurochkin

Scientific advisor senior teacher T.F. Dolgaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays it is difficult to imagine the world without the energy sector. Fuel is an integral part of our lives. World politics is very heavily dependent on natural resources such as oil and gas. Hydrocarbon prices have recently increased, and this means a growing demand for fuel, consequently necessitating the increase in production volumes of raw materials. Our country has a highly developed oil and gas industry and significant role in its development is being played by foreign companies.

An International and highly decisive company is actively developing in Russia, investing heavily in exploration and exploitation of oil fields. This company is TNK-BP. TNK-BP is an integrated oil and gas company based in Russia. On 1 September 2003, BP and Alfa, Access, Renova (AAR) announced the creation of a strategic partnership to jointly hold their oil assets in Russia and Ukraine. As a result, TNK-BP was created. Today, TNK-BP is Russia's third largest oil company in terms of reserves and crude oil production.

TNK-BP has been a successful joint venture – from the net profit it has generated (over \$37 billion since its creation); to the taxes it has paid to the Russian government (more than \$129 billion in taxes and duties). In addition, the company has increased organic production by 35% since 2003 and has had the highest reserves replacement ratio compared to any Russian oil and gas company.

Russia's major hydrocarbon regions where TNK-BP is operating includes: West Siberia (in the Tyumen, Khanty-Mansiysk, Yamal-Nenetsk and Novosibirsk Regions); the Volga-Urals (in the Orenburg and Saratov Regions); East Siberia (in the Irkutsk Region).

Average daily production of TNK-BP in 2009 was 1.89 million boe/d including the interest in Slavneft (1.85 million boe/day in 2008). In 2009 the company commissioned two new major fields - Uvat and Kammenoye.

TNK-BP has five refineries in Russia and Ukraine and markets its products through 1,400 retail service stations operating under the TNK and BP brands. Through its retail network, TNK-BP is among the market leaders in petroleum product sales in European Russia, including Moscow. The company is also continuing its program of upgrading its refineries.

TNK-BP is investing in technology, HSE and integrity management, delivering improved safety and performance. TNK-BP has also explored international opportunities in 2010 signing a sales and purchase agreement for BP's assets in Vietnam and Venezuela. The deal offers TNK-BP a solid foundation as it builds its business outside Russia.

TNK-BP represents about a fifth of BP's reserves; about a quarter of BP's production and about one-eighth of BP's group profits. BP and its partners AAR are committed to growing TNK-BP and to develop its capability. The focus and emphasis of TNK-BP is on value growth, maintain TNK-BP's positions as a leader in mature basins and in development of major green fields projects in frontier provinces.

In addition to the exploration and exploitation of hydrocarbon deposits, TNK-BP is developing the other reflecting the oil industry branches such as: Baltic Petroleum, Air BP.

Major Russian customers with international routes are also supplied with product and services from the resources of BP's worldwide international marine lubricant business.

BP Marine is one of the largest suppliers of marine fuels, lubricants and technical services to the international shipping industry. BP Marine has been supplying marine lubricants to Russia and the CIS for many years. BP Marine promotes two lubricant brands worldwide – BP and Castrol. Both are now produced at the St. Petersburg blending plant to BP's worldwide quality control standards. BP marine business in Russia has grown steadily, with sales in 2006 totaling 10.7 million liters to domestic customers (9.088 in 2005) and 10.9 million liters to international customers (10.317 in 2005). The business is profitable and is operated by 30 people.

Air BP is one of the world's major suppliers of aviation fuels, lubricants and special fluids, serving all sectors of aviation industry and represented at more than 1200 airports in 90 countries.

Sales representatives provide a point of contact for airlines and cargo operators in Russia and the CIS who require aviation products for their international operations. Air BP is a major international fuel provider to Aeroflot, Transaero, Siberia Airlines and many other Russian airlines. Air BP Lubricant technical sale managers work in conjunction with Russian OEMs to approve Air BP and Castrol aviation lubricants for Russian aircraft, promotes these lubricants in Russia and renders appropriate technical support.

And there are promising projects of the company in Russia, most recently in mid-January TNK-BP and Rosneft signed an agreement on joint exploration and development of territories in the Arctic shelf for the purposes of the latest technologies including security. Deposits on the Arctic shelf, according to preliminary estimates, contain 5 billion tons of oil and 10 trillion cubic feet of gas.

And in conclusion, we would like to say that the role foreign companies play in the petroleum industry development in Russia is difficult to ignore, but the importance can hardly be overestimated. This imposes additional responsibility on the Russian oil companies and requires foreign companies reporting in particular cases. We simply cannot do without foreign companies' investment in the development and exploitation of oil fields in Russia.

References

1. About TNK-BP: <http://tnk-bp.ru/en/company/company/>
2. History of BP: <http://www.bp.com/multipleimagesection.do?categoryId=2010123&contentId=7059226>

FIRE WATER PUMP PECULIARITIES

O.S. Bogdanova, M.D. Gulyaeva

Scientific advisors associate professor A.L. Saruev, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Fire water pump is the most reliable system of fire protection for all offshore platforms today. Over 100 fire water pumps systems are used in the offshore oil and gas industry. For instance, two deepwell fire water pumps set direct driven via angle gear were delivered 2003 to the BP platform "Clair". The shaft length of the pumps is 45 meters and each pump rated for 1050 m³/h with a head of 165mlc and "Troll Cr", Shell from 1993 has dry-mounted vertical FW pump driven by diesel electric units. Capacity is 1550m³, head is 215mlc [3].

The National Fire Protection Association (NFPA) has established a number of codes for protecting people from the hazards of fire. The basic code for fire pumps is NFPA 20, *Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection*. This is the only design guide for fire pumps and their installation in the United States and Canada [1].

New cultivations of fire water pumps systems include nine system components such as enclosures, diesel drivers, start systems, AFFF skid (fire extinguishing system with local and remote release (gas)), control system, ventilation fans, fuel day tank (for 12, 18 or 24 hours operation), combustion exhaust silencer and cooler, combustion air silencer. There are many types of fire water pumps, but we will examine three wide – used types of this system.

Direct diesel driven deepwell fire water pumps with angle gear (Fig.1).The pump is a line shaft, end suction multistage centrifugal pump driven by a high-speed direct injection turbo charged diesel engine. The cooling water taken from pump discharge and the complete system is independent of external cooling water. Pump drive is through a short cardan shaft from engine to a right angle gear. The common base plate for pump, engine, gear and accessories is fitted with a large capacity drip pan. Control Panel, start batteries, fuel tank and other accessories can be mounted on the base plate.



Fig. 1. Direct diesel driven deepwell fire water pumps with angle gear [3]

Direct diesel driven dry-mounted fire water pumps system (Fig.2). The fire water pump is a dry mounted single or double suction single stage centrifugal pump in horizontal version for standby operation. Driven by highspeed direct injection turbo charged and after cooled diesel engine. The cooling water taken from pump discharge and the complete system is independent of external cooling water. Pump drive through a flexible cardan coupling arrangement to simplify installation/alignment and to permit the diesel engine to move freely on its flexible supports. A heavy duty, lightweight base frame fitted with drip pan with drain connection. A 4–point standard skid mounting arrangement with spherical rubber bushings and weld pad supports.

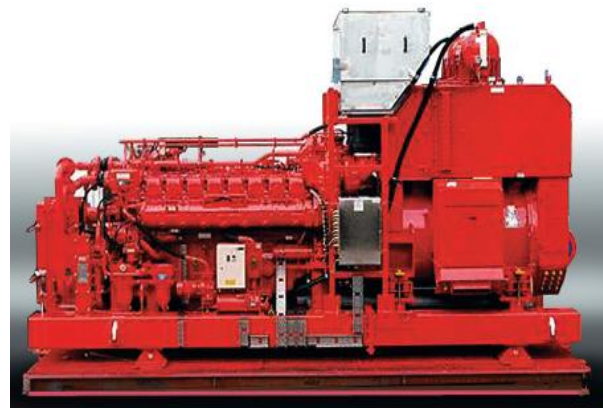
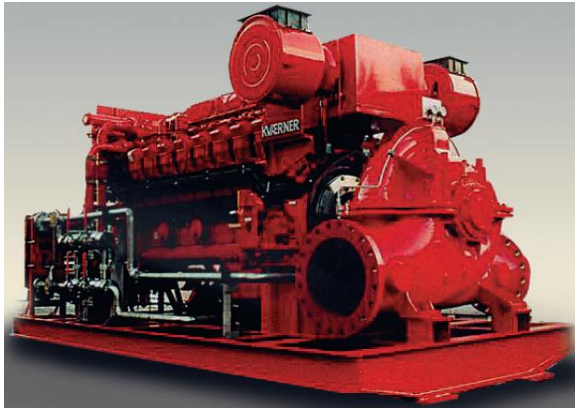


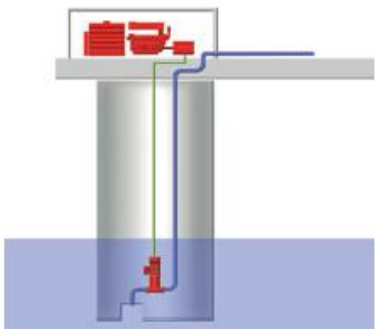
Fig. 2. Direct diesel driven dry-mounted fire water pumps system (left) and Diesel –electric driven dry-mounted fire water pumps system (right) [3]

Diesel –electric driven dry-mounted fire water pumps system (Fig. 2). Dry mounted firewater pump diesel–electric drive unit for standby or marine duty. Diesel engine drive through a flanged on generator. Driven by high speed direct injection turbocharged and after cooled diesel engine. The cooling water taken from pump discharge and the complete system is independent of external cooling water. Water cooled generator flanged onto engine fly wheel housing and supported in flexible mounts matched to engine mounts. Heavy duty, light weight frame fabricated in carbon steel. Fitted with large capacity drip pan with drain connection. Full generator instrumentation.

Table

Comparative characteristics

№	Type of fire water pump	Features	Fire water pump system configurations
1	Direct diesel driven deepwell fire water pumps with angle gear	<ul style="list-style-type: none"> – Space, weight and cost efficient due to few and simple components; – Simple installation and easy alignment; – Reinforced vertical bearing arrangement and non–reverse ratchet; – Driver and control equipment is located away from flood exposed areas with solid connection to the submerged pump; – Non–return valve; – Robust, complete and fully mechanical NFPA 20 designed system. 	
2	Direct diesel driven dry-mounted fire water pumps system	<ul style="list-style-type: none"> – Low system complexity with few components and direct drive; – Easy accessible for maintenance; – Large capacity range; – Straight forward NFPA 20 design. 	

3	Diesel –electric driven dry-mounted fire water pumps system	<ul style="list-style-type: none"> – Flexibility in installation arrangement; – Possibility for combined fire water and seawater lift pump duty, and combined power supply; – Straight NFPA 20 system design. 	
---	---	--	--

Fire water pumps must be located as approved by the insuring agency. They must not be located in a flood plain without protection from natural hazards such as lightning and earthquakes. Earthquake protection is specifically delineated in NFPA 20 [1].

Also fire water pumps should be located as remote from the process area as feasible, preferable at a higher elevation and in upwind direction. In a review of one hundred major petroleum industry fires, the failure of the fire water pumps was a major contributor of the ensuing large scale distraction of the facilities for twelve of the incidents [2].

References

1. Dennis P Nolan. Handbook of fire and explosion protection engineering principles for oil, gas, chemical, and related facilities/Westwood, N.J., U.S.A.: Noyes Publications, 1996.
2. James B. Rishel. Water Pumps and Pumping Systems/ McGraw–Hill Professional, 2002. – 736 p.
3. <http://www.offshore-technology.com>

THE PROSPECTS OF INSULATIVE AND ANTICORROSION COATINGS WITH NANOSTRUCTURED FILLERS FOR PIPELINES PROTECTION

A.E. Davydova

Scientific advisors associate professor V.G. Krets, associate professor A.V. Didenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Russia

Nowadays, one of the ways to improve reliability of oil - gas pipelines is introduction of up-to-date insulation materials and application of high technologies. In recent decades the interest in getting extra-fine-fibrous materials and finely dispersed metal powder has been increasing, because scientists have discovered that material characteristics considerably change as the size of structural units (particles, grains) gets smaller. It is expected that good thermal and electrical conductivity, as well as mechanical stiffness can be achieved with the help of nanostructure which open absolutely new possibilities for pipelines protection.

In order to improve strength properties and wear hardness of polymer materials, they are armored with nanostructured fillers. This invention is related to the method preparing composite materials that comprise nanostructures and polymers. These composite materials have enhanced thermal and electronic properties and mechanical stiffness. [2]

According to [1], advantages of carbonic nanotubes (CNT) and carbonic nanofibres (CNF) like polymer fillers are the following:

- increase in intensity of an electrical conduction and thermal conductance;
- increase in heat resistance and ignition temperature;
- antistatic properties;
- improvement in the mechanical characteristics (maximum strength characteristics under tension and breaking strength, increase in the elastic modulus and wear hardness);
- improvement in the adhesive strength and expansion of temperature range;
- resistance to aggressive environment;

Incorporation of carbon nanoparticles with specific physical properties in polymer matrix changes the mechanical characteristics of material. The experimental data shows changing of the friction track which is proportional to wear rate proving that incorporation of CNF in ultra-high molecular polyethylene – matrix (UHMPE) preclude detritions. In this case, wear hardness of polymer composite material has increased almost three-fold.

It should be noted that the research of nano-sized ceramic fillers have been the most promising. For example, incorporation of ceramic fillers in UHMPE brings about from fivefold to twentyfold increase in wear hardness compared with the facing of undiluted UHMPE. However, even in this case wear hardness of modified UHMPE facings is consistent with wear hardness of protected metal due to the low coefficient of friction which depends on nominal pressure. Analyses show that improvement in mechanical stability of material happens only with definite proportion of basis and filler. Highest wear hardness is observed in facings with 10% alumina filler: no material damage of coating, no loss of adhesion. Facings with smaller content filler (3 %) partially or completely flake off due to thermal setting, coatings last

only three thermal cycles compared to twenty thermal cycles of 10% alumina ones. The statistics of mechanical characteristics is presented in Table.

Table

Mechanical characteristics

Material	Ultimate resistance, MPa	Ultimate elongation, %	Material	Young's modulus, E(MPa)	Yield stress, τ (MPa)
UHMPE	26	520	UHMPE	977,4	8,27
UHMPE+%ZrO ₂	33	280	1 mas.% MWNT /UHMPE	1352,3	12,38
UHMPE+% CNF	34-36	290-320			

Despite all difficulties of novel research methods, the development of new types of coatings continues as the application of nanostructured fillers by certain foreign companies has been successful. Industrial Nanotech is one of the leading companies in the world in the sphere of nanotechnology research, development and implementation. This company informed about successful completion of the Nansulate Shield method that will be used for pipelines of the Brazilian oil and gas giant Petrobras. Nansulate is the Company's patented product line of award winning, specialty coatings containing nanotechnology based material and which are well-documented to provide the combined performance qualities of thermal insulation, corrosion prevention, resistance to mold growth, fire resistance, chemical resistance and lead encapsulation in an environmentally safe, water-based, coating formulation. [4]

In Russia, the work group of ROSNANO and OJSC «LUKOIL» has signed an agreement about strategic partnership between companies. As part of this agreement companies develop cooperation in the sphere of nanotechnology commercialization and their implementation in oil and gas industry. [3]

With the course of time more important problems in oil and gas industry arise, which demand trendsetting technology and particularly nanotechnology. Nowadays, this problem of seal coat has become one of the most acute ones for a number of oil-gas transport enterprises due to frequent failures and incidents, which, in its turn, is the result of corrosion cracks in pipe metal. Polymer facing for pipeline with addition of nanostructured filler allows the coating to provide excellent corrosion prevention.

References

1. Moiseyeva L., Kireyev S., Evseyev A. Prospects of multicoat nanocomposite polymers for oil and gas pipelines// Nanoindustry Journal. – 2008. – № 6.
2. Ryzhonkov D.I., Levina V.V., Dzidziguri E.L. Naomaterials. – M.:BINOM. Laboratory of knowledge, 2008. – 365 p.
3. NanoWeek Journal. 2010, №100, 23 February – 9 March.
4. <http://www.nansulate.com>

INFLUENCE OF TECHNOLOGICAL AND GEOLOGICAL FACTORS ON ELECTRIC CURRENT IMPULSES DURING DRILLING

A.V. Epikhin, A.V. Kovalev

Scientific advisors professor V.D. Evseev, associate professor M.A. Samokhvalov
associate professor A.N. Oleynik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The analysis of different factors on electric current impulses during drilling is an actual issue nowadays. This fact is due to high expenses and valuable time spent in determining the exact calculations of the drilling bit penetration into the pay zone. Different errors in drilling bit penetration determination affect the drilling and further results. There are two factors which should be considered in this case: exact pay zone depth and penetration time. In both cases, not only is money saved, but also drilling speed is increased [1].

The stated research is the further development in electric current impulse control of rock failure during drilling at Tomsk Polytechnic University. In 1970 Professor A.A. Vorobyev conducted the first theoretical and experimental research – electrization of solid bodies and their mechanical influence. It was proved that rock mineral composition and rock fluid saturation significantly affect the measured electromagnetic field. This research opened a new era in the practical application of the above-mentioned phenomenon. Another trend was to control rock failure during drilling by diamond bits. However, in this case, the electromagnetic field was recorded only during dry drilling (not in the samples). Drilling fluid (in this case, water) completely screened the electromagnetic fields by increasing fractures (fissures). To solve the above-mentioned problem, Drilling Department, TPU suggested the following method – to convert non-contact electromagnetic current measurement within bits on the to external contour which included the drill string, drilling units and rocks. Based on these facts, experimental (in laboratory conditions) measurements of electric current occurring during drilling and rock cutting through different drilling fluids were conducted [1,2].

Initially the first research procedures were carried out in drilling rig SKB -5 through diamond bits. Further, to speed up research results, electric current impulse recording and special diamond discs for cutting rock samples were

applied. Electric current impulse recording of drill samples is conducted in special units, detecting acoustic signals. This installation includes a loading system and computerized measurement device system. In 2009 we have started to use new experimental machine which was created on basis of the boring machine. This device is a model of real drilling rig. It allows to change drilling mode parameters and to record constant component of an electric current. It consists of some modules: drilling module, mud circulating module, module which gives axial loading and instrumentations module (Fig. 1).

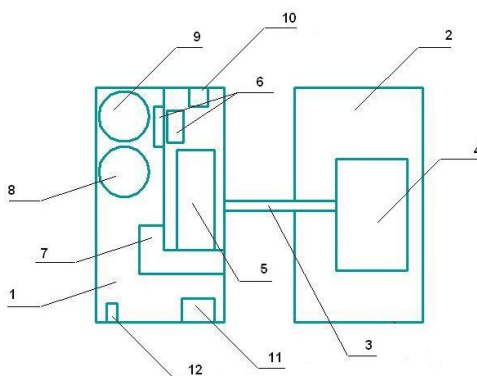


Fig. 1. Scheme of experimental drilling rig on basis of the boring machine.

1 – Laboratory room; 2 – Room of recording and processing; 3 – Communication channel; 4 – Computer; 5 – Drilling rig on basis of the boring machine; 6 – Voltmeter, ampermeter; 7 – Mud pump; 8 – Capacity for upholding of mud; 9 – Mud capacity; 10 – Tachometer; 11 – Module which gives axial loading; 12 – The starting arrangement

RESEARCH

Influence of rock type and composition on electric current impulse dimensions. The following research material was used:

- medium-grained sandstone with high coarse-grained material content – clay-hydromica cement;
- coarse/medium – grained sandstone with calcite cement;
- coarse/medium-grained sandstone with calcite – quartz cement;
- fine-grained sandstone with calcite cement.

Machine with special diamond discs for cutting rock samples was used.

Research results are depicted in Figure 2. According to this histogram, granular composition significantly affects the electric current impulse dimensions. The smaller the sandstone particles, the more intensive the electric current impulses. This can be explained by the following fact-significant contact area between bit and rocks due to small grain composition size. The cement type also affects the electric current impulse dimension. For example, in samples with quartz cement, the current dimension is more significant than in samples with calcite cement because quartz is harder than calcite (Mohs Hardness Scale). Therefore, rock failure during drilling intensifies the electric current impulses [1].

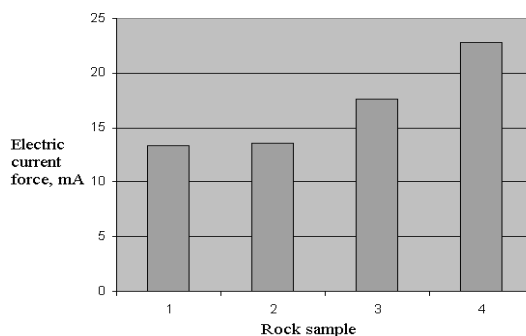


Fig. 2. Research results - influence of rock type and composition on electric current impulse dimensions

Influence of mud type on electric current impulse dimensions. The following rock samples were examined:

- fine-grained sandstones with calcite cement;
- medium-grained sandstones with calcite cement;
- coarse-grained sandstones.

Machine with special diamond discs for cutting rock samples was used.

Research results are depicted in Fig. 3. The following dependences were found:

- rock failure in drilling mud with salt solution results in maximum electric current impulse dimensions; next- water solution, SAS and then drilling fluid with clay solution (slurry) which show the least electric current impulse dimensions.
- reverse proportional dependence of electric current impulse dimensions to rock granular composition and its strength. The smaller the particle, the more intensive the electric current impulse during drilling, as well as, high sample strength.

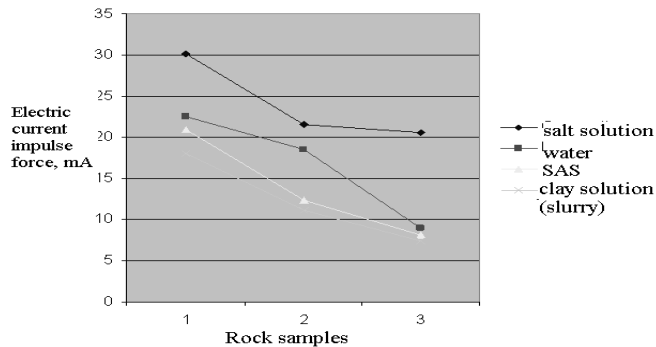


Fig. 3. Research results - influence of mud type on electric current impulse dimensions

Influence of oil saturation on electric current impulse dimensions. The influence of oil saturation on rock failure was also examined. During drilling electric current impulse significantly decreases in oil-saturated samples rather than in non oil- saturated samples (the results were based on the comparative analysis method). This can be an important factor in controlling and recording electric current impulses.

Influence of axial loading and type of drill bit on constant electric current. Diagrams (Fig. 4) show results of experiments with concrete. Double cone drill bit, diamond bit and PDC bit were used. Diagram illustrates that the biggest electric current is produced at the moment when the process of drilling is the most effective. And the size of electric current shows the types and processes of rock destruction: crushing, gouging and scraping.

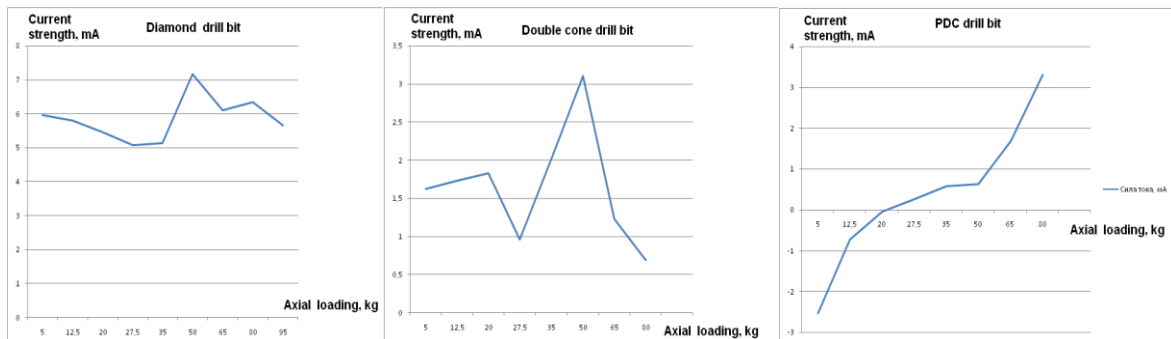


Fig. 4. Research results - influence of axial loading and type of drill bit on constant electric current

Influence of frequency of rotation drill bit on constant electric current. Spectra were calculated during some experiments. Results for ceramics (Fig. 5) show that we can control frequency of rotation drill bit by electric current. The biggest spectrum shows the prevailing frequency of rotation.

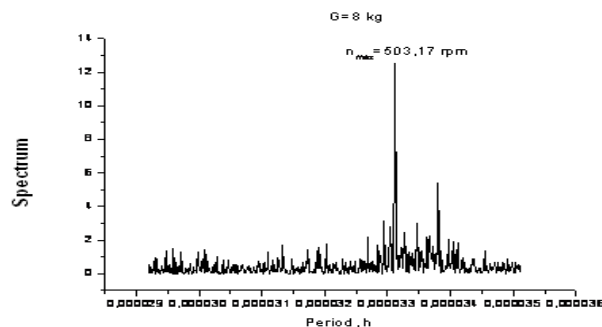


Fig. 5. Research results - influence of frequency of rotation drill bit on constant electric current

Analysis of research information and results showed the dependence of electric current impulse on rock type, rock mechanical characteristics, drilling fluids and saturation fluids. Based on above-mentioned results, it is possible to design electric current impulse control and recording systems during drilling. This leads to less expenses and time during drilling into pay zone (by different bits).

References

1. Epikhin A.V., Karneev K.V. Analysis of different factors on electric current impulses during drilling // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международной симпозиум студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова. – Томск, 2009. – С. 929 – 932.
2. Епихин А.В., Карнеев К.В. Экспериментальная буровая установка для изучения явлений на контакте буровое долото - горная порода // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международной симпозиум студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова. – Томск, 2009. – С. 510 — 512.

THE IMPROVEMENT OF METHODS FOR SEDIMENTARY ROCK PARTICLE SIZE ANALYSIS

G.A. Eremyan

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, senior teacher N.S. Kemerova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The study of sedimentary rock particle size distribution allows us to establish the change sequence of paleohydrodynamic levels of sedimentation environment in space, to accurately interpret the geophysical research, to evaluate capacitive and hydrodynamic properties of hydrocarbon reservoirs and identify them by the type of the deposit [1].

To substantially improve the methods of granulometric analysis of sedimentary rocks, it is necessary to create a method that provides an analysis of particle sizes in the entire range for a given rock sample. Besides, the physical principles of the analysis should correlate with the physical fundamentals of sedimentary rock formation. The methods of particle sedimentation meet the requirements. However, the commonly applied sedimentation methods of granulometric analysis do not cover the full range of particle sizes and are complemented by the sieve analysis for granular geomaterials and optical microscopy of consolidated sample slices [2].

Preparation of core material for particle size analysis is often carried out by crushing and grinding of cores by means of standard equipment. This significantly distorts the original size of rock particles (the size they had at the time of rock formation), with some particles preserving the agglomerated state, while others being crushed to smaller sizes. In this case, depending on the core sample, the cement composition and the mechanical properties of rock-forming particles, the measured average size can greatly exceed, or be much smaller than the original one. This causes gross errors in estimation of oil reservoir properties and in evaluation of oil and gas reserves in a particular field.

In this paper we attempt to create a complex granulometric analysis methods along with the study of the same rock sample by sieve analysis, counting microscopy and the weight sedimentation.

Weight sedimentometer WS-3 for automated particle-size analysis of metal powders, alloys, organic and inorganic compounds. The efficiency of a lot of powder technology processes in various industries as well as quality of final production largely depends on the accuracy of dimension definition of solid particles that requires the improvement of methods and devices for particle-size analysis of powders. This problem is solved successfully by the devices (weight sedimentometers WS-3) developed by the Research Institute of Applied Mathematics and Mechanics at Tomsk State University in collaboration with the Cybernetic centre of Tomsk Polytechnic University. The weight sedimentometer WS-3 is intended for automatized particle-size analysis of powders by the particle sedimentation method in liquids from starting layer under the action of gravity forces. Due to low cost, high accuracy and limited time of analysis WS-3 can be applied successfully in many fields. The results of analysis are presented on the screen of the monitor in the form of tables and graphs.

The preparation of the core sample for particle size analysis was performed using electric pulse crushing. For the experiments we selected a typical homogeneous sandstone with medium-clay cement. Electric pulse method forms the channel of electric breakdown directly inside the solid, rather than in the surrounding fluid. As a result of these processes, solid heterogeneous materials (including consolidated rock) are broken directionally, with minerals (acoustic or electrophysical heterogeneities) being exposed by the destruction of the intergrowth boundary between them. Thus, minerals are separated from each other, retaining their original shape. This effect of selective destruction is one of the main advantages of electric pulse method, which allows us to separate core sample grains with the initial size of the particles that were making up the rock during its formation.

It should be noted that the destruction is carried out in a liquid (water). After the destruction the powder undergoes filtration and drying. Then sieve analysis is conducted for fractions of 0,5 to 0,005 mm.

The particles in the under-sieve size range were studied by microscopic analysis using the modern computerized microscope of "Olympus" company with the software that allows us to save the images of rock samples and systematize the particle size. The microscope is equipped with the software «Image Scope S» to control a digital camera and preview the images on a PC monitor. The software makes it possible to carry out the scale calibration, the formation of a "scale interval" on the image, manual counting of the target objects, measuring the lengths of segments and noise filtering.

Another advantage of a microscopic analysis, when estimating if the original particle size during different destruction procedures was preserved, is that it enables a preliminary examination of the particle shape in thin sections of the rock sample before grinding.

This paper presents the results of evaluation of microscopic analysis concerning the reliability of particle size measurements. Since the representativeness of the particles in the microscope with respect to the studied samples is very small, to obtain reliable results it is necessary to study a large number of fields and measuring a large number of particles, which is time-consuming. Our task was to determine the minimum number of fields and particles ensuring the reliability of the microscopic analysis.

In addition to standard software «Image Scope S», the method of processing the results of microscopic analysis using MS Excel was developed to enable the representativeness and accuracy of analysis. The method is based on a constant accumulation of the number and size of the analyzed particles in the sample and calculating the basic parameters characterizing the particle size distribution (average size, variance, distribution width). The standard deviations of these parameters are being calculated during the procedure. The results of the analysis are considered reliable when the parameters become constant within the indicated limits.

Figure 1 shows the bar chart of the numerical distribution of particles by fractions with different amounts of measured fields. In each field, all the measured particles were separated into fractions in accordance with generally accepted standards. The number of particles of each fraction in the field was determined. After the study of the next field the number of particles of each fraction was summed up with the number of particles of the previous field.

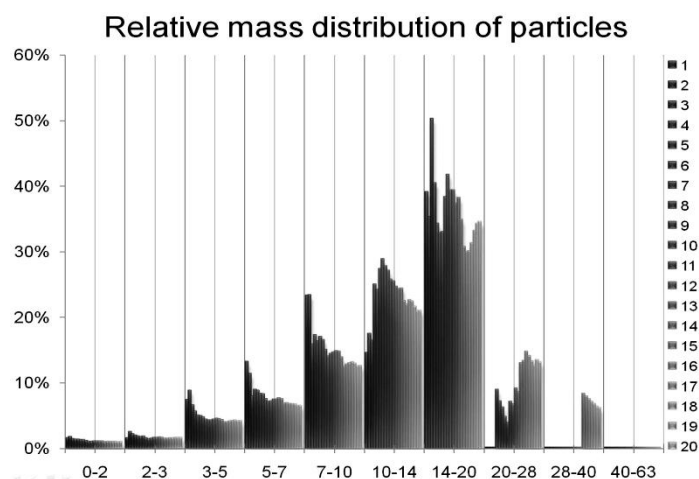


Fig. 1. Numerical distribution of particles by fractions with different number of measured fields: 1-20 - number of fields

In accordance with the stated procedure microscopic analysis of under-sieve fractions of crushed core samples was performed with the estimation of the relative errors in determining the percentage of each fraction. As it's seen from Figure 2, in the study of 20 fields (about 3500 particles were studied) the relative error of measurements for the given sample is reduced to 2%. In practice, particle size analysis results are considered accurate with a relative error being less than 4%.

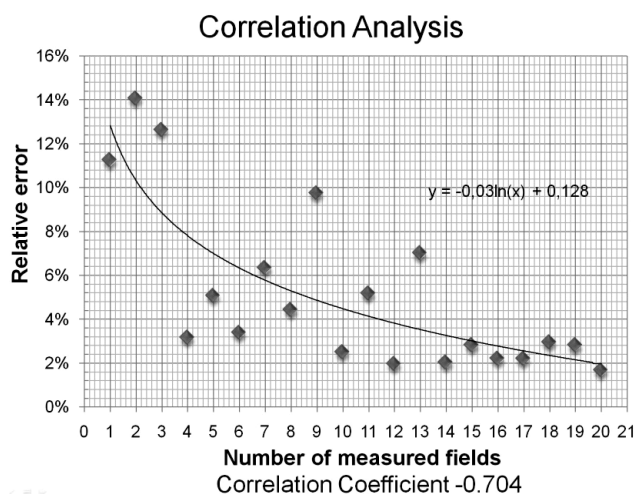


Fig. 2. The relationship between the number of measured fields and the relative error of particle size measurements

The above-stated microscopic analysis procedure allows us to optimize the number of the particles under study in the automatic mode using MS Excel software and provides the necessary representativeness and accuracy of the analysis.

References

1. 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. – С. 379 – 380.
2. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. - Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 156 с.
3. Hiroaki Masuda, Ko Higashitani, Hideto Yoshida Powder Technology Handbook, Third Edition. 2006, NW: CRC Press. – 837 p.

GATHERING PIPELINE OPERATIONAL RELIABILITY INCREASE

D.V. Fedin, V.V. Zaykovskiy

Scientific advisors associate professor V.G. Krets, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Because of water cut increase and the extension of stimulation treatment in recent years, corrosion aggression of transported oil has been increased. It led to significant growth of pipeline system accidents [1]. According to the data of I.I. Mazur and O.M. Ivantsov [2], the proportion of gathering pipeline breakdowns caused by corrosion is from 70 % to 90 % to the total number of steel gathering pipeline failures. The experiments conducted by V.A. Timonin have shown that 42 % of new steel pipes can not be operated for 5 years, and 17 % of pipes have been in operation for to years until first breakdowns happen [3]. In accordance to the data provided by E. Z. Yagubov, more than 50 % of pipelines which transport aggressive fluids are operated from a month to two years [4].

The work [5] discussed the method of gathering pipeline corrosion prevention due to the application of pipeline cleaning and inhibition. Inhibitor is injected in the following way: reagent is pumped simultaneously with a pig between two pistons from a fixed vessel, and then the whole system is launched into the pipeline. In this case, due to transverse slots of the rear pig inhibitor is deposited on the inner pipe surface (Fig. 1). Such a scheme of inhibitor injection is applied in Petroleum Company, province of Alberta, Canada [6].

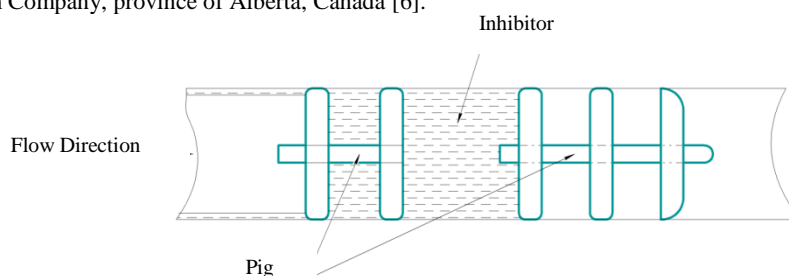


Fig. 1. Inhibitor injection principle diagram

However, the method has some disadvantages. One of the main drawbacks is the possibility of inhibitor spilling because of oil flow impact on the pig (cup) membrane. A cleaning pig does not provide enough tightness.

There is another method of inhibitor injection (Fig. 2), when gel separation pigs are applied instead of traditional ones.

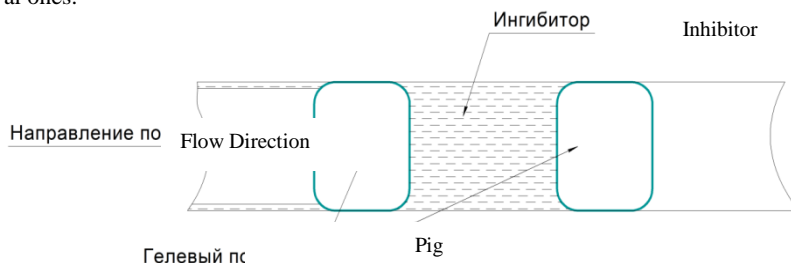


Fig. 2. Inhibitor injection principle diagram

Application of gel separation pigs in inhibitor injection is rather efficient. Gel separation pigs provide good tightness and equal inhibitor distribution on the pipeline walls. However, it should be noticed that the cleaning power of a gel separation pig is rather lower and it cannot compete with traditional pigs. Therefore, the application of gel separation pigs in a case of abundant impurities and paraffin is not reasonable. Besides, pig control complexity and underexplored process of gel breakdown are also considered to be drawbacks of a gel separation pig.

Based on the experiments, conducted in the department of Oil and Gas Transport and Storage, Tomsk Polytechnic University, it was stated that the most appropriate inhibitor injection diagram is given in Figure 3.

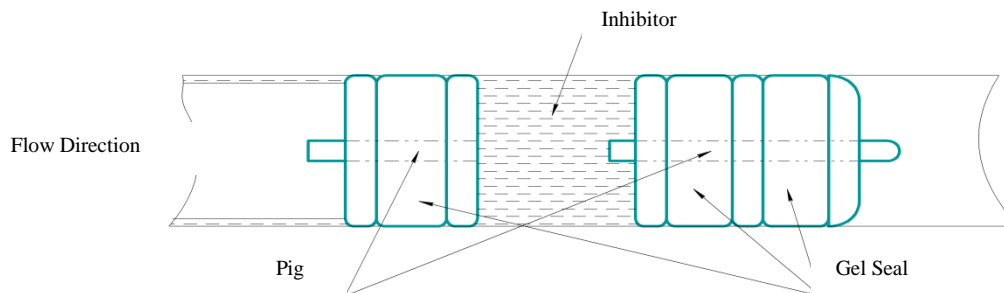


Fig. 3. Inhibitor injection principle diagram (proposed scheme)

Proposed scheme facilitates maximum carryover of water, condensate, mechanical particles, asphalt-resin-paraffin deposits due to mechanical pigs. Besides, gel seals provide the tightness and equal inhibitor distribution on the pipeline walls.

In our opinion, the most suitable mechanical pig for the proposed scheme can be the following pigs:

- Pigs characterized by high passing capability;
- Pigs with resin cone-type cups;
- Pigs with polyurethane cups;
- Pigs with polyurethane graded stairs.

Proposed pigs are distinguished by simplicity and reliability of the construction, as well as by high endurance and capability of passing through pipe reductions up to 45% from d_n and 90 degree elbows with the radius up to $1,5 d_n$ (d_n – nominal pipe diameter). Furthermore, they can be applied together with gel sealing cups.

For the calculation of inhibitor volume between pigs the following formula is applied:

(1)

where D – pipeline inner diameter, m ;
 L – pipeline protected section length, m ;
 m – specific corrosion inhibitor consumption, g/m^2 , (the data are provided by the supplying company);
 ρ – inhibitor density, g/cm^3 .

Notice that inhibitor density varies in accordance to times of year (summer, winter). Therefore, we suggest introducing into inhibitor volume calculation formula the operation coefficient $k = 1,1$ (operation coefficient for possible operation characteristics) which will take account of volume variation in dependence on inhibitor density under different temperature conditions. Furthermore, the coefficient will account for possible inhibitor losses which can be caused by pig launch. Rearranging the formula, we have the following:

(2)

where D - pipeline inner diameter, m ;
 L - pipeline protected section length, m ;
 m - specific corrosion inhibitor consumption, g/m^2 ;
 ρ - inhibitor density, g/cm^3 ;
 k - operation coefficient.

Finally, unforeseeable reagent losses, as well as inhibitor volume variation due to temperature drops will be considered.

References

1. Лаптев А.Б., Навалихин Г.П. Повышение безопасности эксплуатации промысловых нефтепроводов // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 1. – С. 48 – 52.
2. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
3. Тимонин В.А. Технико-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор–Гальваносервис: Труды Международ. научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54 – 57.
4. Ягубов Э.З. Композиционно-волокнистая труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4. – С. 55 – 57.
5. Федин Д.В., Повышение эксплуатационной надежности промысловых трубопроводов путем комплексного применения внутритрубной очистки и ингибирования // XIV международный симпозиум имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2010. – С. – 209 – 211.

6. Мокеров С.К., Родомакин А.Н. Отчет о визите группы специалистов ОАО «НК «Роснефть» в Канаду для изучения опыта эксплуатации трубопроводов в северных климатических условиях. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2007. – 342 с.

THE USE OF AIR-MECHANICAL FOAMS BY FOAMGENERATORS FOR DUST SUPPRESSION IN THE PROCESS OF BLASTHOLE DRILLING IN THE MINING EXPLORATION PRODUCTION

A.V. Filatova

Scientific advisors professor V.G. Lukyanov, associate professor A.N. Oleynik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Carrying out of the mine exploration workings differs from other types of the work by greater complexity and cost because carrying out in the rocks is made by drilling and blasting method.

The low negative temperatures in winter period sharply limit application of the common hydro desalting means. In this connection dustiness of air exceeds maximum permissible concentration in hundreds times. Soaring quartz dust (less than 12 microns) moistened in the water is especially dangerously for health of drifters in drilling and blasting.

According to our data the purposeful researches of foam using for dust suppression in the mining production have been conducted insufficiently, the aim of the present work is the analysis of the experience of its application and the aim of researches as to the construction of transport facilities. The foam is known to be one of the varieties of dispersions. The foam represents disperse system consisting of cells – the bubbles of gas (air) divided by thin membranes of liquid.

Obtaining of the foam with specified properties is an important application problem. To evaluate properties of the foam the following indicators are used such as repetition factor, dispersiveness, stability. Its structure-mechanical, thermo physical properties, density, electrical conductivity are important in many cases. The viscosity of the foam is determined by viscosity of gas, liquid and volume ratio of gas and liquid.

The foaming on the meshes is the only way of obtaining high-expansion foam. There are several varieties of similar devices. The foam formation by the meshes occurs only in certain interval of the air stream speed, the limiting value of which depends on the concentration of the foam maker and sizes of the mesh cells. Repetition factor of generated foam depends on the pressure of the solution, concentration of the foam maker, temperature, sizes of the cells, speed and pressure of the solution. Foamgenerator with perforated inner tube is allowed improve conditions of the foaming by increasing stream turbulization.

Dusting in process of construction of transport facilities in the rocks is connected with blastholes drilling, blasting and loading of the rock. Dust suppression in the process of blastholes drilling is traditionally realized by the washing of blastholes with water or saline solution and vacuum cleaner.

One should do the following conclusions from foresaid:

1. The information about using the foam for dust suppression in the process of blastholes drilling is absent.
2. The expediency of dust suppression by the foam under conditions of negative temperatures can be determined in the process of laboratory and industrial researches.
3. The essential decrease of the air dustiness in the process of construction of transport facilities is possible when using the combined method of dust suppression, namely:

A) at the blasting – application of the hydro stemming of blastholes from hydropaste and filling of the working area by the foam with repetition factor 600-800;

B) at the drilling of blastholes – washing of blastholes by the foam with repetition factor 80-200.

The aim of this work is development of practical recommendations on industrial introduction of progressive technology in the mining exploration production. The foamgenerator made according to drawings of the mining chairs of Tomsk Polytechnic University is intended for creation of the foamy solution with repetition factor 80-200 from the water solution of sulfonal with concentration 0,05-0,1 % with the aim of effective dust suppression.

The results of tests made at one of expedition in Yakutia confirm the efficiency of the offered way of dust suppression in the process of blasthole drilling.

ROTOR MACHINE DIAGNOSTICS

A.A. Gagarin

Scientific advisor associate professor V.A. Rudachenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Vibration refers to mechanical oscillations about an equilibrium point. The oscillations may be periodic such as the motion of a pendulum or random such as the movement of a tire on a gravel road.

Nowadays, compressors are widely used in natural gas transporting industry. A compressor is obviously a rotor machine, and vibrational motions in the operation of rotor part wasting energy, creating unwanted noise and reducing period of safe operating are typically unwanted. Such vibrations can be caused by imbalances in the rotating parts, uneven friction, the meshing of gear teeth, etc. Careful designs usually minimize unwanted vibrations. However, the negative influence of vibrations is practically unavoidable [3].

For demonstration of the most essential points spectra were used. Real-life spectra do not contain symptoms of fault-identification in a straight-forward way, but at least they highlight difficulties of practical analytical work, and en-

courage recognition and acknowledgement of diagnostic software which contains an automated database of rules and is able to apply diagnostic rules similar to those given below.

Machine faults and problems that can be identified by using vibration measurement fall into the following types:

- Mechanical faults;
- Faults of machines with journal bearings;
- Faults of rolling element bearings;
- Mechanical looseness;
- Phenomena of resonance;
- Rotating shaft crack of fracture;
- Electrical faults;
- Stream induced vibration
- Faults of belt- and chain-driven machines
- Gear problems
- Vibration analysis of reciprocating machines

The subject of special study in this article is faults of rolling element bearings as they are considered to be the “heart” of rotor.

A rolling-element bearing consist of inner and outer race, a cage, and rolling elements. All of them may have faults. Vibrations generated by faulty elements and measured on the housing appear as bearing tones within the spectra, resulting in high-frequency noises in the ultrasonic range. In the course of wear, typical vibration spectra develop. In the majority of cases, the faulty component of a bearing can be identified according to the forcing frequency of vibration. Faults of races and rolling elements are easy to identify, however, that does not refer to the cage. There are several methods to find out about faults within bearings, but the most important thing is to decide the extent of bearing faults which can cause a functional failure of the machine. The most suitable method for that is recently developed cepstrum analysis. Cepstrum analysis is used by the most sophisticated diagnostic expert system for identifying the extent of bearing faults.

Theoretically, bearing fault frequencies can be identified by using the formulas (1) and (2), if the outer race is standing while inner race is rotating.

$$FTF = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \frac{Bd}{Pd} \cos \Theta \right) \cdot RPM ; \quad (1)$$

$$BSF = \frac{Pd}{2Bd} \cdot \left[1 - \left(\frac{Bd}{Pd} \right)^2 \cdot (\cos \Theta)^2 \right] \cdot RPM , \quad (2)$$

FTF – Fundamental train frequency;
Bd – Ball/Roller diameter;
Pd – Bearing pitch diameter (inch or mm);
 Θ – Contact angle (degrees);
RPM – Rotation/minute.

The following formula can be used to calculate *FTF*, in case that the inner race is standing while the outer one is rotating:

$$FTF = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{Bd}{Pd} \cos \Theta \right) \cdot RPM . \quad (3)$$

Formula for *BSF* is the same as (2) [2].

These bearing fault frequencies are often called “bearing tones”. Their value strongly depends on the stricter of the bearing.

Ball spin or rolling element frequency (*BSF*) depends on the relative diameter of rolling elements, and it is hard to estimate. Usually, it is between 2X and 4X.

Fundamental train frequency (*FTF*), the speed of cage seldom appears in the spectrum, but it can often be detected as the sideband frequency of ball spin frequency (*BSF*).

It is very important to consider that bearing fault frequencies are non-synchronous frequency components; therefore, they are not harmonics of 1X rotation frequency. That makes them easy to identify. Extreme bearing wear of faults produce several harmonics of bearing fault frequency in the spectrum, as well as sideband frequencies spaced at 1X or *FTF*.

A small damage usually occurs on the surface of one of races or rolling elements, which, under stress in the course of time, gradually leads to complete bearing failure.

The assessed frequency range is divided into four parts. Each range has its specific features and measuring particularities. Figure 1 shows the analyzed zones:

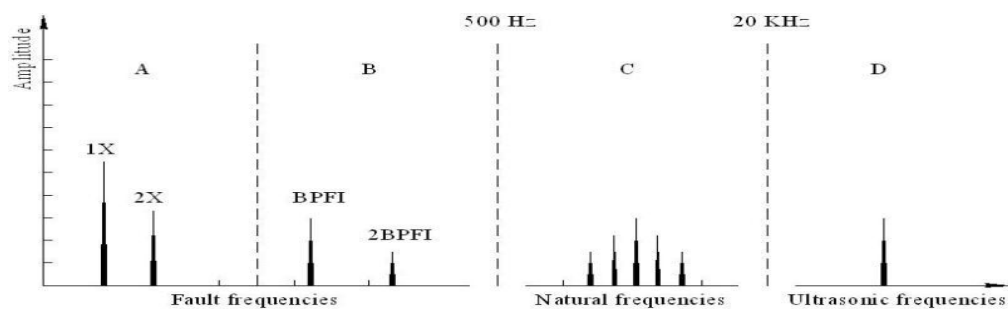


Fig. 1. Analyzed zones divided by frequency range

Frequency ranges of bearing assessment:

- A: zone of machine rotation frequency and its harmonics;
- B: zone of bearing tones (100 – 500 Hz);
- C: zone including natural frequencies of bearing components (500 Hz – 20 kHz);
- D: ultrasonic range (above 20 kHz).

The process of bearing wear has several phases. Hereafter is short description of them.

First stage: first sign of bearing wear appears in the range of ultrasound. By using a sensitive ultrasound detective device, such as UL101 sensor developed by CTRL Systems [4], even small, incipient faults can be revealed and identified with great reliability.

Second stage: in this phase of fault development, small defects appear in the race rolling elements due to material fatigue. During operation, as rolling elements pass these defects, small wideband excitation is generated in the bearing, which excites the natural frequency of bearing component. These cause the elevation of natural frequency peaks within the 500 Hz – 20 kHz range. Result measured in the ultrasonic range can be twice as much as values of the previous stage.

Third stage: bearing tones appears below the 500 Hz frequency range, typically at non-integer multiples of the rotation frequency (1X). If dismounted, traces of bearing wear can already be seen on components. Values measured in the ultrasonic range also show a tendency of increase, compared to the previous phase.

Fourth stage: in this phase of bearing failure, harmonics of bearing fault frequencies appear. The expected remaining lifetime of the bearing gets even shorter, and the bearing produces a big noise. Races and rolling elements get distorted and flaky. Vibration levels in the ultrasonic range get even higher.

Fifth stage: sideband frequencies appear around bearing fault frequencies and their harmonics. Races and rolling elements become more flaked, there are defects everywhere and the bearing gets warmer. The extent of wear reaches the point where it grows if interstices show the signs of inner looseness, which results in amplitude elevation at rotation frequency and its harmonics. Vibration at natural frequencies and in the ultrasonic range increases even more. Background noise-level increases in the high frequency range. Figure 2 shows the changes happened to spectra during this stage.

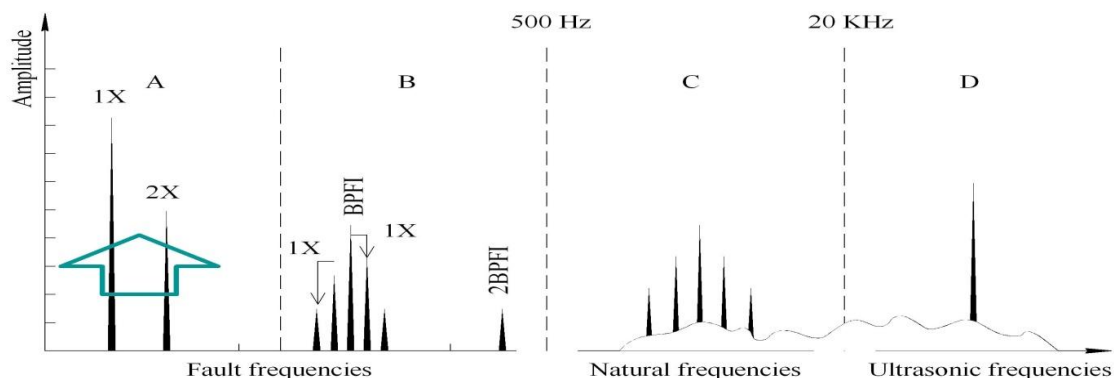


Fig. 2. Changes of spectra during the fifth stage

Stage six: due to extreme bearing wear, amplitudes in all ranges increase. Background noise increases not only at high frequencies, but also around the typical bearing fault frequencies, forming a haystack-shape around peaks, and as it increases, it gradually “swallows” the peaks. Meanwhile, the bearing vibration level increases extremely, the bearing becomes very hot, and gives off strong unpleasant noises. If the machine is further operated, cage breaks, ball/rolling elements may fall out, collide, pile up, or melt. Races and shaft may be damaged severely. The result is catastrophic. Finally, background noises swallow characteristic peaks of bearing tones, and the bearing completely falls apart. The shaft and the rotor may also get damaged. Figure 3 shows the changes occurred within the spectra during this stage [1].

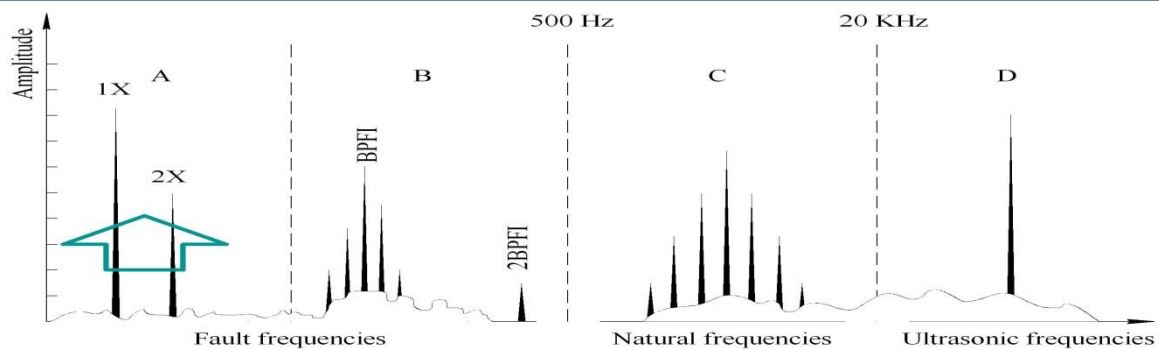


Fig. 3. Changes of spectra during the sixth stage

The most common symptom of rolling element bearing looseness is the presence of strong 1X harmonics, and sometimes elevated peaks of odd harmonics. In extreme cases, 0.5X peak and its harmonics also appear. Very rarely, but in case of extreme looseness, further subharmonics may appear at: 1/2X, 1/3X, 1/4X, ... Looseness of the rotating part may also produce 1X harmonics and sometimes subharmonics as well. Therefore, in order to define specifically where looseness is, it is necessary to carry out further local measurements and analysis. The knowledge of results of previous repair and maintenance operations may be useful.

References

1. Nagy I. Technical diagnostics. – Vibration analysis.
2. Randall R. B. Frequency analysis. Glastrup, Denmark: «Larsen & son», Ltd, 1989. – 389 p.
3. <http://en.wikipedia.org/wiki/Vibration>
4. <http://www.ctrlsys.com>
5. Пат. 85196 РФ, МПК E21C45/00 Снаряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых//Бондарчук И.Б., Шац С.В., Павлов В.В, Рябчиков С.Я., Зыков В.М., и др. (РФ). Заявлено 06.07.2009. Опубликовано 10.12.2009. Бюл. №12. – 7 с.

PRODUCTION LOG TEST ANALYSIS IN ZAPADNO-OSTANINSKOE OIL FIELD (WESTERN SIBERIA)

G.K. Gerasimovich¹, A.S. Oshlakova²

Scientific advisors professor L.Y. Erofeev¹, associate professor D.A. Terre

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

² National Research Tomsk Polytechnic University, JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russia

In recent years more and more oil reserves difficult to extract are developed and most of them are found within mature production fields (depletion exceeds 50%). The general approach to development of mature hydrocarbon fields primarily suggests implementation and application of techniques for monitoring the current deposit condition, as well as evaluation of applied technology efficiency for further planning of operations to increase hydrocarbon production rates. Therefore, it is impossible to choose the efficient technology for oil recovery without detailed analysis of a formation and well technical condition monitoring. In this respect production log tests are intended to obtain the appropriate information.

The objective of this survey is formation depletion analysis conducted on Zapadno-ostaninskoe oil field which required:

- evaluation of completeness and efficiency of production log tests;
- detection of the current state of the target development and analysis of the effect of multiple well production by means of flow measurements;
- analysis of oil-saturation over the time.

Zapadno-Ostaninskoe oil field development monitoring has been conducted since 1987. Productive horizon is $J_1 (J_1^1, J_1^2, J_1^3, J_1^4)$. The major deposit is located within the layer J_1^1 which contains about 90% of original oil-in-place reserves. The variety of relationships between the individual layers of the reservoir produces a rather complex hydrodynamic system within the oilfield.

The basic suite of methods includes flowmeter survey both thermoelectric and hydrodynamic, temperature logging, density logging, moisture logging, resistivity logging, casing collar logs and radioactive methods (gamma-ray logging; neutron logging; gamma-cement logging). The chosen set of measurements may be used to determine inflow intervals and injectivity profile, water encroachment sources, fluid composition throughout the wellbore, annular circulation sections, leakages in the casing, current oil-water contact level, technical condition of wells and the location of perforation intervals, performance indications of developed targets. Moreover, it can be applied as to assess attitude and reservoir depletion degree in uncased boreholes when combined with geophysical methods.

Considering the stock of drilled well bores and amount of investigations it may be assumed that the survey coverage during the entire period of development constitutes only 76 % (Table). However, it is necessary to carry out pro-

duction log tests annually on 50 % of producing well stock. Moreover, the scope of investigations conducted on other fields in Western Siberia is insufficient to yield appropriate information.

Table

Summary of production log tests

Type of testing	Survey coverage
water encroachment source	22
injectivity profile	98
fluid-movement profile	126
technical condition	61
Total:	287

Efficiency analysis results indicate that 36% of the investigations do not reach the desired objectives due to a number of reasons. In some instances the perforations are blocked by sediments or production string. In other cases flow rate or injection capacity can be lower than instrument threshold or probe cannot be lowered into the observation zone. The insufficient sump depth can be the reason as well. The survey coverage of beds J_1^2 , J_1^3 and J_1^4 is not sufficient therefore production analysis is carried out only for J_1^1 .

Flowmeter survey data were plotted to produce maps of net pay zone coefficients (K.n.p.) and stimulation coverage coefficient (Ks.c.), which indicate unused productivity potential of the well. Productive intervals according to RGT (mechanical flowmeter survey) results and STD (thermal flowmeter survey) data are almost identical and coincide with perforated oil-saturated zones of enhanced reservoir properties identified by the radioactive logging method and spontaneous polarization log. The largest Kn.p. and K.s.c. of production and injection wells are confined to the center of the western part of the deposit.

To estimate the relative field amplitude of spontaneous polarization (APS), which causes the inflow, the values of the relative field amplitude of the spontaneous polarization in the productive section and non-productive one were compared. The Figure reveals the following regularity for production wells: if $Aps > 0,75$ there is a great possibility that the interval will provide the inflow and vice versa. However, in injection wells a large number of non-productive inter-layers may have good Aps properties ($Aps > 0,75$).

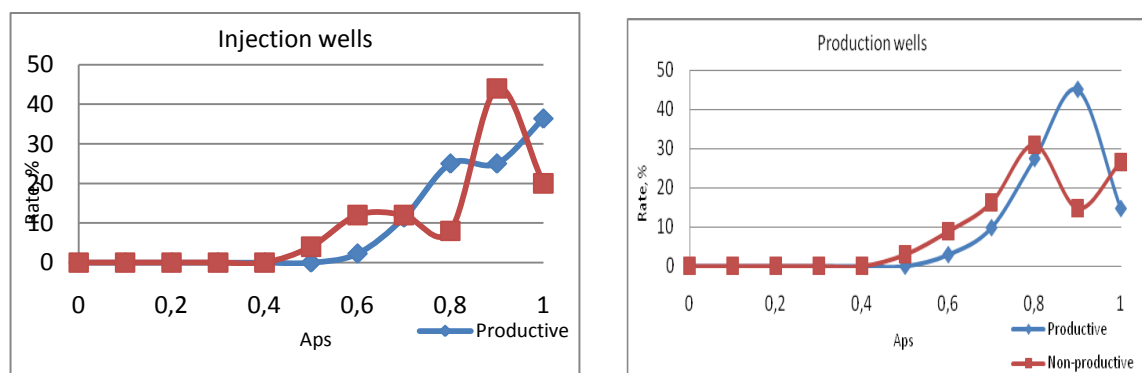


Fig. Dependence of the frequency of productive and non-productive intervals on the relative field amplitude of the spontaneous polarization for injection and production wells

The net pay zones coincide and they correspond to perforated oil saturation zones, subsequently, one may conclude about high degree of formation penetration by perforation. The profile analysis shows that highly permeable inter-layers are depleted first. It should be noted that intervals with low reservoir properties (top and bottom layer zones) are little involved into development.

The performed production log tests allowed to define productive sections within the layer J_1^1 . The comparison of the net pay zone coefficients within wells with behind-casing flows and without them shows that in injection wells there occurs fictive increase of net pay zone coefficient in the process of cross-flow formation. On the contrary behind-casing flows in a production well result in decrease of these values.

Zapadno-Ostaninskoe oilfield development within the layer J_1^1 is accompanied by water saturation increase, thus making it difficult to give quantitative estimate of oil saturation on the basis of electrical logs. In this regard, the detection of flooded reservoirs requires interval by interval comparison of geological and geophysical characteristics of wellbore surroundings with logging data obtained over different time periods. Since 1995 there appeared only 7 wells drilled in 2007. Besides, six of them are side holes, thus, their parameters cannot be compared. The single hole surveyed with a standard suite of methods was drilled in 2007. However, it is located near the external producing limit of the field and far away from existing well stock, so the comparison of electrical log variations over time period with the new data is impossible. Thus, to evaluate formation saturation and establish the basic regularities of waterflooding of deposits, it is advisable to conduct special surveys: pulsed neutron logging, carbon-oxygen logging and nano-electrical logging in a cased string [2].

References

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits. - Moscow: NIC "Regular and chaotic dynamics", Institute of Computer Science, 2005. – pp. 107 – 126.
2. Kuznetsov G.S., Leontiev E.I., Rezvanov R.A. Geophysical methods for monitoring the development of oil and gas fields. – M.: Nedra, 1991. – pp. 81 – 126.

WASSERVERSORGUNG VON OAG "SIBIR"

S.V. Grikow

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin M.V. Reschetko, Lehrerin S.V. Schestakowa
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Offene Aktiengesellschaft "Sibir" ist ein Unternehmen der Stadt Tomsk. Das Werk befindet sich im nördlichen Industriebezirk der Stadt, der früher ein Sägewerk besitzt hat. Die Hauptprodukte, die das Werk hergestellt, sind verschiedene Marken von Wodka. Es ist logisch, dass 59,9% der Werkproduktion nur Wasser ist. Die Besonderheit dieser Herstellung ist ein großes Wasserrückhaltevermögen. Diese Produktion erfordert nicht technisches Wasser mit geringerer Qualität, sondern trinkbares, hochqualitatives Wasser [4,6].

Mögliche Quellen der Wasserversorgung des Unternehmens sind die zentrale Wasserversorgung von der Einlauf Tomsk, Aufnahme der erforderlichen Wassermengen aus dem Fluss Tom oder aus Aquiferen. Grundwasserleiter zu Abhebungen innerhalb der Stadt können als zwei Systeme verteilt werden:

- Aquifer in den quartären Ablagerungen aQ3-4 (Aquifer-Typ "Vadosen", Aquifer niedriger Terrassen, Aquifer hoher Terrassen). Innerhalb der Stadt wird dieser Wasserleiter für den Privatgebrauch durch einzelne Brunnen und Bohrlöcher benutzt. Die Tiefe der Aquiferlage ist von 0 bis 20 Meter. Natürlich ist dieser Aquifer von der Oberflächeverschmutzung nicht geschützt. Dabei, die Ausbeute dieser Aquifer variiert und kann in der Industrie verwendet werden nicht. Es reicht von 0,07 bis 6,94 Liter/ Sek.

- Aquifer-System im Paläogen Abhebungen: - die lagernosadsko-Jurkowski-Novomikhailovsky Suiten. Dieser Komplex ist weit innerhalb der Stadtgrenzen in der Trinkwasserversorgung eingesetzt. Innerhalb der Stadt betreibt 10 Bereichen Wasser, abrufen aus dieser besonderen Komplex. Das Gesamtvolumen der registrierten Handbuch ist über 765 Mio. m³ pro Jahr. Felde (Bohrloche) sind entlang des Umfangs der gesamten Stadt. Darüber hinaus ist Tomsk Aufnahme, Ausübung zentrale Wasserversorgung, Wassergewinnung aus dem Komplex. Außerdem führt das Tomsker Unternehmen, das die zentrale Wasserversorgung verwirklicht, die Entnahme des Wassers aus diesem Komplex. Das betreffende Unternehmen als auch ausnutzen Horizont mit ihren eigenen Brunnen. Aus nach dem Bohren und der Einführung der Arbeit zeigten, dass Wasser in diesem Bohrloch erfüllt nicht die Qualitätsstandards des Trinkwassers für Eisengehalt durchgeführt. Dies ist charakteristisch für die Grundwasserleiter.

Bestehende Trinkwasserversorgung im Unternehmen lautet wie folgt: Die Spalte (Tiefe von 75 Metern, von Horizont betrieben - Pg 3nm-P2jr) - Vorreinigung Station - das System der Erweichung und fein - Lagertanks - Shop Blending.

Das Wasser fließt durch das Stadium vor der Behandlung und dann trifft Standards der Wasserqualität für die Trinkwasserversorgung. Dieses Wasser wird in der Fabrik in der Trinkwasserversorgung für die Spülung der Verpackung verwendet. Aber das Wasser für die Herstellung von Wodka, der aus strengere Anforderungen an die Struktur und den Inhalt einiger Elemente, die wiederum einen großen Einfluss auf den Geschmack und das Aussehen Merkmale des Produkts. Daher ist das Wasser System der Produktion auch die Installation von Feinreinigung und Erweichung enthalten.

So hat das Unternehmen ganz verlassen das System der zentralen Wasserversorgung als die Wasserqualität der zentralen Wasserversorgung für die Reinigung "kommt" für die Verbraucher mit schlechter Performance und zusätzliche Verunreinigungen. Dies ist darauf zurückzuführen Chlorierung und den schlechten Zustand der Wasserversorgung der Stadt. Abstraktion aus dem Fluss jetzt Tom ist durchaus möglich. Dieses Werk ist nicht sehr weit vom Fluss (300 Meter). Aber der Zustand des Wassers des Wasserlaufs wird weniger ressourcen-intensive Behandlung, dass die gesamten Produktionskosten des Unternehmens wäre wirtschaftlich unsolide erfordern. Kurz vor der 500 Meter ist eine Küstenstadt Oberfläche Einleitung von Abwässern Tomsk Fleisch. Darüber hinaus die allgemeine Qualität des Flusswassers in die Ausrichtung unter der Stadt weit schlimmer. Nicht umsonst Trinkwassergewinnung aus dem Fluss oberhalb der Stadt mit dem Fluss gebaut wurde (mehr Betrieb in den 70 Jahren). Zustand des Flusses in [8] ist als "mäßig belastet" bewertet.

Wasserversorgung wird aus dem Quartär Aquifer aufgrund der Variabilität des Wassers unpraktisch, seine Anfälligkeit für Verschmutzungen von der Oberfläche und zu niedrige Produktionsraten. Darüber hinaus haben die Daten Fließgeschwindigkeiten eine signifikante Amplitude der Schwingung, die sich auf die Saison abhängt. Die Exposition gegenüber Verunreinigungen von der Oberfläche und Lateral-Flow ist ein besonders überzeugendes Argument gegen die Ausbeutung der quartären Grundwasserleiter. Dies wird durch die Lage des Unternehmens erläutert.

Erstens, die im Gebiet während die Sowjetunion gebracht Holz verarbeitenden Fabrik, in geringem Abstand (ca. 1km.) Funktioniert Schwellenwerk (bis jetzt). In den 70er Jahren des letzten Jahrhunderts aufgezeichnet Verschmutzung Daten Zeithorizont (einschließlich Pg 3nm-P2jr) Kreosot, das für die Imprägnierung von Schwellen verwendet wird. Der Grund dafür ist, dass die Kreosot im Abgas Schwellenwerk einfach in den See auf dem Territorium des Unternehmens gegossen. Tonschicht Sedimenten des Sees konnte nicht mit den Volumina der Verschmutzung zu bewältigen. Wenn eine Kontamination festgestellt wird Grundwasserzuströms Abfälle aufgehört, den See und getränkt in Kreosot Sedimenten gelöst. Spuren von Phenol in den Brunnen wurden in der 1998m gefunden wurde, in der Analyse nach der Inbetriebnahme. Im Moment waren Phenole in Wasser aus diesem Brunnen nach der Erstbehandlung nicht gefunden.

Zweitens, arbeitet die Datenpunkt in einem Radius von 1 km von der Anlage eine Menge "schmutzige" Industrie. Dies sind 2 Tankstellen, Parsing, Recycling Sammelstellen, etc. Dies deutet die Möglichkeit einer Kontamination ist nicht genug Schutz des Grundwassers, wie das Wasser des Quartär Grundwasserleiter. Wenn wir hydrogeologischen Querschnitt aussehen, ist es leicht zu überprüfen, ob die Paläogen Aquifer vor Verunreinigungen geschützt ist wie Unternehmen aus der Deckschicht aus undurchlässigem Lehm.

Basiert auf der Arbeit getan und Informationen über die Besonderheiten der Wasserwirtschaft in Sibirien, die Art von Produkten und Produktionsprozessen Technologie gesammelt, können wir verschiedene Schlussfolgerungen ziehen. Erstellen Sie Ihre eigenen Wasserversorgung für ein solches Unternehmen muss wirtschaftlich gerechtfertigt sein, da das Wasser für die Produktion von hoher Qualität (vor allem auf den Geschmack Indizes) Wodka streng in der Komposition ist geregelt. Die Zusammensetzung des Wassers ausgenutzt Aquifer ist normal für die Region. Wasser benötigt keine zeitaufwendige und kostspielige Sanierung. Es ist erwähnenswert, dass die Regulation des Wasser Wodka machen nicht immer positiv. Es gibt Tatsachen, wenn sie ein besseres Produkt aus dem Wasser entspricht nicht den Anforderungen der heutigen Normen, anstatt Wasser-bezogenen Vorschriften und Normen eingegangen.

Literatur

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000, Издание второе, Серия Западно-Сибирская, подсерия Обская. Пояснительная записка. Сост.: Черникова Т. И., Рубцов А. Ф., Дубинский О. А.; Спб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000, 207 с.
2. Конторовича. Э., Сурков В. С. Геология и полезные ископаемые России. Том 2. Западная Сибирь. – Спб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 258 с.
3. Позняковский В. М. Экспертиза напитков. – М.:2000.
4. ГОСТ Р 51355-99 «Водки и водки особые. Общие технические условия»
5. СанПин 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»
6. ТИ 10-04-03-09-88 «Производственный технологический регламент на производство водок и ликеро-водочных изделий»
7. Лыготин В.А., Макушин Ю.В., Савичев О.Г., Шварцев С.Л. Пресные подземные воды Томской области: ресурсы, качество и использование // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. Материалы научно-практ.конф. Томск, 26.11.2004. – Новосибирск: ИГНГ СО РАН, 2004. – С. 208 – 209.
8. Экологический мониторинг. Состояние окружающей природной среды Томской области в 2007 году / Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды ТО, ОГУ «Облкомприрода» – Томск: Графика, 2008. – 24 с.

HYDRODYNAMICS AND HEAT TRANSFER IN CYLINDRICAL CHANNEL ENTRY I.Sh. Islyamov

Scientific advisors professor S.N. Kharlamov, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Study of friction and heat transfer includes a thorough research in molar momentum and heat transfer regularities. The development of thermal and dynamic layers which is accompanied by rearrangement of turbulent flow structure makes difficulties in modeling of these processes.

However, the problem of flow model in the channel entry tends to be solved within the momentum approach in a turbulence theory. Despite the complexity of models, including differential equations of any given second- or third-order momentum, the approach is increasingly applied not only in exploratory research, but also in the calculations concerning engineering applications.

The peculiarities of heat transfer in a channel entry are defined by hydrodynamic effects of the entry. Unlike developed heat transfer, the heat transfer in this zone is characterized by penetration of a thermal boundary layer into the central zone flow, with thermal layers interacting more rapidly than dynamic ones. However, temperature profile deformation does not end with interaction of thermal boundary layers; the zone it covers is slightly larger than nominal length of thermal entry zone.

Let us assume that the flow is axisymmetric at an average. The axial heat and momentum transfer by means of diffusion is neglected. Heat sources are absent. Then, system of equations describing flow and heat transfer in the entry zone of a channel is as follows:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r u_r) + \frac{\partial (\rho u_z)}{\partial z} = 0; \quad (1)$$

$$c \left(\frac{\partial u_r}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial r} + \quad (2)$$

$$\left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left[(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_r}{\partial z} \right] - (\mu + \mu_t) \frac{u_r}{r^2} \right);$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_\varphi}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_\varphi}{\partial z} + \frac{u_r u_\varphi}{r} \right) = \quad (3)$$

$$\left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left[(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_\varphi}{\partial z} \right] - (\mu + \mu_t) \frac{u_\varphi}{r^2} \right);$$

$$\rho \left(\frac{\partial u_z}{\partial t} + u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \quad (4)$$

$$\left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left[(\mu + \mu_t) \frac{\partial u_z}{\partial z} \right] \right);$$

$$\rho c_p \left(u_z \frac{\partial T}{\partial z} + u_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r(\lambda + \lambda_t) \frac{\partial T}{\partial r} \right] + \quad (5)$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[(\lambda + \lambda_t) \frac{\partial T}{\partial z} \right] + u_z \frac{\partial p}{\partial z} + (\mu + \mu_t) \left(\frac{\partial u_z}{\partial r} \right)^2;$$

$$2\pi \int_{R_1}^{R_2} u_z r dr = G(t) \quad (6)$$

$$\mu, \lambda, c_p = f(T); \quad (7)$$

The most detailed description of the visual pattern of a turbulent flow has been given by E.R. Corino and R.S. Brodkey [2]. The main feature observed in all experiences appeared to be an intermittent nature of the flow regime. Slow moving fluid layers, from $10 \nu/u_*$ to $20 \nu/u_*$ in thickness (u_* - dynamic velocity, ν - kinematic viscosity), were regularly observed close to the walls along the flow. The distance between the layers was about $100 \nu/u_*$.

According to the observations, slow-moving layer was occasionally distorted by turbulent vortices which were penetrating from the flow core and then jumped out from a slow-moving zone toward the pipe axle. Due to these processes, friction stress from time to time increased at the surface of the slow-moving layer, where turbulent vortices jumped out from, and intermediate flow. It was accompanied by a small-scale speed fluctuation characterized by small amplitude and flow trajectory agitation of the marked particles.

These jumps and speed fluctuations, leading to turbulence increase, is the most distinguished feature of the near-wall region in a turbulent flow which is kept up by it along the whole flow range.

Let us show that periodical energy increase of turbulent fluctuation near solid surface leads to pulsation energy variation near an average value.

As K-L model is more effective in result acquisition and description of low-Reynolds processes, it is used in closure of the defining equations. Neglecting kinetic energy variation along the azimuth coordinate, the balance equation of turbulent fluctuation kinetic energy near a solid surface is as follows:

$$\rho \left(u_z \frac{\partial E}{\partial z} + u_r \frac{\partial E}{\partial r} + \frac{dE}{dt} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\mu + \mu_t b_1) \frac{\partial E}{\partial r} \right) + \mu_t \left(\frac{\partial u_z}{\partial r} \right)^2 - \frac{b_2(\mu + b_1 \mu_t)}{L^2} E; \quad (8)$$

$$\rho \left(u_z \frac{\partial L}{\partial z} + u_r \frac{\partial L}{\partial r} + \frac{\partial L}{\partial t} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r(\mu + \mu_t b_3) \frac{\partial L}{\partial r} \right) - \quad (9)$$

$$- b_4 \frac{L}{E} \mu_t \left(\frac{\partial u_z}{\partial r} \right)^2 + B b_5 \sqrt{E \rho} \left(1 - \frac{L^2}{(R-r)^2} \right);$$

Values of constants b_i ($i = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7$) and expression for BbK-L model are the following: $b_1=0,4$; $b_2=3,93$; $b_3=0,35$; $b_4=0,125$; $b_5=0,29$; $B=b_6+b_7/Re_i$; $b_6=0,3$; $b_7=1,75$.

Typical turbulence scale is set by empirical **Prandtl--Nikuradze** formula:

$$\frac{L}{R} = l_0 + l_1 \left(\frac{2}{R} \right)^2 + l_2 \left(\frac{2}{R} \right)^4, \quad l_0 = 0,37; l_1 = -0,23; l_2 = -0,14; \quad (10)$$

Molar heat and momentum transfer coefficients were defined by **Kolmogorov-Prandtl** formulas:

$$(-\rho \overline{u'v'}) = \mu_t \frac{du_z}{dr}; \quad (11)$$

$$\frac{\mu_t}{\mu} = \alpha Re_t [1 - \exp(-\sigma_2 Re_t^2) + \sigma_3 Re_t^{0,5} \exp(-\sigma_1 Re_t^2)]; \quad (12)$$

$$\alpha = 0,2; \sigma_1 = 4 * 10^{-4}; \sigma_2 = 2,1 * 10^{-4}; \sigma_3 = 2 * 10^{-2}; \quad (13)$$

$$Re_t = \rho \sqrt{EL} / \mu; \quad (14)$$

$$\lambda_t = \mu_t c_p / Pr_t; \quad (15)$$

$$Pr_t^{-1} = \{(\mu / \mu_t)^2 / (2\delta_1 Pr)^2 + [1 + (\mu / \mu_t)^2 \delta_2] / \delta_3^2\}^{0.5} - \mu / (\mu_t 2\delta_1 Pr); \quad (16)$$

Equation system is integrated under the following condition:

$$t = t_0, z = 0: u_z = u_0, T = T_0, E = E_0, L = L_0, \rho = \rho_0; \quad (17)$$

$$r = R_1 = R_2: u_z = u_r, E = L = 0, T = T_w, u_\varphi(R_1) = \omega_1, u_\varphi(R_2) = \omega_2; \quad (18)$$

where index 0 refers to entry section, w – fluid boundary - wall.

Sweep method and three-point scheme are used for equation system integration.

Thus, the main influence peculiarities of the heat, transferred from the wall to the medium, on the laminar flow steadiness are easily observed even in a case of incompressible flow. With Reynolds numbers being from 10^5 to 10^6 , heating leads to significant increase of friction resistance. Hence, heating decreases critical region of Reynolds number which, in turns, leads to apparent increase of friction resistance in Reynolds number region corresponding to the transfer of laminar flow into turbulent one. Stabilizing and disturbing effects of heat transfer on the wall is mainly determined by the dependence of viscosity coefficient μ from temperature.

References

1. Бубенчиков А.М., Комаровский Л.В., Харламов С.Н. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. – Томск: Изд.-во Том. ун-та, 1993. – 178 с.
2. Corino E.R., Brodkey R.S. Journal of Fluid Mechanics. 1969, vol.37, N 1. – 130 p.

DIE NEUE TENDENZEN ZUR TECHNOLOGIE DER ANREICHERUNG VON KARBONAT-UND MANGAN- ERZEN

T.A. Kauzman

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin I.W. Frolowa, Lehrerin S.V. Schestakowa
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Das Manganerz ist die Art von mineralischen Bodenschätzen und Naturschätzen, in denen der Mangangehalt genügend für die wirtschaftlich ergebnisreichende Extraktion dieses Metalls oder seiner Vereinigungen ist.

Manganhaltige Mineralien sind Psilomelan ($MnO \cdot MnO_2 \cdot H_2O$) und Mangancalcit $[(Mn, Ca) CO_3]$ haben die inkonstanten chemischen Zusammensetzung, dabei wird sich der Inhalt des Mangans von 35% bis zu 60% und von 7% bis zu 25%, verändert. Der Pyrolusit (MnO_2) und der Manganit ($Mn_2O_3 \cdot H_2O$) haben die beständigen chemischen Zusammensetzung, und der Inhalt des Mangans erreicht 60%. Der Phosphor in den Manganerzen ist mit den Erz- und Berge-Mineralien verbunden. Der Phosphormodul (im Verhältnis des Phosphors zum Mangan) ist höher in karbonathaltigen Mineralien und ien bißchen niedriger in den voluminösen Differenzen von Oxidmineraliem (in Psilomelan) und und auch im Pyrolusit und Manganit.

Die Besonderheit der stoffliche Zusammensetzung von Manganerzen, diverse Anreicherung der mineralischen Texturabarten und die Einlagerungsbedingungen bestimmen die Technologie der Abarbeitung von Erzvorräten und die Reihenfolge der Entwicklung Bereicherungsschemen von elementar- (Zerkleinern und Ausspülung) bis verzweigte Magnet- und Flotations- Schwerkraftmethode. Es ermöglicht bei der Verschlechterung von stofflicher Zusammensetzung des Rohstoffs hohen Grad der Manganextraktion zu unterstützen.

Der Prinzipschaltplan der Bereicherung wird auf der Abbildung dargestellt.

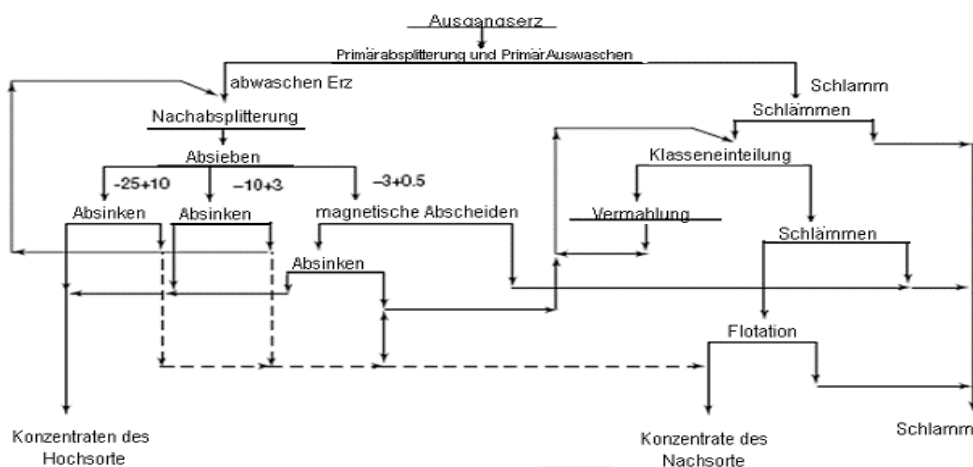


Abb. Der Prinzipschaltplan der Manganerzbereicherung

In den letzten Jahren in Russland gibt es das scharfe Defizit von Manganprodukten im großtechnischen Maßstab wird die Manganlagerstätte nicht exploitiert. In den Bilanzvorräten von Russland dominiert schwer aufbereitetes karbonathaltiges Erz (90,8%) mit dem relativ niedrigen Mangangehalt (18-22%), dem hohen Phosphorgehalt (0,2-0,3%) und der Kieselerde. Die aktuellen Bedürfnisse der Hüttenindustrie in Russland, die 90% des summarischen Landesbedürfnisses ist, wird 1,3-1,5 die Millionen Tonne von Warenmanganerzen bewertet, und im wesentlichen mit dem Import abgedeckt.

Deswegen ist die Senkung der Importabhängigkeit die industrielle Verarbeitung Karbonaterzlager in Russland. Die Forschungen werden in Tininskoe (Swerdlowsk) und Usinskoe (Kemerowo) Lagerstätten durchgeführt. Nach Programm «Das russische Mangan» (1995-2005) wird die Rohstoffbasis mit moderner Verarbeitungstechnologie Karbonat- und Mangan- erze gebildet.

Karbonathaltiges Erz ist schwer aufbereitet. Sie werden mit niedrigen Mangangehalt (18-20%), der Vielfalt der Mineralformen, die sich von der Qualität und den physikalischen Eigenschaften unterscheiden, und auch mit der schädlichen Begleitstoffen - in erster Linie Phosphor kennzeichnet.

Die Bildung der effektiven Technologie nach Verarbeitung hilft Russland vom Import der Manganprodukte (Ferromangan, Manganmetall etc.) zu befreien, voraussichtlich deren Konsum im 2005 Jahren 550 000 t sein wird.

Zur Zeit gibt es neue Technologie, die nach folgenden Prinzipien erforschen wurden:

Vorbereitung Erzmasse mit der radiometrischen grobportionischen Sortierung für die Absonderung von reichen und leicht aufbereiteten Erzen;

1) Einsatz der Kombinationstechnik mit traditionellen mechanischen Methoden für Erzverarbeitung mit der radiometrischen Scheidung auch mit der chemischen und biochemischen Anreicherung;

2) Einsatz der «Schontechnologie», die aus der Absonderung und Erhaltung bei der Erzbereicherung von grobstückigen Produkten nach der Qualität und granulometrischen Zusammensetzung dementsprechend der Anweisungen zu Beschickung bei dem Schmelzen der Manganlegierungen besteht;

3) Erhöhung der Bereicherungseffektivität der magnetischen Scheidung mit den Apparaten von intensitätsreichem Magnetfeld für Material 10 mm;

4) Absonderung aus den Phosphorerzen der radiometrischen Scheidung des phosphorhaltigen Manganprodukts und seine Verarbeitung (Entphosphorung) mit den Methoden der chemischen oder biochemischen Bereicherung;

5) Einsatz vom industriellen Bereicherungsprodukt mit der Manganokalzitzusammensetzung für die Vormischungsproduktion;

6) Komplexbereicherung des Rohstoffs für die Bereitung der grobstückigen und körnigen Mangankonzentrate;

7) Chemisch-technologische Konzentrat -verarbeitung und -bereicherung mit der Bereitung des Kaliumpermanganats, elektrothermischen Mangandioxides, Manganmetalls etc.

Aufgrund dieser Prinzipien ist technologische und effiziente Verarbeitungstechnologie von Karbonat- und Mangan- erzen (98,51Mio t oder 65,2%) von Usinskoe Erzlager in Russland entwickelt.

Im Usinskoe Erzlager gibt es Haupterzentypen: Rhodochrosit-, Manganokalzit-, Kalksteine- erze und die Bildung der effektive Komplextechnologie hat wichtige Bedeutung auch für andere karbonathaltige Erzlager.

Also, kann man die Schlussfolgerung machen, dass die Technologien der Erzbereicherung setzen fort. Die Erforschung und Auffinden einer Lagerstätte werden durchgeführt und die Entwicklung der neuen Technologien haben den Einfluss nicht nur auf die Wirtschaft von Russland, sondern auch auf die Außenwirtschaft.

Literatur

1. Алгебраистова Н.К. Исследование руд на обогатимость: учебное пособие /Н. К. Алгебраистова; Сибирский федеральный университет (СФУ), Институт цветных металлов и золота. р Красноярск: Изд-во СФУ, 2007. — 124 с.: ил. - Библиогр.: С. 106 – 108.
2. Бызов В.Ф. Рациональное применение магнитной сепарации при обогащении марганцевых руд.
3. Литвинцев Э.Г., Броницкая Е.С., Михайлова Н.С., Тигунов Л.П., Рябкин В.К., Сутырин Ю.Е., Ожогина Е.Г., Зверев В.В. Комбинированная технология комплексной переработки карбонатных марганцевых руд.
4. Литвинцев Э.Г., Броницкая Е.С., Тигунов Л.П., Первушин А.В., Улубабов Р.С. Новые подходы к совершенствованию технологии обогащения карбонатных марганцевых руд.
5. Лыгина, Т.З. Технологии обогащения руды : учебное пособие / Т.З. Лыгина, С.В. Водопьянова ; Казанский государственный технологический университет (КГТУ). – Казань: КГТУ, 2008. – 132 с. - Библиогр.: С. 123. – Глоссарий: С. 124 – 130.

PORTABLE SUPPORT SURFACES IN OIL AND GAS PIPELINE REPAIR-AND-RENEWAL OPERATIONS UNDER SWAMP CONDITIONS

D.F. Khasenova

Scientific advisors associate professor V.G. Krets, associate professor A.B. Strelnikova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The majority of large-diameter (1020, 1220 mm) oil and gas pipelines located in Siberia pass through a swampy area. The length of these areas accounts for tens and hundreds of meters, and sometimes – tens of kilometers.

On a world scale, in fact, a swamp classification is rather different. Within this paper, the types of swamps are considered according to the SNIP III-42-80* «Major pipelines. Rules of procedure and acceptance of work». The division occurs by movement character of construction equipment on the surface of a swamp. Thus, it is acceptable to use specific

technical equipment on the first type swamps, ordinary technical equipment with application of boards, platforms or temporary road beds on the second type swamps and floating technical equipment or ordinary technical equipment from floating structures on the third type swamps.

The following temporary road beds are applied in pipeline construction on the watered ground, first and second type swamps according to the VSN 2-105-78:

The roads with the lowest type surface:

- made of soils ameliorated by additives;
- plank-road;
- collapsible (track and uniform) roads and platforms with wooden surface;
- winter roads;
- ice crossings.

The roads with transitional surface:

- gravel and crushed-stone roads;
- 1. collapsible roads with surface made of reinforced-concrete slabs.

The structures of temporary road beds are provided by work plan and selected by standard scheme depending on soil bearing capacity, type of swamp, peat bed thickness and compressibility, estimated values of unit and axial loads with allowance for freight turnover, traffic density, period and pace of construction, availability of local road-building materials and riding-quality road. Optimal alternative is determined by technical and economic assessment and comparison of the results. The analysis of oil pipeline repair works under swamp conditions shows that the most labor-consuming parts of repair works are preparatory work and construction of temporary roads and platforms.

Oil pipeline repair works under swamp conditions has the following special features:

- deterioration of swamp surface bearing capacity after repeated movement of technical equipment;
- increased watering and low soil density;
- restriction of technical equipment maneuvering within area of repair works owing to forest coverage of swampy areas;
- necessity of undue usage of building materials;
- labor intensity of technical equipment delivery for an accident area;

Relying on above-listed special features of repair works in a swamp conditions, it can be claimed that construction of temporary roads made of soils ameliorated by additives and plank-roads are irrelevant owing to the following reasons:

- time consumption ;
- unsustainability (usage of wood accounts for 1,3-3 thousands m³ per km);
- non-portability.

Therefore, it is recommended to use specific technical equipment or collapsible surfaces which possess sufficient bearing capacity and fast assemblage pace.

The analysis of existing configurations of collapsible surfaces devised in both Russian Federation and foreign states shows that, basically, they have a track and uniform type construction with hingedly or freely united elements.

According to the RD 153-112-014-97, several types of collapsible surfaces are applied, especially SRDP-1, SRNP-1, SRRP-2, SRNP-3 and PSRP-1 [2]. There are technical characteristics of above-mentioned collapsible roads and platforms in Table.

The constructions of standard collapsible surfaces allow:

- to construct temporary road beds on swamps without special leveling of a swamp surface;
- to improve passability of swamps;
- to reduce laboriousness of the installation works during construction of access roads and platforms;
- to shorten a period of repair-and-renewal operations and outage downtime.

However, the manufacturing of standard collapsible surfaces demands a quantity of sorted wood and metal. Therefore, in practical work, it is easier to make a plank-road from cut trees, but after some time the wood sinks into marsh. It is inadmissible.

Table

Summary of main technical characteristics of portable surfaces

Type of surface	SRDP-1	SRNP-1	SRRP-2	SRNP-3	PSRP-1
Specifications					
Width of carriageway, m	3,2	3,2	3,2	3,2	5,7
Bearable wheel load, kN	200	200	200	100	250
Bearable crawler load, kN	N/A	365	250	150	N/A
Dimensions (LxWxH), m	3,5x3,2x0,3	5,4x4,4x0,6	5,0x5,0x0,47	5,0x5,0x0,6	2,47x5,92x0,87
Assembly time, min	3(per junction)	N/A	88 (100 m ²)	N/A	N/A

Within the research, novel constructions of collapsible surfaces are considered on basis of book materials [1] and patents numbered [3], [4], [5] and [7]. In our opinion, the most relevant and portable construction is the one devised by "IPTER", Ufa (Fig.). The platform consists of a central board 1 and peripheral boards 2 jointed by hinges 3, automatic catches 4, bearing stands 5 and staples for slinging 6.

The platform can be delivered to work location by the helicopter [2].

The main advantages of the collapsible platform:

- made of non-scarce polymeric material;
- allows to deliver additional equipment in the container formed by collapsed platform;
- has a short-duration period of delivery and assembly;
- high bearing capacity.

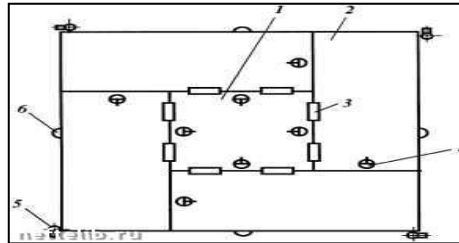


Fig. Platform: 1 – central board; 2 – peripheral board; 3 – hinge; 4 – catch; 5 – stand; 6 – staple for slinging

Conclusion
In the paper, the methods of temporary road and platform construction under swamp conditions are regarded, and the questions related to standard and novel types of portable support surfaces for use in oil and gas pipeline laying and repair-and-renewal operations are dealt.

The following results were obtained:

- It was determined that the application of portable support surfaces is the most relevant and effective approach to use in oil and gas pipeline repair-and-renewal operations;
- The application advantages of novel portable support surfaces in comparison with the standard one were ascertained.

Following the results, it can be said that the subject of collapsible support surfaces has wide implications in oil and gas transport industry, but actually it has not been developed since the Soviet times and requires structural novel solutions. Furthermore, it is ought to be noted that the adoption of new technology is primarily urgent for the area of accident response service.

References

1. Гумеров А.Г., Векштейн М.Г., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. – М.: Nedra, 1998. – 271 с.
2. Пат. 2013487 Россия E01C9/08. Колейное сборно-разборное покрытие для устройства дорог на слабых грунтах. Ткаченко В.И. Заявлено. 04.02.1992; Оpubл. 30.05.1994.
3. Пат. 2183701 Россия E01C9/08. Сборно-разборное несущее покрытие. Хазанов И.Ю. Заявлено. 23.04.2001; Оpubл. 20.06.2002.

KORROSIONSSCHUTZ DER ERDÖLLEITUNGEN

J.S. Kissajewa

Wissenschaftliche Leiterinnen Dozentin N.W. Tschuchoreva, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Jährlich kommen in Erdölfeldern Russlands etwa 50-70 Tausend Havarien an den Pipelines vor, 90% von denen Folge der Korrosionsschäden sind. Korrosion ist der natürliche Abbau von Werkstoffen wie Rohrleitungsstahl, der aus einer Reaktion mit seiner Umgebung herrührt. Die Korrosion von Pipelines kann durch Kohlendioxid, Wasser, Sedimente und Bakterien verursacht werden.

Erdverlegte Rohrleitungen und Pipelines sind kostspielige Investitionsobjekte. Um einer Zerstörung durch Korrosion entgegenzuwirken, werden sie durch Anstriche und Umhüllungen geschützt. Doch schon kleinste Beschädigungen im Anstrich oder Risse in der Umhüllung führen zur gefürchteten Lochfraßkorrosion. Korrosion bewirkt eine elektrochemische Reaktion, welche Metall abträgt. Das Ergebnis sind leck gewordene Rohrleitungen, die enorme Sach- und Umweltschäden verursachen können. Um die hohe Zuverlässigkeit zu erzielen und die Schadenhäufigkeit zu senken, muss man Komplexmaßnahmen treffen. Die Korrosionsschutzverfahren werden in technische (mechanische), chemische und technologische eingeteilt.

Technische Korrosionsschutzverfahren. Unter allen Methoden des technischen Korrosionsschutzes ist in erster Linie der Wechsel des Rohrmaterials auf die korrosionsbeständigen Stoffe zu nennen, z.B. Kunststoffe, die für verschiedene Druckverhältnisse ausgelegt sind:

- Niederdrücke bis 1,0 MPa, die aus Niederdruckpolyäthylen, Polypropylen, Polyvinylchlorid, Polybuten hergestellt werden;
- Drücke von 4.0-6.0 MPa und höher, die aus Kompositstoffen produziert werden: glasfaserverstärkte Kunststoffe, biplastische, armierte, thermoplastische Materialien.

Chemischer Rohrleitungsschutz schließt die Anwendungsmethoden der Korrosionsinhibitoren ein. Die Inhibitoren verhindern (verlangsamen) den Prozess der korrodierenden Rissbildung und gelten als eine effektive Schutzme-

thode. Viele Inhibitoren sind imstande, in die Spitze des entstehenden Risses einzudringen und seine Entwicklung zu bremsen. Es ist wichtig, den Inhibitor richtig zu wählen. Er soll den lokalen und gleichmäßigen Korrosionsprozess wesentlich verzögern und die Bildung und Entwicklung der Ermüdungsrisse effektiv unterdrücken.

Technologischer Rohrleitungsschutz beruht auf der Technologieauswahl der Aufbereitung und des Transports von Rohöl mit minimalem Kontakt „Wasser-Oberfläche“. Das sind Technologien der differenzierten Wassertrennung in Form einer freien Phase.

Rohrleitungsschutz gegen elektrochemische Korrosion. Unterirdische Rohrleitungen sind der Korrosion elektrochemischen Typs ausgesetzt. Die im Boden verlegten Röhren befinden sich wegen der vorhandenen Salze und Feuchtigkeit in einer „elektrolytischen Wanne“. In einem trockenen Sand kommt die Korrosion nicht vor. Die Schutzmaßnahmen der Rohrleitungen gegen die äußerliche Korrosion werden in passive und aktive gegliedert.

Passive Schutzverfahren sehen die Isolierung der Außenseite des Rohrs vor der Grundwasser- und Streutromberührung vor, die mit Hilfe der dielektrischen korrosionsverhütenden Behandlung ausgeführt werden. Die Rohr-schutzbeschichtung ist wasserdicht, mechanisch fest und wird gut an das Metall gehaftet. Zur Isolierung der Erdölleitungen werden die Beschichtungen auf der Grundlage des Bitumens und der Polymere verwendet. Bitumenvergußmasse zur Beschichtung enthält einen Mineralfüllstoff oder Gummikrümeln, um ihre Zähigkeit im heißen Zustand zu erhöhen und die mechanische Festigkeit der Beschichtung zu steigern. Die Beschichtungen auf der Grundlage der Polymere stellen Polyethylen- oder Polyvinylchloridfolien mit Klebstoff dar. Das Folienband wird auf die gereinigte und grundierte Rohrleitung gewickelt. Beim Dauerbetrieb der Rohrleitungen, die nur durch Isolationsbeschichtung geschützt werden, entstehen Durchgangskorrosionsschaden schon in 5-8 Jahren nach der Rohrverlegung, da die Isolation mit der Zeit ihre Festigkeitseigenschaften verliert und in ihren Rissen intensive Prozesse der Außenkorrosion beginnen.

Aktive Schutzmethoden der Rohrleitungen gegen die Außenkorrosion sehen vor, einen solchen elektrischen Strom zu schaffen, bei dem das ganze Rohrleitungsmetall trotz der Inhomogenität seiner Einsprengungen zu einer Kathode wird, und als Anode dient das zusätzliche im Boden unterbrachte Metall. Es gibt zwei Arten des aktiven Rohrleitungsschutzes gegen die äußerliche Korrosion – Protectorschutz und Kathodenschutz.

Beim Protectorschutz wird neben der Rohrleitung ein aktiveres Metall (Protector) angeordnet, das man mit der Rohrleitung durch einen isolierten Draht verbindet. Die Wirkungsweise des Protectorschutzes ist der Wirkung eines galvanischen Elements ähnlich. Die Protectors werden aus den Stoffen hergestellt, an die die folgenden Anforderungen gestellt werden:

- Potentialdifferenz des Protectorsmaterials und des Eisens soll möglichst groß sein;
- der bei der elektrochemischen Lösung der Protectormasseneinheit produzierte Strom (Stromlieferung) soll maximal sein;
- das Verhältnis der Protectormasse, die zur Produktion des Schutzstromes benötigt wurde, zum Gesamtverlust der Protectormasse (Ausnutzungsgrad) soll maximal groß sein.

Die genannten Anforderungen erfüllen im höchsten Grad Magnesium, Zink und Aluminium, deren Legierungen für die Herstellung von Protectors verwendet werden. Eine Technologie, die das Metall in seiner Struktur vor Korrosionen schützt, ist der kathodische Korrosionsschutz, eine Technik, die üblicherweise bei unterirdischen Pipelines zum Einsatz kommt und dank elektrochemischer Vorgänge die Metall-Korrosion verhindert. Korrosion ist immer auf Potentialunterschiede zwischen einem metallischen Werkstoff (z.B. Rohrleitungen) und seiner Umgebung zurückzuführen. Sie ist ein elektrochemischer Vorgang, bei dem es an der Metalloberfläche zu einem Materialabtrag kommt.

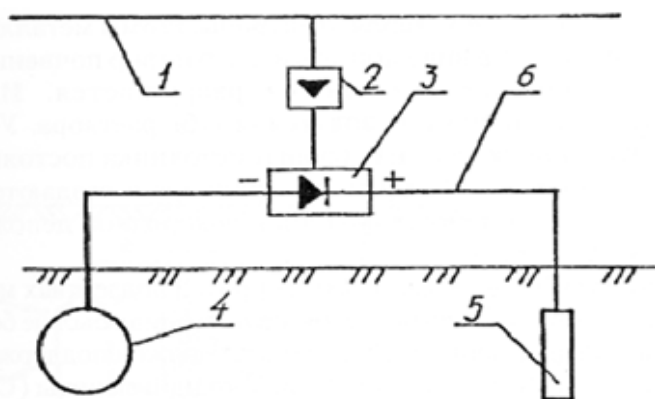


Abb. Prinzipielles Schema des Kathodenschutzes: 1 – elektrische Fernleitung; 2 – Transformatorhäuschen; 3 – Kathodenschutzstation; 4 – Schutzobjekt (Rohrleitung); 5 – Anodenerdung; 6 – Kabel

Mit Hilfe einer Gleichstromquelle, Kathodenstation (Abb.) wird die Potentialdifferenz zwischen der Rohrleitung und dem hier angeordneten Metallstück so erzeugt, dass an die Rohrleitung eine negative Ladung gelangt, und an das zu lösende Metall – positive Ladung. Die Gleichstromquelle ist die Kathodenschutzstation 3, wo der Wechselstrom, der von der elektrischen Trassenfernleitung 1 durch den Transformator 2 kommt, mit Hilfe der Gleichrichter in den Gleichstrom umgewandelt wird. Unter der Wirkung des angelegten elektrischen Feldes der Quelle setzt die Bewegung von halbfreien Valenzelektronen in der Richtung „Anodenerdung – Stromquelle – Schutzobjekt“ ein. Es gilt, dass für

Korrosionsschutz der unterirdischen Rohrleitungen ihr Potential nicht größer als Minus 0,85 sein soll. Kathodischer Korrosionsschutz bewirkt eine Potentialabsenkung und reduziert so die Korrosionsgeschwindigkeit auf einen technisch zu vernachlässigenden Wert.

Elektrischer Stromabführungsschutz der Rohrleitungen. Die Methode des Rohrleitungsschutzes gegen Zerstörung durch Streuströme sieht ihre Abführung von dem Schutzobjekt auf die Anordnung – Streustromquelle oder spezielle Erdung vor. Diese Methode heißt elektrischer Stromabführungsschutz. Man unterscheidet gerade, polarisierte und intensive Stromabführung. Die gerade elektrische Stromabführung ist eine Einrichtung mit zweiseitiger Leitfähigkeit. Die gerade elektrische Stromabführung wird in den Fällen verwendet, wenn das Rohrleitungspotential ständig höher als das Potential des Schienennetzes ist, wohin die Streuströme abgeführt werden. Die polarisierte elektrische Stromabführung ist eine Einrichtung mit einseitiger Leitfähigkeit. Sie unterscheidet sich von der geraden Stromabführung durch das Vorhandensein eines Ventilelements. Bei der polarisierten Stromabführung fließt der Strom bloß von der Rohrleitung zur Schiene, was die Zuströmung von Streuströmen durch einen Dränagedraht ausschließt. Die intensive Stromabführung wird in jenen Fällen ausgenutzt, wenn man Streuströme nicht nur von der Rohrleitung abführen muss, sondern auch darin die notwendige Größe des Schutzpotentials zu sichern. Die intensive Stromabführung stellt eine gewöhnliche Kathodenstation dar, die mit dem Minuspol an das Schutzobjekt angeschlossen ist und mit dem Pluspol – nicht an die Anodenerdung sondern an die Schienen der elektrischen Strombahnen.

Nach der Inbetriebnahme der Rohrleitung werden die Parameter des Korrosionsschutzsystems eingestellt. Notwendigerweise können mit Rücksicht auf reale Situation die zusätzlichen Stationen des Kathoden- und Stromabführungsschutzes in Betrieb genommen werden.

Literatur

1. Aliev R.A., Belousov W.D., AG Nemudrov A.G. Pipeline Transport von Rohöl und Erdgas. –M.: Nedra, 1988. – 368 S.
2. Ischmumametov I.T., Issayev S.L., Lurie M.V., Makarov S.P. Pipeline Transport von Erdölprodukten. – Moskau: Öl und Gas, 1999. – 300 S.
3. Swarowskaya N.A. Aufbereitung, Transport und Speicherung von Ölproduktion. - Verlag TPU, 2004. – 298 S.

INFLUENCE OF GEOLOGY AND TECHNICAL WELL CONDITION ON RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM IN THE IGOLSKOE FIELD

Y.M. Kononov, E.N. Ivanov

Scientific advisors D.S.Mikhailchenko, head of DGFD «TomskNIPIneft»

associate professor L.M. Bolsunovskaya

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Water flooding is a common method of reservoir pressure maintenance. Thus the efficiency of water flooding system is a very important problem in oil industry, because injected water should sufficiently maintain reservoir pressure and provide good sweep efficiency of oil toward to production wells.

One of the problems of field development is an inefficient injection. The consequence of such injection is a formation of pressure decline. The main problem of the Igolskoe field is that pressure declines in several blocks during the cumulative and current overcompensation (cumulative compensation 117%, current compensation 119%). It means that volume of injected water is higher than volume of produced liquid. Theoretically, good sweeping efficiency suggesting all the injected water is fully utilized to push the oil towards the producers without any wastage of the injected water.

Field practice shows different causes of inefficient water injection and pressure decline [2]. These causes fall into two categories related to geological features of the reservoir, and to mechanical and artificial problems.

An accurate reservoir description – the internal, three-dimensional variation of reservoir rock properties – is essential to effective reservoir management. Knowledge of reservoir geology is particularly important to predict reservoir performance [4-6]. Otherwise, there can appear errors in geological modeling and incorrect interpretation of the geology.

Causes related to geology and insufficient reservoir description:

1) Presence of highly-permeable layers (HPL), which were not identified earlier, during geological interpretation. The consequences of this are the following: water can flow in undesirable direction to other layers; to other production wells or flow in an aquifer [7]. Production logging (PL) data allow to analyze profiles with obvious flow in one perforation. The profiles where there is directional flow in one perforation (interlayer) constitute more than 80% of total flow in a well. Analysis of PL data showed that there are only 8 injection wells with such profiles. These wells were analyzed in order to locate abnormally high injectivity and they were compared with regions of pressure and water loss, but there are no relations with regions of low pressure. According to the analysis of logging data obtained from these wells SP curves show a smooth change in properties, without leaps and fluctuations, inside the layer U1(2). In addition it is confirmed from the [3] that the layer U1(2) does not contain highly permeable layers.

2) Naturally fractured rather than porous reservoirs. Water can migrate not only through pore channels but fractures as well. Moreover, simulation of fractured reservoir and porous reservoir is different. As a consequence there is insufficient maintenance of reservoir pressure. According to [3] the upper Jurassic deposits mainly the layer U1(2) of field I is a porous formation. The analysis of indicator researches confirms a facial model of the field.

3) Presence of faults which can result in water loss and pressure decline as there can be poor hydrodynamic interaction between blocks of faults and water injected in a certain zone may not influence the pressure in the other section.

According to "Tectonic Map of Jurassic structural layers of sedimentary cover of western areas of Tomsk region and seismic section of field I there are no faults.

Causes related to mechanical/artificial problems:

4) Autohydraulic fracturing (HF) which is a formation of fractures in injection wells due to high injection-pressure. It can lead to uncontrolled growth of fractures and water leakage into the underlying horizons and injection water losses. In the field the injection pressure is commonly higher than reservoir fracturing pressure, as a result autohydraulic fracturing (HF) occurs in the injection wells. The results of indicator researches (see Table) showed that almost the entire volume of injected indicator that comprised about 95% by injected mass (indicator tests №1, №2, №3) was taken from nearby production wells. Only in the injection well №6 77% of indicator was lost and 23% of it was taken from nearby wells. This can be explained by the fact that this well is located between inner and outer oil-water contact and the water was most likely lost in aquifer. Subsequently, it can be deduced that the fractures were formed by auto HF distributed within a producing formation U1(2) in the desired direction, and the water loss is not related to fractures.

5) The leakages, cracks, bad cement quality and annular circulation in the injection wells.

Comparatively high losses identified in the wells №4 (11.7% loss) and №5 (34.4% loss) are explained by the fact that in these wells the leakage of string was detected. So there is a possibility that there are water losses in the injection wells with leakages.

Table

Results of indicator research

№ of Ind. test	1	2	3	4	5	6
Total amount of produced indicator, %	93,8	92,3	95,40	88,3	65,6	23
Ineffective injection, %	6,2	7,7	4,60	11,7	34,4	77,0

Then the production logging data and high injectivity well analysis was carried out. It was identified that 36 wells (from 87) had been operating with abnormal injectivity for the last 6 months (Figure). The objectives of PL are to locate casing leaks, tubing leaks, packer leaks, behind the casing flow, communication through the annulus due to poor cement, and thief zones [1]. The PL research was conducted in 161 injection wells. In 53% of wells the research (to determine the leakage) was carried successfully and while in 47% it did not reach the desired objective. The leakage was detected in about 25% of wells.

The results of comparison of high injection rate wells with PL data show that in 66% (23 wells) of the high injectivity wells leakages are supposed to occur, in 17% (6 wells) of wells leakages were not detected, and in 17% (6 wells) of wells PL was not carried out successfully. Thus it can be said that 66% of high injectivity wells are with leakages, that confirms their high injectivity (see the Figure). It explains abnormally high injectivity in those wells. Consequently, the great amount of the water is, probably, lost in these wells. The regions of wells with leaks were compared with low pressure blocks and as it can be seen from the Figure, they coincide. Thus it can be concluded that the fundamental cause of ineffective water injection and low reservoir pressure in such blocks is the leakages, thief zones and problems with connection's integrity in the injection wells.



Fig. Relations between location of high injectivity wells with leaks and blocks with low reservoir pressure

- injectivity from 100 to 150 m3/day
- injectivity more than 150 m3/day
- no leakages/ annulus circulation
- with leakages/ annulus circulation
- PL unsuccessful (no information)
- blocks with low reservoir pressure

The next step was the analysis of the injection wells behavior in the simulation model and ineffectively injected water volume evaluation. The wells with significant difference in simulated and actual injection were selected, thus there were 15 wells chosen for the analysis. It can be said that the leaks in these wells make the largest contribution to field water loss and pressure decline.

Recommendations and results

As it was proved the main cause of pressure decline and inefficient water injection is leakage, behind the casing flow and thief zones in the injection wells. It is recommended to carry out repair and insulation works (RIW) in those 15 wells with leakages and significant overinjection, as these wells have main influence on water loss and pressure decline in the field I, and to carry out PL in the wells with high injection rates in which PL researches were carried out unsuccessfully. There are also possibilities of overinjection.

Conclusion

The fundamental cause of water loss and low reservoir pressure on the Igolskoe field is the leakages, cracks in injectivity tubing, thief zones and problems with connection's integrity in the injection wells, due to which water is lost. Furthermore, low-quality of cementation works or cement distraction around the casing can be the cause of water flow in lower/upper non-productive but permeable horizons as well, all this leads to water losing and insufficient efficiency of reservoir pressure maintenance system.

The wells with high overinjection were chosen for a detailed analysis which showed water and pressure losses in I field barely depend on geological and facial structure of the field I, as well as autohydrofracturing in the injection wells. Consequently it is recommended to carry out RIW to remove leakages and make RPM system more efficient.

References

1. Cased Hole Log Interpretation Principles/Applications, Schlumberger, 1997.
2. Essen G.M., SPE, Zandvliet M.J., SPE, Van den Hof P.M.J., Bosgra O.H., Jansen J.D., SPE, Delft, Robust Waterflooding Optimization of Multiple Geological Scenarios // SPE Journal. – 2009. – № 1. – pp. 202 – 210.
3. Geological structure and petroleum potential of Upper Jurassic-Lower Cretaceous sediments of south-east of West Siberian plate/ V.S. Surkov., 2006. – 258 p.

ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF OPERATING NATURAL GAS FIELD (ORENBURG CONDENSED GAS DEPOSIT)

T.V. Kozyreva, O.S. Dmitrieva

Scientific advisors associate professor N.V. Krepsha, assistant D.S. Malukova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Orenburg gas condensate deposit (OGCD) is situated beside Orenburg within Volga-Ural oil and gas province. The main extracted gas is methane. It is recovered from 1300 -1800 m. Gas condensate from Orenburg deposit has various kinds of colours from colourless to black and it contains 76 g/m³ methane. It also includes 47 % of hydrogen sulfide, 3 % of carbon dioxide from general structure. [1]

Further environmental impact of polluting substance from Orenburg condensed gas deposit will be considered. Gas production industry is mainly presented by stationary sources of “Gazporm dobycha Orenburg”. There are exhaust of construction equipment and mechanics, motor transport, boiler and portable electrical power plant working on fuel oil and gas [2]; hydrocarbons form fuels and lubricants stores, filling station, fuel tank; smoke from engines, burning remains of wood and constructional materials (Tab. 1).

Table 1

Concentration pollutant in atmosphere in cities of Orenburg (according to date of 2009) [6]

Name	Hazard class	Average annual concentration, mg/m ³	Maximum single concentration, mg/m ³	Number of random exceedings, mg/m ³	Maximum permissible concentration (MPS) air pollutant in work-space, mg/m ³
Methane	2	0,8	8,4	10,5	2,0
Carbon monoxide	4	0,7	2,0	2,8	5
Nitric oxide	3	0,45	1,3	2,9	0,4
Sulphur dioxide	3	0,35	1,7	4,85	10
Formaldehyde	2	1,9	2,6	1,4	0,5
TOTAL				22,45	17,9

Another source of air pollution is industrial enterprises, oil-processing industry, mechanical engineering, heat and power engineering, motor and rail transports.

Total amount of polluting substances from stationary source of limited company “Gazporm production Orenburg” is 905 000 tons, 50 % of which was conditionally cleared.

Structure of air pollution (Fig.): the bulk is methane – 63,3 %, carbon monoxide – 25,2 %, nitric oxide – 6,5 %, sulphur dioxide – 3,2 %. [3]

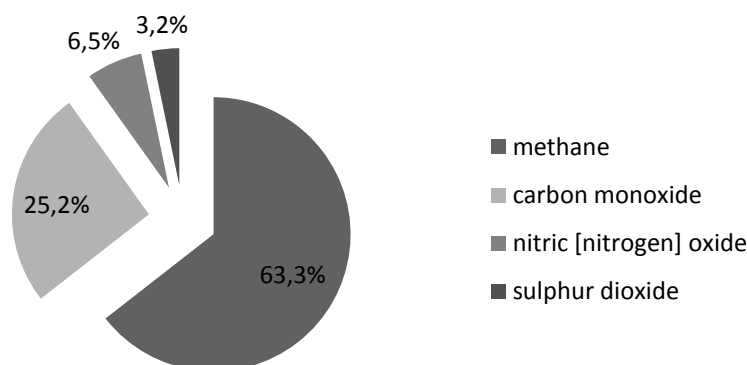


Fig. Structure of emissions from OGCD

“Gazporm dobycha Orenburg” belongs to 3rd hazard class according to air pollutant mass and species composition. As we can see in the table, random exceedings of MPC are 22,45 mg/m³ but maximum permissible concentration air pollutant in workspace proper supposed to be 17,9 mg/m³. Methane, nitric oxide, formaldehyde exceed maximum permissible concentration several times.

Condensed methane gas deposit has bad influence not only on atmosphere but also on lithosphere and hydrosphere, flora, fauna and on a human. The results of environmental impact assessment on atmosphere by OGCD is given in Table 2.

Table 2

Environmental impact assessment of condensed gas deposit [5]

	Stationary source of “Gazporm production Orenburg”	Nature-conservative measures
Atmosphere	Exhaust of building machines and mechanics, motor transport, boiler and mobile power plants with burning oil and fuel gas; hydrocarbons store of fuels and lubricants, filling station, fuel tank; smoke from engines, burning remains of wood and building materials	Hermetization of gathering facilities, transport, storing, oil and gas processing; utilization of associated petroleum gas, flares liquidation; exhaust drilling gas recovery;

Analysis of ecological condition of Orenburg region gives reasons to characterize it as area with comparatively complicated environmental situation. To sum up, operating condensed gas deposit has bad influence on environment. There are natural gas release exceeding MPC and which are created by development and transportation. To avoid it some nature-conservative measures need to be taken. Some measures for atmosphere protection were offered to “Gazporm dobycha Orenburg”. It includes hermetization of gathering facilities, transport, storing, oil and gas processing; utilization of associated petroleum gas, flares liquidation; exhaust drilling gas recovery. These measures abundance will assist emission decrease in the area.

References

1. *Mountain encyclopedia/ edited by . E. A. Kozlovsky. — M.: Encyclopedia of the Soviet Union, 1984.*
2. Ivanov S.I. The problem of environmental pollution from operating natural gas field with complex composition. Environmental monitoring // Environmental protection in oil and gas industry. – Moscow, 2010. – pp. 2 – 7.
3. Environmental report from joint-stock company «Gazpom», 2009. –17 p.
4. Practical manual for specialty № 11-101-95 for development section "Environmental impact assessment" substantiation of investment for building enterprises, buildings and constructions. – Moscow, 1998.
5. Tetelmin V.V., Yazev V.A. Environmental protection in oil and gas industry. – Dolgoprudny, 2009.
6. Maximum permissible concentration air pollutant in workspace, 2003.

PAST AND FUTURE OF KUZBASS OIL

L.K. Kudryashova

Scientific advisors associate professor T.A.Gaydukova, senior teacher T.F. Dolgaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

It is generally agreed that the coal and oil together – the incompatible concepts, i.e. where there is one thing, it is meaningless to look for another, in spite of a unified organic theory of the formation of these minerals. But, as practice shows, this assertion is not always true, or more precisely – is not true at all. Donetsk, Pechora and other coal-bearing

basins may serve as an example, where considerable reserves of oil and natural gas have been found. There are even some more examples.

Moreover, figuratively speaking, «the oil is found in large quantities even within coal layers». For example, in the Kuzbass, fat coal of Kolchuginsky suite of wide distribution, can serve as a powerful resource base for oil-like liquid products along with Barzas sapropel coal – excellent source material for oil-like products. Thus in this case, the coal specialization of Kuzbass confirms rather than refutes the possibility of opening major oil and gas deposits.

We can do a survey to carry out prospecting for oil and gas in the Kuzbass, having considered the views of some scientists on the petroleum potential of the Kuzbass, depending on the degree of geological and geophysical knowledge of mineral resources and justifying the return on resuming the search for oil and gas, considering the current economic development of the Kuznetsk Basin.

Today, the problem of oil production and refining is very important in the world. Most Kuzbass geologists are the ones with whom we have to discuss this question, answer in an affirmative, while among oil specialists of Tomsk and Novosibirsk there are just fans of Kuzbass oil. And it is not surprising, because their teachers were the masters of petroleum geology – O.G. Jero, V.S. Muromtsev, F.K. Salmanov, I.A. Ivanov, N.P. Zapivalov, N.N. Rostovtsev, who began their working career in the Kuzbass.

But the fact is the oil hasn't been found in Kuzbass area. Why? Ask the professionals and in return there is only a sarcastic smile, hiding an 80-year long dramatic history of oil exploration in the Kuzbass.

It turns out that the first liquid oil in Kemerovo region was discovered in 1955 near the village of Uzuntsy in the southern Kuzbass. Then, similar oil shows were observed in some other parts of the region. Very interesting data are gathered by geologists of the Kuzbass indispensable companions of oil – bitumen. Based on the expansion of the oil shows and bitumen, scientists and experts estimate the probable reserves of oil and gas condensate in the Kuznetsk Basin by 860.8 million tonnes. The amounts, which correspond to more, than 10 large or 40 medium-sized reserves of liquid hydrocarbons. Having these prospects for the discovery of oil commercial deposits, Kemerovo region may well provide itself and nearby regions with its own oil and gas for many decades [7].

Targeted research and drilling activities in the period from 1958 to 2000 were not conducted. The most active oil exploration in the Kuzbass was conducted in the period from 1938 to 1959, but was suspended after the discovery of large deposits in the West Siberian Plain.

What is the cause of previous oil exploration failure in Kemerovo region? Professionals think that not in a lack of favorable structures for oil deposits formation, but mainly in the specific character and complexity of the geological structure of the Kuzbass, compared with that of the West Siberian plate. The fact is that the Kuznetsk depression is a typical intermountain trough.

There are many reasons to confirm why the basic productive horizons in the central part of the basin remained unopened: failures in Kuzbass oil exploration were accompanied by engineering deficiency.

In 1997, the western region held deep geophysical surveys, which revealed a series of geological structures for commercial oil or gas condensate. At the end of 2001 in Belovo area the first in the Kuzbass region key "Podnadvigovaya number 1" was constructed. Its project depth – was 5000 meters. Besides the main purpose of studying the geological structure of deep-lying Lower Paleozoic age deposits, the geologists were challenged to identify potential oil reservoir rocks and rock-caps. The well was supposed to cross the entire coal-bearing sequences, which are complicated by the disjunctive dislocations. Geological information on the "Podnadvigovaya number 1" could be decisive for further oil exploration in the region. However, there are still some difficulties.

Three long years passed from the well design to the start of drilling. In 2001 near the village of Novobachaty geologists began to work, but in February 2002, the works were stopped at the depth of 585 meters due to the suspension of public financing. The well was «dying» with millions of rubbles already invested. Accordingly, the prospects for Kuzbass oil and gas were escaping. It is worth emphasizing that this was not the first abandoned intent of a promising finding.

Let's consider the views of some scientists and geologists on the prospects of oil-bearing Kuzbass strata.

In 1932, I.M. Gubkin put forward the idea of possible oil - bearing structures in the Kuznetsk Basin. The main points in favor of the successful Gubkin decision are the following:

1. The presence of the Devonian liptobio lithic coal and oil shales capable to be transformed into the source rock;
2. Numerous shows of bitumen in Devonian north-eastern Kuzbass margin;
3. Certain similarity of the geological Kuzbass structure with Appalachian oil-bearing regions in North America, where rich deposits of oil and gas are confined to the rocks underlying coal-bearing deposits.

To clarify these states of affairs, I.M. Gubkin offered to drill a rotary deep hole in the central part of Kuzbass.

Gubkin believed that coal and oil are the caustobio liths of the same origin. He also believed that the vein Kuzbass asphaltites formed due to oil, rising through fissures from the deeper horizons of the Kuznetsk Basin. He considered that the asphalt is the final product of liquid oil weathering. [2]

Another scientist – M.K. Korovin – in 1927 while studying tectonics and stratigraphy of the Ob-Yenisei interfluvies in the south-east part of the West Siberian Plain suggested the prospects for oil and gas in that region. [6] He believed that according to the medium and the Upper Paleozoic formations structure and facies composition it is better to distinguish a system of bays, lagoons of the Ob-Yenisei sea, later developed into the intermountain basins - the structure, particularly favorable for oil accumulation. These are Kuznetskaya and Minusinskaya, Chulyum-Yeniseiskaya, Biisk-Barnaulskaya, Zaisanskaya and Taimyrskaya.

Intermountain troughs of the system and especially the Kuznetskaya and Minusinskaya Basins in the Middle and Upper Paleozoic were often characterized by lagoon conditions and semi marine regime.

Despite the fact that from 1933 to 1958 minor oil shows were identified in the Kuznetsk Basin. Petroleum geologists, oil companies still continue to study the properties of this oil and its origin [1].

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, M.D. Skursky, believed that the Paleozoic-Mesozoic Kuznetsk Basin is rich in carbon-bearing carbonate-black shale, oil shale, argillaceous rocks, capable under favorable conditions to produce oil that looks like a sponge, and can soak up the mantle carbohydrates, converting them into oil.

Kuzbass scientist L.I. Solovyev also drew some conclusions on oil from the Kuznetsk Basin, made its classification and synthesized the information obtained during drilling.

Bitumen, oil and gas shows are direct signs of oil and gas. In the Kuzbass region more than 600 of these seeps are known, and they are distributed throughout the sedimentary strata, from the Devonian and to the lower divisions of the Cretaceous period.

Bitumen shows in the Kuznetsk Basin occur in the outcrops, mines, wells in many areas. The complete absence of oil phenols and alkenes excludes the coal origin of oil. [4] The chemical properties of oil in Tomsk region are similar to those of the first class oils.

An interesting assessment of petroleum potential of the Kuznetsk Basin was given by V.S. Muromtsev. According to the current understanding of the organic origin of oil and anticlinal theory of occurrence, he outlined the basic criteria for evaluating oil and gas prospects. [2] The scheme of the possible distribution of facies favorable for oil formation was made.

Muromtsev also paid special attention to the tectonic background of oil formation. In the Kuznetsk Basin, on the basis of this, he identified the following types of deposits:

- Structural deposits;
- Litho-stratigraphic reservoirs;
- The deposits associated with the fractured zones in the rocks.

The geologist from Novosibirsk – Zapivalov believes that the Paleozoic geological-structural level as a whole in Western Siberia is traceable by the littoral in the Kuzbass, and promising for finding high-flow-rate oil and gas deposits. Paleozoic is considered to be the main source of increasing resource base of oil and gas provinces.

Despite the validity of high availability of oil prospects in the Kuznetsk Basin, well drilling is not conducted. Today they prefer not to extract, but refine oil from other regions. [3]

Nowadays, there are many different views, opinions on the prospects of oil and gas in Kuzbass; most of which are confirmed by practice. But, while the coal industry has enormous potential, there is no hope for oil exploration and production.

References

1. Korovin M.K. Oil-bearing prospects in Western Siberia. – Novosibirsk, 1945.
2. Muromtsev V.S. Evaluation of oil and gas potential of the Kuznetsk Basin // *Geology and petroleum potential of Kuzbass: Proceedings SNIIGGiMS.* – Leningrad, 1959. – № 4. – pp. 276 – 290, 3 – 11.
3. Romanova N. In the Kuzbass coal engaged in oil // *Science in Siberia.* – Novosibirsk, 2008. – № 33.
4. Soloviev L.I. Geography of the Kemerovo region. *Nature.* – Kemerovo: «SKIF» - «Kuzbass», 2006. – pp. 113 – 115.
5. Skursky M.D. Gold-rare-earth rare-metal-neftgazougolnye fields and their prediction in the Kuzbass // *GOU VPO «Kuzbass State Technical University»* – Kemerovo: Kuzbassvuzizdat, 2005. – 627 p.
6. Vasilyev B.D. By the 120th of Lenin Prize Laureate Professor MK Korovin. // *Proceedings of the TPU. Exploration and development of oil and gas fields.* – Tomsk, 2002. – Vol. 305. – № 8. – pp. 6 – 8.
7. Vorobev V., Bezenchuk M. Oil Kuzbass to better pore // *MC in the Kuznetsk Basin (regional weekly).* – Kemerovo, 2002. – № 30.

GEOCHEMISTRY OF BEITIANTANG DISTRICT'S GROUNDWATER

E.A. Kupriyanov

Scientific advisors professor S.L. Shvarsev, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The chemical composition of groundwater of district Beitiantang

To study the groundwater of Beitiantang district (China, Beijing) were used the results of chemical analysis of water samples from 19 wells. Total mineralization varies from 0,6 to 1,8 g/l, it means, that here, both fresh and light-salted water might be observed.

The pH value varies from 7,0 to 7,8. According to pH value, the water is mostly neutral, although there might be alkaline water (in the northern part of the area).

Ionic composition of groundwater is represented mainly by ions HCO_3^- , SO_4^{2-} , NO_3^- , Cl^- , Ca^2 , Mg^2 , Na and K. The predominant anion of groundwater is Hydrogen – ion (varies from 0,2 to 0,6 g / l, the average – 0.3 g / l) which is mainly widespread in the south–west of the investigated area.

The content of chloride – ion varies from 0,05 to 0,4 g / l, average value is 0.2 g / l. There is also sulfate – ion, whose concentration varies from 0,08 to 0,2 g / l, average value is 0.1 g / l. The dependence of the content of the anions is shown in Figure 1, which indicates that with the salinity increase, the concentration of the main ions also increases.

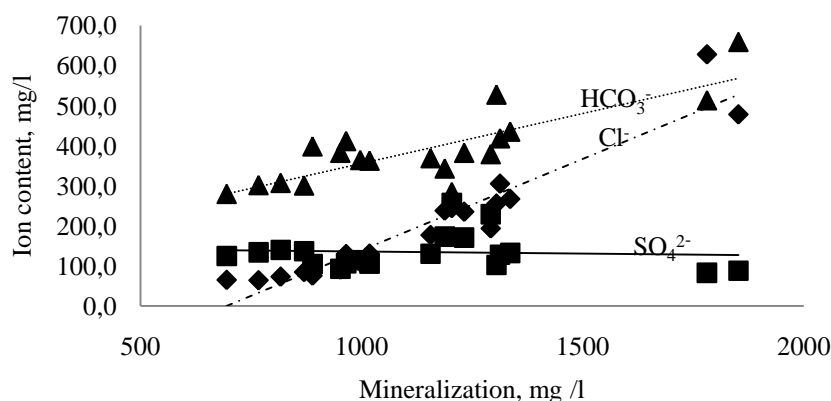


Fig. 1. The dependence of the content of the main anions of groundwater of Beitiantang district

Calcium strongly dominates among the cations (varies from 0,08 – 0,2 g / l, its average content is – 0,1 g / l). Calcium is mainly presented in the western part of the investigated area. The second-largest cation in content is – magnesium – 0,037 – 0,1 g / l (average value is – 0,07 g / l). Sodium – 0,07 – 0,2 g / l (average content is – 0,01 g / l). The content of potassium is very small in comparison with calcium ions (the average content of K is 0,001 – 0,01 g / l). As it is seen in Figure 2, the content of Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na, as well as the content of major anions, increases with the amount of ions.

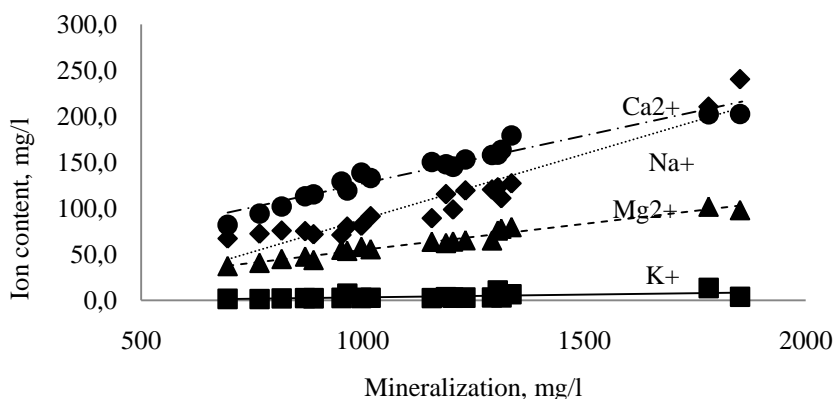


Fig. 2. The dependence of the content Ca^{2+} , Na^{+} , Mg^{2+} and K^{+} groundwater of Beitiantang district on mineralization.

According to the classification of O. Alekin, the groundwater of district Beitiantang is predominantly hydrocarbonate calcium – magnesium and it is only the results of analysis of 6 wells which show the predominance of chloride anion whose circulation area coincides with the circulation area of calcite. Consequently, the southwestern region of the investigated area is more mineralized, and the basic elements of which, as mentioned above, include bicarbonate and calcium.

For a general brief characteristic of the chemical composition of water, its main features are combined in one formula, which is called after the prominent Russian scientist, M. Kurlov and is widely used for mineral water.

Microcomponent composition in the results of analysis is presented very poorly. There are no such important microcomponents for the study as Cu, Pb, Zn, Cr, etc. Those components which are available such as (Fe, Mn, and F) do not significantly affect the overall picture of the chemical composition of groundwater. Iron is almost absent. It was probably due to the fact that the samples with water stayed motionless for a long time, as a result the component precipitated.

Equilibrium of groundwater of Beitiantang district with carbonate and sulfate minerals

The composition of the groundwater cannot be understood without considering the equilibrium in the «water–rock» system. The paper analyzes the equilibrium of the groundwater with carbonate and sulfate minerals.

The calculation of the equilibrium of water with the rocks was carried out by the method described in R. Garrels and Ch. Christ (1968) for the temperature of 25 °C (standard conditions). The calculations needed to calculate the reaction kvotant of active component concentrations were done using the software package HydroGeo, created by M. Bukaty. The question about the direction of the transformation of mineral substance in the prevailing hydro geochemical conditions was carried out using the stability fields of minerals, built in different coordinates. Since each sedimentary

rock is an aggregate of paragenetic association of mineral and organic components and the liquid–fluid phase, the system «water – rock» refers to the most complex heterogeneous systems with interphase interaction [1]. The investigation of the geochemical characteristics of groundwater is essential for studying their interactions with the host rocks, and for determining their degree of saturation in carbonates under standard conditions.

The complexity and directivity occurring in the system of the processes as well as the variety of patterns and the formation of secondary mineral phases and geochemical environments, forms of transporting of many chemical elements and compounds used in searching can be estimated on the basis of thermodynamic calculations with charting the stability of minerals.

According to the values of the solubility of minerals of underground water first things which are crystallized during the evaporation of water are the carbonates of alkaline–earth metal. This stage is common for the underwater of different hydrochemical types. Initially, there is the crystallization of calcite but the sequence of deposition of other carbonates depends on the concentration ratio of the remaining Ca^{2+} and Mg^{2+} ions in solution. Thus, $\text{Mg} / \text{Ca} > 7$ leads to the formation of dolomite, and in $\text{Mg} / \text{Ca} > 40$ Dolomite changes into magnesite.

Among the carbonate minerals, the most widespread is calcite, therefore, firstly, we will consider its state of equilibrium with the groundwater of the investigated area.

The diagram with water saturation shows the lines of the equilibrium with calcite at a given temperature. If the points which characterize the composition of specific samples of water are above the line, then the groundwater is saturated in calcium carbonate, and if below – it is not saturated (Figure 3).

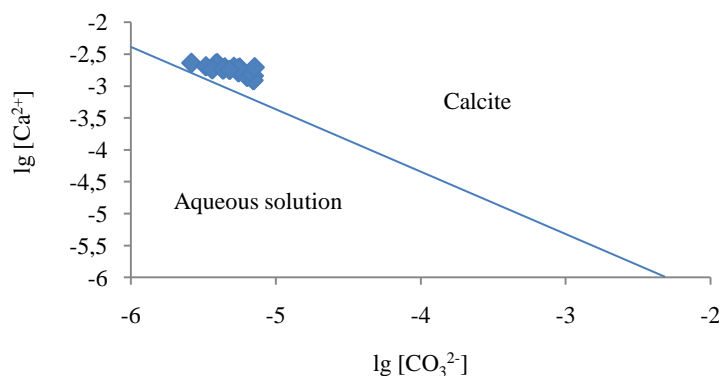


Fig. 3. Equilibrium diagram of groundwater with calcite at 18 °C. Beitiantang district

The diagram clearly shows that underwater, in most cases, is saturated to calcite. A similar pattern is observed with the saturation of water in relation to dolomite (Figure 4).

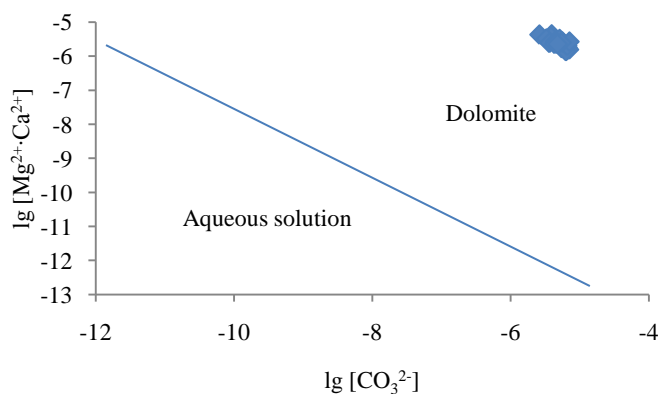


Fig. 4. Equilibrium diagram of groundwater with dolomite at 18 °C. Beitiantang district

The chart shows that all the groundwater is saturated to dolomite and is able to swage it out of the solution at a given temperature.

At certain concentrations of residual carbonate ions and magnesium in solution after the deposition stage of calcite can be formed magnesite. When interacting with magnesite (Figure 5) the balance of water with this mineral is also not observed. This is due to increased values of salinity, pH, and high activity Ca^{2+} ion, which becomes dominant.

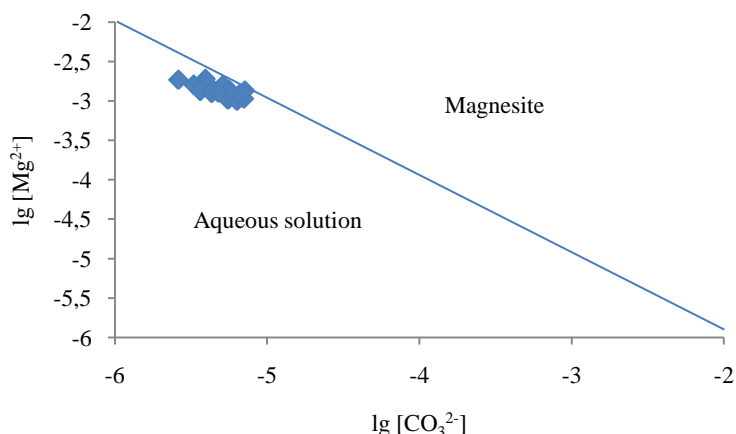


Fig. 5. Equilibrium diagram of groundwater with magnesite at 18 °C. Beitiantang district

The calculations revealed that the groundwater of Beitiantang is saturated to in relation to calcite, and is not saturated to dolomite and magnesite, and therefore are not able to swage them in the form of secondary minerals. Carbonates make up the newly formed secondary solid phase that is formed throughout the interaction time in the «water–rock» system. The formation of carbonate minerals occurs during all the time on a regular pattern, which is determined by such parameters of the hydrogeological environment as pH, temperature and salinity of groundwater [3].

The next solid phase that is crystallized after calcium carbonate and magnesium is cast. For its formation it is necessary that groundwaters were saturated with cast.

In Figure 6 there is a chart of the equilibrium of groundwater with gypsum. It is seen that the underwater is unbalanced with this mineral that is incapable of swaging it out of secondary minerals.

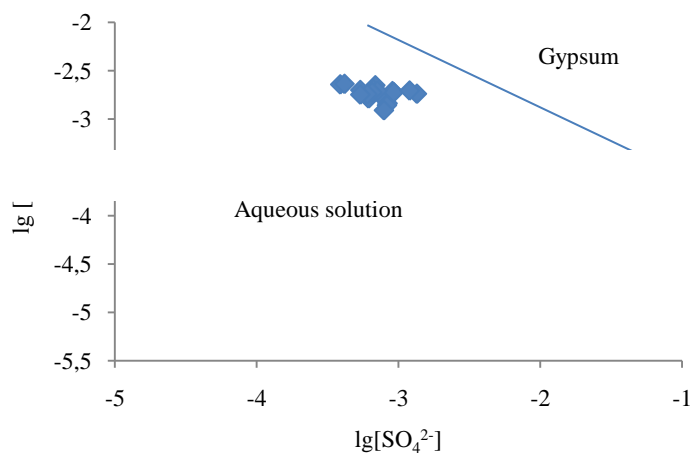


Fig. 6. Equilibrium diagram of groundwater with gypsum at 18 °C. Beitiantang district

The groundwater also does not reach equilibrium with epsomite and tenardit, which explains the relatively high concentrations of sulfate ions in groundwater (Figure 7).

Unlike clay and carbonate minerals, the balance of sulfate salts is often seasonal, which is set only in the driest period, when there is no precipitation and evaporation is particularly intense. Seasonal nature of equilibrium determines the seasonal and local formation of secondary salts [2].

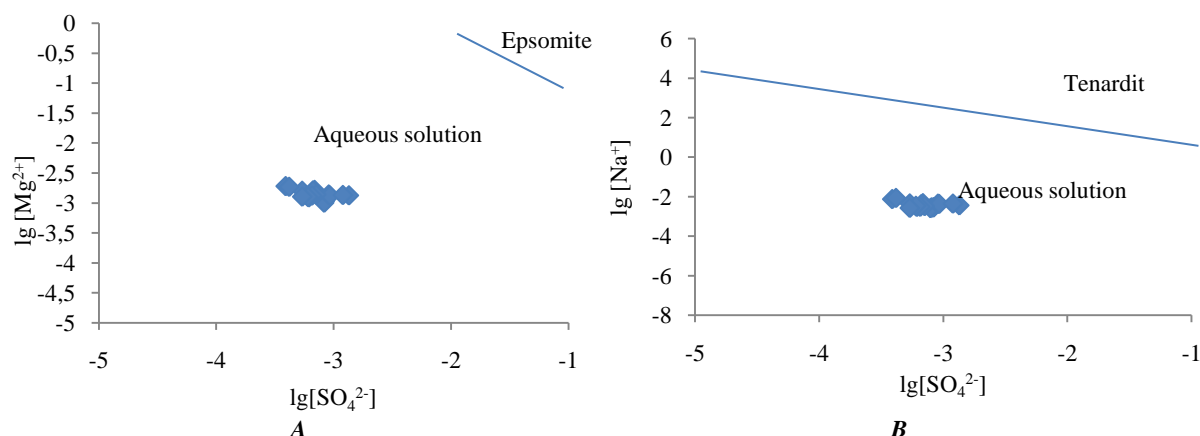


Fig. 7. Equilibrium diagram of groundwater with epsomite (A) and tenardit (B) at 18 °C. Beitiantang district

Assessment of the extent of groundwater contamination by chemical elements (Beitiantang area)

Consider the chemical composition of groundwater of district Beitiantang in terms of its ecological status.

It is known, the chemical characteristics of groundwater is primarily determined by its genetic type. The amount of rainfall strongly affects its evaporation [3]. The climate of the region is hot and evaporation dominates over precipitation, the landscape is steppe with small islands of vegetation. Accordingly, the studied underwater, can be attributed by G. Kamensky to groundwater of continental salinity and salinity of groundwater is due to evaporation processes of the concentration of salts. It can be checked by using the relationship Cl/SO_4^{2-} , the so-called chloride-sulphate ratio [4]. If its value varies from 0,9 to 1,1, then the evaporation of water takes place (Figure 8).

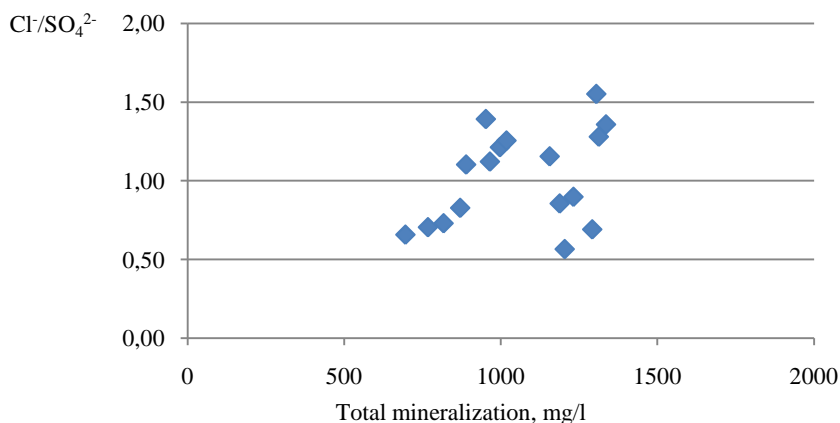


Fig. 8. Dependence of chloride-sulfate ratio of the total mineralization. The graph shows that not all points fall in this limit

It can be concluded, if the value of this ratio is less than 0,9, then, in addition to the evaporation of water there is an additional source of sulfate. The same thing happens with the chloride at a value of chloride and sulfate ratio over 1,1 [4].

The chloride contamination is common in the west, northwest and southwest of the investigated area, whereas the sulfate contamination extends from north to south district. The areas, whose values fall in the range from 0,9 to 1,1, are located in the east, northeast and southeast of the investigated area.

It is also important to note that at this salinity maximum content of NO_3^- is 5.78 mg / l [4]. But the results of chemical analysis of water samples, show that nitrate content exceeds permissible values ten times more, indicating significant pollution of water by this component.

If to take into consideration water pollution by manganese and fluorine, it is negligible except for a few points: the well J31, where the average content of F equal to 0 and only at this point there was a sharp jump to 1.9 mg / l, while the content of Mn, respectively, from 0 to 7.3 mg / l, which in nature cannot be (Figure 9).

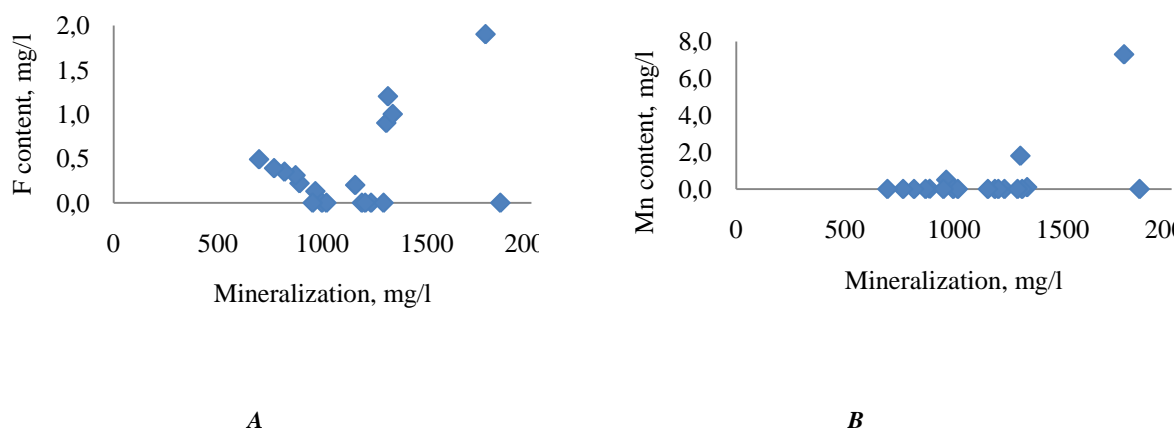


Fig. 9. Dependence of the content of F (A) and Mn (B) in the groundwater of mineralization (Beitiantang district)

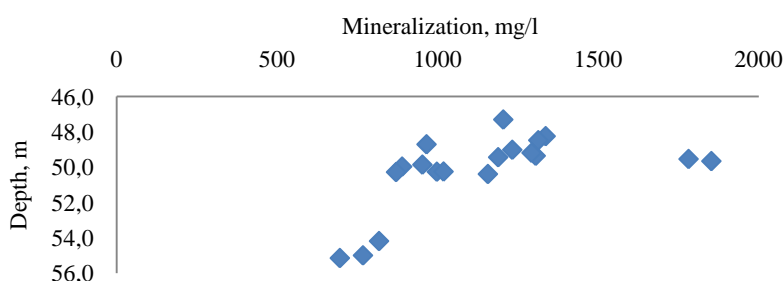


Fig. 10. The dependence of the total mineralization of the depth of groundwater

In general, we can conclude that groundwater status of the area from the point of view of ecology today is characterized as dysfunctional. There is an additional source of components such as NO_3^- , SO_4^{2-} , Cl^- , and F and Mn. Such a source could be a huge waste landfill which existed on the study area before. Various household plastics, food waste, as well as a variety of other organic residues have negatively impacted on groundwater status in the region.

In favor of anthropogenic pollution of water is the fact that the mineralization with depth is not increasing, which is typical for the groundwater forming in vivo supergene zone. Maximum depth from which water samples were taken, salinity ranges from 700 to 800 mg / l, while the lowest – from 1200 to 1700 mg / l (Figure 10).

References

1. Геологическая эволюция и самоорганизация системы "вода – порода": в 5 томах. Том 1. Гл. ред. Шварцев С.Л. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2005. – 244 с.
2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы "вода – порода": в 5 томах. Том 2. Гл. ред. Шварцев С.Л. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 389 с.
3. Общая гидрогеология / С.Л. Шварцев. Учебник для вузов – М.: Недра, 1996. – 423 с.
4. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 336 с.

DIE BENUTZUNG VON KOMPLEXEN TITANTETRACHLORID MIT VINYLMONOMEREN IN DER SYNTHRE VON MODIFIZIERTEN PETROLEUMHARZ

E.A. Kustova, T.V. Sinyavina

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin L.I. Bondaletowa, Lehrerin S.W. Schestakova
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Die Anwesenheit von funktionellen Gruppen in Polymeren ermöglicht chemische Modifikation, Strukturierung und andere polymeranaloge Umwandlungen, um Produkte mit einem bestimmten Satz von Eigenschaften zu erhalten. Deshalb ist das Erhalten von Polymeren mit reaktiven Gruppen in ihrer Zusammensetzung ein aktuelles Problem in der modernen petrochemischen Industrie.

Synthetische Analogen einiger Naturprodukte: Pflanzenöl oder Holz-Harze sind kohlenwasserstoffenthaltende Petroleumharze, die neben den Vorteilen auch einige Nachteile haben. Die Verbesserung der Qualität der Petroleumharze

und ihre Leistungsfähigkeiten kann durch ihr Modifizieren erreicht werden. Die modifizierenden Petroleumharze bekommt man durch Modifikation eines Ausgangsstoffes und Erdölharze.

Synthese von Erdölharze wird durch radikalische oder ionische Polymerisation von ungesättigten Kohlenwasserstoffen (Monomer), die der Rohstoff enthält, durch den Bruch von Doppelbindungen oder Öffnung von Zyklen durchgeführt. Monomere (Styrol, Vinyltoluol, Dicyclopentadien, Inden, etc.), die sich in der Zusammensetzung der flüssigen Pyrolyseprodukte enthalten, kommen leicht in eine kationische Polymerisation, die mit der Bildung von Carbokationen und mit nachfolgendem Transfer der positiven Ladung in der Kette verläuft. Kationische Polymerisationskatalysatoren sind die Protonsäuren und die aprotischen Säure. Breite Verwendung hatte Protonsäure H_2SO_4 . Die Verwendung dieses Katalysators verschlechtert aber die Farbe der hergestellten Harze und der Prozess wird durch die Schwierigkeit der Entfernung aus Polymerisat hochmolekularer Sulfonsäure und Sulfonsäureester, die zur Bildung einer stabilen Emulsion führt, erschwert. Deshalb wird in den letzten Jahren H_2SO_4 bei der Polymerisation nicht verwendet und durch aprotische Katalysatoren und Katalysator-Systeme der Ziegler-Natta-Katalysatoren ersetzt. Letztere sind komplexe Verbindungen, die bei der Reaktion von Alkylderivate von Metallen der Gruppen I-III des Periodensystems mit Halogeniden der Übergangsmetalle (z. B. AlR_3 und $TiCl_4$) entstehen [2].

Polare Monomere wie Acrylnitril (AN) und Butylmethacrylat (BMA) werden aktiv durch radikalische oder anionische Mechanismen polymerisiert und können nicht durch kationische Mechanismus polymerisiert werden, weil sie eine geringere Elektronendichte an der Doppelbindung haben[4]. Es ist bekannt die Möglichkeit der Polymerisation von polaren Monomeren unter der Einwirkung der Initiatoren auf Basis von Übergangsmetallen [3].

Zugleich ist ein Verfahren von Erhalten der modifizierten Erdölharze durch Copolymerisation C_9 -Fraktion der flüssigen Pyrolyseprodukte von Kohlenwasserstoffen und Acrylmonomere unter der Einwirkung von Titan-tetrachlorid und die katalytische System Titan-tetrachlorid - Diethylaluminiumchlorid entwickelt. Acrylmonomer fungiert als ein komplexes Titan-tetrachlorid – Monomer – Titan-tetrachlorid [1].

In dieser Hinsicht ist das Ziel der Arbeit Untersuchung der Polymerisation von Monomeren Fraktion C_9 der flüssigen Pyrolyseprodukte unter der Einwirkung des Komplexes Titan-tetrachlorid – ein polarer Comonomer.

Als die polaren Comonomeren werden Butylmethacrylat und Acrylonitril bei 10% genommen. Butylmethacrylat (Siedepunkt $163^\circ C$) und Acrylonitril (Siedepunkt $77,3^\circ C$) wurden von Hemmerstoff durch einfache Destillation unmittelbar vor jeder Synthese gereinigt. Titan-tetrachlorid wird mit der Qualifikation "hoher Reinheit" benutzt und nicht weiter gereinigt.

Das Forschungsobjekt ist C_9 -Fraktion, das im Temperaturbereich von 130 bis $190^\circ C$ siedet.

Polymerisation von Monomere der Fraktion C_9 wurde unter der Einwirkung der Komplexe von Titan-tetrachlorid und Butylmethacrylat, oder Titan-tetrachlorid und Acrylonitril der verschiedenen Strukturen durchgeführt: Titan-tetrachlorid – Butylmethacrylat, 1 : 1 (moln.) – A1; Titan-tetrachlorid – Butylmethacrylat, 1 : 2 (moln.) – A2; Titan-tetrachlorid – Acrylonitril, 1 : 1 (moln.) – B1, Titan-tetrachlorid – Acrylonitril, 1 : 2 (moln.) – B2, bei der Temperatur $80^\circ C$ im Laufe von 2 Stunden. Dekontamination des Komplexes wurde mit Propylenoxid bei 10% Überschuss durchgeführt [5]. Die erhaltenden Petroleumharze wurden zweierlei abgesondert: Entfernung von nicht umgesetzten Kohlenwasserstoffen bei Raumtemperatur und Atmosphärendruck, Rückständen von Harz in Fällungsmittel – Ethanol (Verhältnis von Harz: Fällungsmittel ist 1 : 5).

Bei der Addition zum Comonomer (Butylmethacrylat und Acrylonitril) bildet Titan-tetrachlorid farbigen Komplex. Das wird durch Kernspinresonanz 1H -Spektroskopie (Tabellen 1 und 2) bestätigt. Strukturformeln von Molekülen Butylmethacrylat und Acrylnitril mit der Benennung der Protonen sind an Abbildung dargestellt.

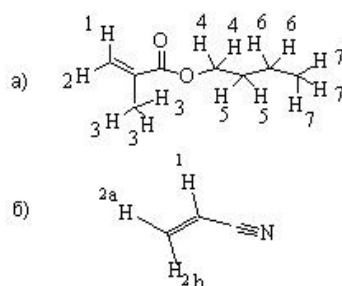


Abb. Strukturformeln von Butylmethacrylat (a) und Acrylnitril (b)

Im Kernspinresonanz 1H -Spektroskopie der Komplexe wird Absetzung der Signale der olefinischen Protonen von Butylmethacrylat und Acrylnitril in schwachen Feld und Signale der methylenischen Protonen von Butylmethacrylat in α -Stellung zum Sauerstoff der Estergruppe beobachtet (Tabellen 1, 2). Eine beträchtlichere Absetzung der Signale im schwachen Feld wird für die Komplexe A1 oder B1, d.h. für die Komplexe von Zusammensetzung 1 : 1, beobachtet.

Polymerisation von Monomere der Fraktion C_9 unter Einwirkung Komplexe A1 und A2 führt zur Bildung des Butylmethacrylat modifizierende Harzes mit Ausgang $26 - 35\%$ in Laufe $40 - 60$ Minuten, aber unter Einwirkung Komplexe B1 und B2 erhaltet das enthaltende Glied von Acrylnitril mit Ausgang $60 - 65\%$ in Laufe 20 Minuten Harze.

Tabelle 1
Bedeutung von chemischen Wandlung der Protonen in einem Molekül Butylmethacrylat und Komplexe der Butylmethacrylat – Titan-tetrachlorid

Substanz	Bedeutung von chemischen Wandlung der Protonen, δ , m.T.						
	1	2	3	4	5	6	7
Butylmethacrylat	5,469	6,024	1,870	4,078	1,570	1,340	0,902
Komplex A2	5,794	6,459	1,971	4,501	1,700	1,383	0,911
$\Delta\delta^*$	0,325	0,435	0,101	0,423	0,130	0,043	0,033
Komplex A1	5,981	6,62	2,069	4,632	1,780	1,460	0,976
$\Delta\delta^*$	0,512	0,596	0,199	0,554	0,210	0,120	0,098

* Die Differenz chemischer Wandlung der Proton von Monomer und Komplex

Tabelle 2
Bedeutung von chemischen Wandlung der Protonen in einem Molekül Acrylnitril und Komplexe der Acrylnitril – Titan-tetrachlorid

Substanz	Bedeutung von chemischen Wandlung der Protonen, δ , m.T.	
	1	2a
Acrylnitril	5,621	6,126
Komplex B2	5,847	6,451
$\Delta\delta^*$	0,226	0,325
Komplex B1	5,885	6,512
$\Delta\delta^*$	0,264	0,386

* Die Differenz chemischer Wandlung der Proton von Monomer und Komplex

Die durch Trocknen isolierenden Harze, die unter Einwirkung Komplexe A1 und A2 (PH1 und PH2) hergestellt werden, sind in Xylol lösbar. Und die unter Einwirkung Komplexe B1 und B2 (PH3 und PH4) herstellende Harze werden verlieren die Lösbarkeit nach der Absonderung aus Reaktionslösung.

Alle in Ethanol rückstehenden Harze sind unlösbar. Deshalb sind Bedeckungen direkt von den Reaktionslösungen durch Gießen bekommen. Sie haben Eigenschaften, die mit Standardmethoden im Vergleich zu den Eigenschaften von Anstrich auf Basis unmodifizierendes Harzes (Erdölharz_{C9}) in Tabelle 3 dargestellt sind.

Die Tabelle 3 stellt dar, dass Haltbarkeit bei dem Schlag und Festigkeit von Erdöl-anstrich nahezu unverändert sind. Bei Anwendung des Titan-tetrachlorids in großen Mengen im Komplex wird Haltbarkeit der Harze, die sowohl Butylmethacrylat als auch Acrylnitril modifiziert sind, bei der Biegung beträchtlich gesunken. Die Adhäsion des Anstrichs wird für alle Anstriche auf Basis modifizierender Harze verbessert.

Tabelle 3
Eigenschaften des Häutchens von Erdölharz

Erdölharz	Adhäsion, grad	Festigkeit	Haltbarkeit bei dem Biegung, mm	Haltbarkeit bei dem Schlag, zm
Erdölharz _{C9}	4	0,2	1	4
PH1	2	0,4	20	3
PH2	1	0,6	2	5
Ph3	2	0,2	20	3
PH4	2	0,2	1	3

Die so bekommenen Resultate zeigen, dass die Polymerisation der Monomeren der Fraktion C₉ unter Einwirkung Komplexe von Titan-tetrachlorid mit polaren Comonomeren Butylmethacrylat, Acrylnitril zur Herstellung modifizierender Harze führt, bessere Adhäsion haben.

Literatur

1. Deutsch komplexe Chemie: Aufbaukurs zur Studienvorbereitung für Ausländer. VEB Verlag Enzyklopädie Leipzig. 1985. – S. 210 – 291.
2. Бондалетов О.В., Бондалетова Л.И., Огородников В.Д. и др. Использование циклопентадиеновой фракции жидких продуктов пиролиза в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол//Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 316. – № 3. – С. 77 – 82.
3. Думский Ю.В., Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
4. Ерусалимский Б.Л., Любецкий С.Г. Процессы ионной полимеризации. – Л.: Химия, 1974. – 256 с.
5. Сутягин В.М., Бондалетова Л.И. Химия и физика полимеров: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 2008 с.

6. Фитерер Е.П., Бондалетов В.Г., Бондалетова Л.И. Полимеризация высококипящих фракций пироконденсата на каталитических системах типа Циглера-Натта // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – 2004. – Т. 47. – Вып. 1. – С. 127 – 130.

MARINE SEISMIC SURVEYS IN THE ARCTIC

D.A. Mikheenko

Scientific advisors senior teacher V.V. Rostovtsev, associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In 2008 USGS (U.S. Geological Survey) published their report about geological surveys carried out all over the world. Main objective of this survey was to detect the most appropriate and undiscovered oil basins and estimate resources of hydrocarbons there. According to this report the largest undiscovered resources of hydrocarbons are concentrated in the Arctic. Of particular interest to scientists are certain territories like Arctic Alaska, Amerasian Basin, East Greenland Rift Basin, East Barents Basin and West Greenland-East Canada territory. These localities are expected to contain over 90 billion barrels of oil, 1669 trillion cubic feet of natural gas and 44 billion barrels of natural gas liquids [4].

Table

Main Arctic hydrocarbon basins

Main oil-bearing areas (million barrels of oil)		Main gas-bearing areas (billion cubic feet of natural gas)	
Arctic Alaska	29960,88	West Siberian Basin	651498,56
Amerasian Basin	9723,58	East Barents Basin	317557,97
East Greenland Rift Basin	8902,13	Arctic Alaska	221397,60
East Barents Basin	7406,49		
West Greenland-East Canada	7274,40		

From the given above data it is obvious that 70% of the prospective oil reserves occur in five main provinces and more than 70% of undiscovered gas resources belong to the other three. With respect to location of all these resources it should be noted that 84% of them are expected to be found offshore [4]. The well known fact that the continental shelf is the biggest storage of hydrocarbons is completely confirmed by this survey. These findings suggest that the Arctic will not remain an isolated territory which waits for better times to be “discovered”, on the contrary, it will be surveyed by oil companies from every corner of the world. Moreover, exploration geophysical methods will take main and worthy part of these campaigns.

Arctic conditions are really tough and make a real trial for both living beings and equipment. The coldest month is January with temperature falling to 50 degrees below zero. This temperature is characteristic of Siberian Area in Arctic District – one of the coldest areas in the Arctic. Over the most extensive shelf area which contains oil deposits belonging to Arctic Alaska, the temperature is 36 degrees below zero in winter and 5 degrees above zero in June which is the warmest month there. The biggest part of Arctic water space is covered by migrating ice: approximately 11 million of km² in winter and 8 million of km² in summer. Such distinctive feature of the Arctic partly depends on solar radiation and permanent alteration of world drifts. Numerous icebergs and hummocks drifting among Franz Josef Land, Canada and Canadian Arctic Archipelago represent a real danger for vessels, which are necessary part of any survey.

With regard to marine seismic surveys, it should be pointed out that they are applicable for three main objectives: for field prospecting, specification of information about previously found deposits and for hydrocarbon production control on a field [1]. In this respect the Arctic is not an exception, however there are some limitations.

Vessel seismic surveys, commonly applied for field prospecting, can be employed in the Arctic as well but the procedures will vary. For instance, in iceless area 3-D seismic technology can be used as there is enough space for manoeuvre of a vessel. 2-D survey can be used in this environment as well. East and South part of Barents Basin are among areas which remain iceless all the year round, that condition facilitates the application of both methods. On the contrary in waters of the Greenland Sea, which is covered by ice during the biggest part of the year, the conduct of vessel surveys may become problematic. However, even in this case it is possible to overcome this obstacle. Although application of special icebreaker can provide a chance to do 2-D seismic surveys, for 3-D surveys, iceless path in water will not be sufficient to trail an entire 3-D array with at least 6 km length and 500 metres in width [1]. The problem of dimensions of acquisition configuration is one of the main challenges related to seismic surveys in ice water. Even the smallest 2-D system (vessel + one streamer + one source) has the length of 6 km at least and it is hard enough to tow it directly behind the vessel along a tiny path through the ice. Nevertheless, Norway and Canada have already acquired some experience in this area.

The systems for seismic survey conducted in the Arctic are mainly based on the use of special bottom deployed equipment. The most sophisticated and wide-spread is Ocean Bottom Cable system (OBC), which is successfully utilized all over the world, thus it can become the subject of special interest.

The main distinctive feature of this system as compared with conventional systems is that there is no need to tow all the streamers behind the vessel. They are deployed on the sea bottom and the only thing to be towed is a source array. The employment of 4-C receivers (3 geophones and 1 hydrophone) provides an opportunity to get more accurate data on rock particle movement in any dimension. There are modifications of this system for 3-D marine seismic survey and for 4-D marine seismic exploration [1]. Both of them have many features in common, but they are intended for different targets. The simple 3-D modification is intended for a single survey of the area while the second one is utilized for

permanent reservoir monitoring. In comparison with conventional systems there are a lot of advantages of 3-D OBC system modification. High accuracy and advanced processing data capability, facility to work in shallow water, virtually unlimited offsets, high spatial resolution, design flexibility and ability to obtain coverage in congested fields (if pipelines are at the bottom and rigs are near) are among them. Alongside with the whole range of the benefits there are some serious drawbacks, which can produce a number of difficulties and restrict the application of this method. The main and the most troublesome one is connected with fleet size. To conduct the survey it is vital to have at least three vessels at disposal. The first and the second vessels will operate OBC systems and receive signals at the same time while the third one is used as a source. Moreover, one more vessel is needed, this one will be connected with all bottom cables and receive data from them. As this last vessel is equipped with major hardware and software it is usually the most expensive in a fleet. Moreover, this vessel causes a real problem for getting accurate data and doing all work in time. Permanent movements and reconnections to bottom cables result in a great waste of time and fuel, and can bring about uncertainty in bottom cables position. Currently there occurred a solution to this problem. It is connected with the usage of special recording buoys instead of the main vessel. The system was first successfully tested on the Ekofisk field (North Sea) in the fall of 2002.

Geophone positioning brings about a different problem. When the array of plenty of geophones is being deployed at the bottom it is necessary to consider that each of them should have an appropriate position which allows straight vertical resolution. That constitutes a challenge. There are some ways of solving this problem: to use Remote Operation Vehicles (ROV) to deploy our geophones and hydrophones, to add inclinometers to each geophone, to employ omnidirectional geophones or utilize special accelerometers instead of geophones. Application of ROVs and getting sufficient accuracy increase cost of the surveys. Employment of streamers with inclinometers affects survey price and dimensions of the equipment. Omnidirectional geophones often influence signal-to-noise ratio in some data processing procedures (as a consequence, the usual frequency is 12-20Hz). Utilizing special accelerometers instead of geophones is not a new technology intended to solve the above mentioned problem. I/O Company with its VectorSeis accelerometer can serve as an example. This one is capable to determine vertical orientation with great accuracy - up to a few tenths of a degree. The entire system was named VSO (VectorSeis Ocean) and was tested with recording buoys on the Ekofisk field. The first commercial VSO system with six cables was used in the Gulf of Mexico (in 2005) with approximately 1.500 4-component station on 25-meter spacing [2].

Many companies around the world utilize 4-D seismic surveys at the production stage to detect main fluid movements inside the formation i.e. to produce permanent reservoir monitoring. These surveys are also called 4-D seismic surveys. As in the previous case OBC is the system commonly used around the world, but there is no need to use three or more vessels, two or even one is generally necessary in some cases. The first vessel is with sources and another one is needed to deploy the cables. In some instances it is possible to arrange the OBC system on the bed and forget about service of this vessel until the survey ends. The receiving vessel is not always required. The receiving stations may be located on the land, right in the sea or on the rig. It depends on the target of the survey – to explore exactly the single bordered area over a very long period. To arrange OBC like in the previously described case ROVs can be utilized [1]. Accelerometers can be used instead of geophones too. 4-D seismic surveys in the Arctic give a great opportunity to carry out and test new methods like OBC for operations in such tough conditions. An icebreaker to deliver the equipment on ice is one thing that is essential. The geophysicist crew should merely deploy all equipment in special observation station. The subsequent exploration operations are carried out by ROVs. All the data will be transmitted to special stations by wireless connection with each other and main data analysis station. This idea may sound a bit weird, but there appeared some interesting patents in this area [3].

In conclusion it should be noted that the summary of investigations conducted in the Arctic environments is intended to consider the prospects of Arctic exploration for Russia. As one of the biggest players on the Arctic field Russia has all the chances to become the main oil-producer and major country involved in shelf-exploration activities in this region. To set this objective is of the same importance as the task to achieve it. Nowadays Russia has insufficient experience in the fields of the Arctic research conduct, rig operation and special vessels engineering. The latest request of Russia to increase basic 322-km area of shelf boundaries was declaimed by the Commission. However, if we could prove that the Lomonosov and the Mendeleev ridges have continental origin, connected with Russian territory, we would have all the chances to get adjacent territories in our ownership. There were three main expeditions to the North Pole: “Arctic-2005” to claim Mendeleev ridge in our property, “Arctic-2007” to prove that Lomonosov ridge is a prolongation of Siberian continental shelf and “Arctic-2010” to prove and confirm all the previous data. Russian officials claimed the application to the Commission with the request of including both ridges in the shelf territory of Russia. That was feedback for the similar Canadian officials’ request.

Nevertheless, at present we should bear in mind to contribute to development of fleet for exploratory surveys and oil rig industry. There are several appropriate vessels which are able to carry out marine seismic surveys in Russia. Most of them belong to Sevmorneftegeofizika and Dalmorneftegeofizika – the world-known companies, involved in marine geophysical surveys. The situation with oil rigs is vague – nowadays the country is forced to buy them abroad. This branch of industry is really undeveloped in our country; therefore Russian companies have to buy these construction assemblies in Norway – the world’s leader in this area. Thus, the Arctic exploration leadership requires development of oil rig construction facilities and the Arctic directed industry in general.

References

1. IAGC, Marine Seismic Operations Overview. 2002, March.
2. Musser J., Ridyard D., A Robust Approach to 4-D OBC Acquisition // Oil & Gas Eurasia. - 2005. - № 6.

3. Pat.PCT/US08/08400 USA. Undersea Seismic Acquisition Michael W. Norris, Marvin L. Johnson. Claimed. 09.07.2008; Published. 22.07.2010.
4. USGS, Arctic Oil & Gas Resource Report. 2008.

GROUNDWATER OF THE BOTTOM CURRENT OF THE RIVER TOM AS A SOURCE FOR DRINKING WATER SUPPLY

O.S. Naymushina

Scientific advisors professor S.L. Shvartsev, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Groundwater quality was studied in the right-bank part of the Tom river undercurrent valley within the bounds of the second terrace above the flood-plain (Figure). Two relatively small swamps are located here, which are poorly drained. Four small rivers flow in this area, but their discharge in the summer time is only 0.8 – 4.9 l/sec in the mouth-part.

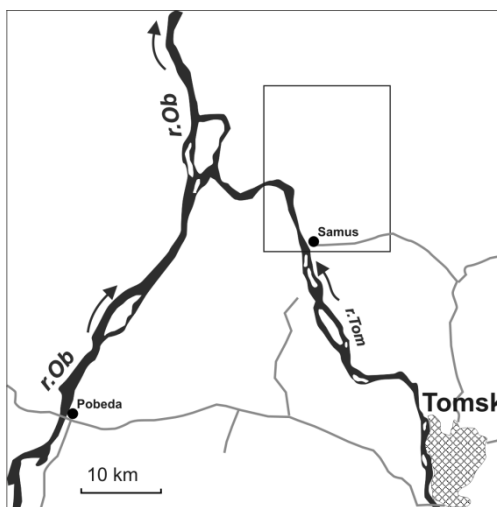


Fig. Arrangement scheme of the investigated area (M.A. Zdvizhkov)

The climate of considered territory is acutely continental with clearly defined four seasons (winter, spring, summer, autumn). The average annual air temperature (data for Tomsk) is -0.6°C . By the quantity of atmospheric precipitation the given territory belongs to a zone of moderate humidifying. There are 517 mm on the average [1].

Deposits underlying swampy-lake sediments are represented by Oligocene-Quaternary argillo-arenaceous units with lavishly spread groundwater. Top of these deposits is built by thin (2 – 3 m) soft-permeable sandy clays, which serve as an underlying bed (though weak) for swamp waters, forming the perched water. Below sandy clays there mainly lie sand and gravel-pebble alluvial deposits with interbeds of clays and sandy clays, irregularly spread over the territory. Grittiness of the section is high, reaching in places 90 – 95%. Sand composition is quartz-feldspathic showing its weathering (authegene kaolinite). All this determines considerably high water abundance of these deposits: hydraulic conductivity values vary from 0.5 to 14 m/d specific discharge of well runs up to 0.03-35 l/sec, transmissivity rate reaches 400 m^2/d .

Gently hilly (horseback) relief, extensive atmospheric precipitates ($> 500 \text{ mm/yr}$), insignificant evaporation, shallow bedding (4-6 m) of groundwater, and the presence of hydraulic connection between swampy (perched water) and ground waters contribute to bogging development. Specifically, bogginess is confined to the areas of occurrence of relatively soft-permeable sandy clays, occupying the lower parts. It is important to note, that there is hydraulic connection between swampy and ground waters.

In the central part of investigated territory from August till December, 2009 104 samples from 13 wells have been selected. On a chemical compound groundwater are ultrafresh and moderately fresh (general mineralization fluctuates from 90 to 300 mg/l), hydrocarbonate calcium, more rare hydrocarbonate calcium magnesium, neutral (pH makes 6.5 – 7.5). On rigidity waters are basically soft or average. Maintenances of chlorine- and sulfates-ions are rather low (less than 10 and 12 mg/l accordingly). Maintenances of NO_3 , PO_4 and NH_4 , on the contrary, are a little raised. Groundwater differ the high maintenance of iron that is explained by low Eh values of waters and the high maintenance of organic substances.

Quality of groundwater was estimated from two parties: first - from the point of view of water quality for the drinking purposes, secondly – from a medical and biologic position for normal functioning of a human body.

In the first case for an estimation of water quality standard regulations were used [2, 3], defining that the water arriving to the consumer, should be pleasant in organoleptic case and safe for health; thus it is meant that the maintenance of harmful substances in water shouldn't exceed maximum permissible concentration.

In the second case the specifications of water quality developed by modern scientists taking into account ecology were used: sizes of the bottom limits of biologically significant concentration (NPBZK) of components in the potable water [4], recommended limits (RP) of components maintenances in potable water [5], and also the method of an estimation of potable water quality about their physiological adequacy for population health (Copt) [6].

Quality of groundwater of investigated territory for the drinking purposes was estimated on sixteen indicators. According to three standard regulations were observed maximum concentration limit excess in underground samples on Fe maintenance, and also NH₄ (Table).

Thereby, according to the sanitary regulations 2.1.4.1074-01 [2] water on quality isn't suitable for the drinking purposes owing to raised maintenance Fe in spite of the fact that concentration of individual chemical substances 1 and 2 classes of danger is in admissible limits.

According to the sanitary regulations 2.1.4.1116-02 [3] investigated water for the purpose for packing up on quality doesn't concern neither potable water of the first category, nor to potable water of the highest category, i.e. can't be used for sale in reservoirs.

From the point of view of an estimation of potable water quality about their physiological adequacy for population health, on size of the bottom limits of biologically significant concentration (NPBZK) components in investigated waters slightly exceed maintenances of Ca, Mg and Fe; on recommended limits - maintenances of hydrocarbonates and Ca; on optimality coefficient basically all investigated groundwater are of 3 categories and also are "optimal" for population health.

Table

Indicators of quality of investigated water in comparison with recommended limits and maximum permissible concentration of components in potable water

Component	Content, mg/L (C _i)	RP [5]	C _i /RP _i	NPBZK [4]	C _i /NPBZK _i	Stand. Reg. 1116-02, first c.	C _i /MPC _i * Stand. Reg. 1116-02, first c.	Stand. Reg. 1116-02, highest c.	C _i /MPC _i * Stand. Reg. 1116-02, highest c.	Stand. Reg. 1074 -01	C _i /MPC _i * Stand. Reg. 1074 -01
HCO ₃	219,2	50-160	1,37	-	-	400	0,55	30-400	0,55	-	-
Ca	52,8	15-30	1,76	27,5	1,92	130	0,41	25-80	0,66	-	-
Mg	8,3	3-12	0,69	7,5	1,10	65	0,13	5-50	0,17	-	-
NH ₄	0,8	-	-	-	-	0,1	8,0	0,05	16	2 (по N)	0,31
Fe _{общ.}	0,4	0,05 - 0,5	0,8	0,375	1,07	0,3	1,33	0,3	1,33	0,3	1,33

* - Maximum permissible concentration

Thus, underground water of investigated territory possesses a specific chemical composition and can be suitable for the drinking purposes only after deironing.

References

1. Евсеева Н.С. География Томской области. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. –222 с.
2. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. СанПиН 2.1.4.1074-01. – М.: Минздрав РФ, 2001. – 16 с.
3. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в ёмкости. Контроль качества. СанПиН 2.1.4.1116-02. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2002. – 27 с.
4. Барвиш М.В., Шварц А.А. Новый подход к оценке микрокомпонентного состава подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения // Геоэкология. – 2000. – № 5. – С. 467 – 473.
5. Шварцев С.Л., Копылова Ю.Г. Оценка качества питьевой воды скважины «ТВС» в процессе ее водоподготовки, поиск новых источников высококачественной воды в районе г. Томска. Отчет о НИР. – Томск: ТПУ, 2001. – 31 с.
6. Кац В.Е., Достовалова М.С. Оценка качества питьевых вод на предмет их физиологической полноценности для здоровья населения (на примере Республики Алтай) // Материалы науч. конф. «Проблемы поисковой и экологической геохимии Сибири». – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – С.231 – 232.
7. Shvartsev, S. L. 2008. Geochemistry of fresh groundwater in the main landscape zones of the Earth. *Geochemistry International*. 46 (13): 1285 – 1398.

GAS FLOODING IN RUSSIA. REASONS AND CAPABILITIES

A.M. Nelaev

Scientific advisor associate professor A.A. Volf
Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia

According to strong trend, the amount of hard-to-produce oil gets bigger, and recovery coefficient contrary brings down. This trend can be shown in Figure 1.

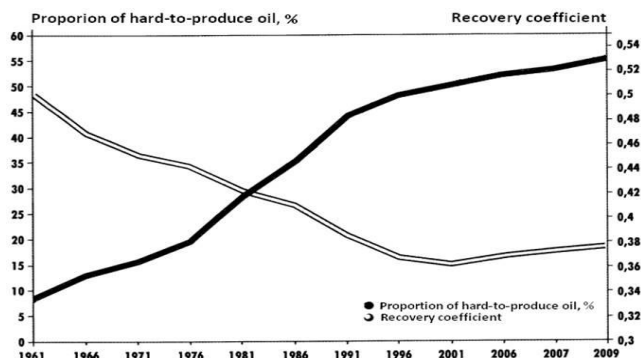


Fig. 1. Dynamics of hard-to-produce oil and recovery coefficient at Russian oilfields

Because of that, we need to enhance recovery of the oil, using various techniques of Enhanced Oil Recovery (EOR). One of such methods, which is the most effective, is gas flooding. Why is it so? Let's observe Table 1, which demonstrates using of different EOR methods in the USA, the most developed country in this attention.

Table 1

Current EOR projects in the USA

EOR	1986	1996	2006	2008
Thermal,	201	115	55	60
including				
steam injection	181	105	40	45
fire flooding	17	8	12	12
hot water injection	3	2	3	3
Chemical,	206	12	0	2
including				
micelle-polymer flooding	28	1	0	0
polymer-chemical effect	178	11	0	2
Gas injection,	105	84	98	122
including				
hydrocarbon gases injection	26	14	13	13
CO ₂ injection	67	61	82	105
nitrogen injection	9	9	3	4
flue gas injection	3	0	0	0
Other methods	0	1	0	0
SUMMURY	512	212	153	184

Although we can observe reducing of general number of EOR projects, their amount and diversity is anyway bigger, than Russian ones. But among all the numbers of EOR projects in the USA we can emphasize gas flooding; number of gas flooding projects gets bigger with every year. And the most popular kind of gas flooding is CO₂ injection.

Now let's take a quick glance at the world map, where main CO₂ projects are marked (Fig. 2).

As you can see, there are a lot of CO₂ projects all around the world (although the USA and Canada are leaders), where CO₂ injection is being implemented with various reasons. But if we concentrate our attention at the territory of Russia, we will understand that we have not such projects.

So what are the main advantages of CO₂ over other displacing agents? Let's take a look at Figure 3 and find them out.

The main feature of CO₂ is its ability to be mixed with oil. Water can't do this, so CO₂ creates general mix with oil, and this general mix easily goes through the porous space.

So now let's observe one of the brightest examples of CO₂ projects all over the world. It is called Weyburn and it is situated in Canada – in country, where CO₂ projects are also widespread (Fig. 4).

As you can see, Weyburn has standard oilfield history. First of all, usual water flooding was implemented, then they have drilled additional amount of vertical wells and, finally, additional amount of horizontal wells were also drilled at the Weyburn oilfield. All these methods gave them good amount of oil, but, when recovery started to get down, they have decided to use gas flooding as a way of EOR. And, as it is clearly shown at the picture, to 2010 they have already got additional recovery and, as prediction, they will have almost equal amount of oil, using CO₂ injection at the oilfield.



Fig. 2. CO₂ projects worldwide

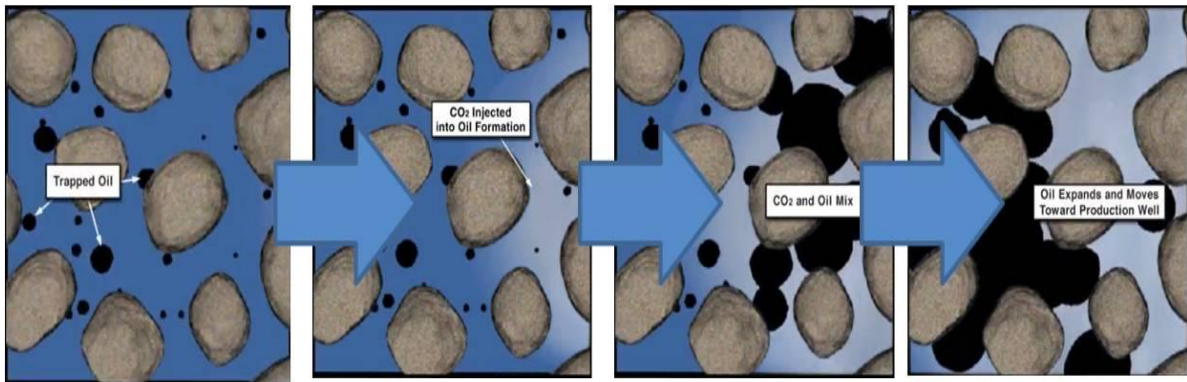


Fig. 3. How CO₂ displaces residual oil

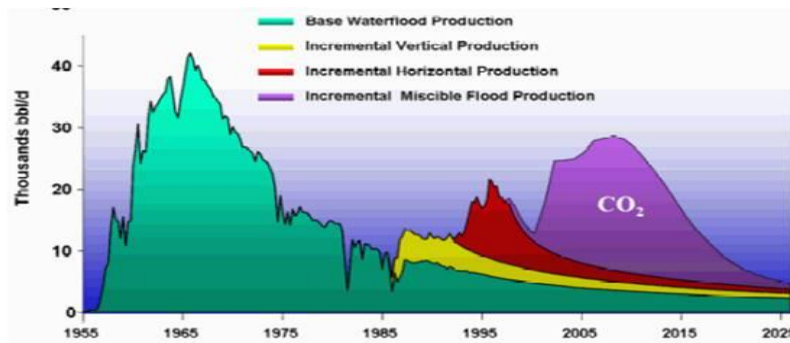


Fig. 4. Weyburn success

Now let's discuss criteria for CO₂ injection implementing – both for reservoir, oil in this reservoir and for the depth of CO₂ injection.

For miscible displacement, depth must be great enough to allow injection pressures greater than the MMP, which increase with the temperature and for heavier oil. The recommended depths are given in Table 2.

As you can see, in the first part of the table I made comparison between proper parameters and Romashkinskoe oilfield, which can be a candidate for CO₂ injection.

Finally, in this article we can make some conclusions about capabilities CO₂ injection in Russia. Let's take experience from The North America – the most successful region in CO₂ flooding. Then let's compare it with current situation in Russia and see, what we must do to successfully use gas flooding – and CO₂ injection particularly – in Russia.

Table 2

Criteria for CO₂ injection implementing

Which reservoir to choose?		
	Criteria	Romashkinskoe oilfield
Crude oil		
Gravity, kg/m ³	<922	796 to 820
Viscosity, cp	<10	2,5
Composition	High percentage of intermediates (C ₅ to C ₁₂)	
Reservoir		
Oil saturation, %	>25	>50
Type of formation	Sandstone or carbonate	Sandstone
Porosity, %	>15	15-26
Permeability, md	>1	40-2000
Which depth to choose?		
	Gravity, kg/m ³	Depth, greater than, m
CO₂ miscible	<823	762
	828 to 865	853
	866 to 887	1 006
	888 to 922	1 219
	>922	Fails CO ₂ screening
CO₂ immiscible	922 to 979	549
	>979	Fails CO ₂ screening

*MMP -Minimum Miscibility Pressure

Table 3

Key conclusions for CO₂ injection implementing

Parameter	North America	Russia
CO ₂ sources	There are many natural CO ₂ sources that could provide the country with this gas.	Not such amount of them, but it is worth to mention Astrakhanskoe gas condensate field, which is really huge and can be compared with North American analogs.
Fiscal regime	There are tax reductions for EOR projects (but different rules from state to state).	Such fiscal projects don't exist, so it is worth to pay attention on this very important economic factor.
Infrastructure	New pipelines were rapidly developed to feed CO ₂ into areas with mature oil fields.	As CO ₂ injection is not that popular in Russia, the development of such pipelines is not in the process.
Low CO ₂ and transportation costs	The cost for delivered CO ₂ costs has dropped approximately 40 % since the 1980s.	Again, because of not that wide usage of CO ₂ injection, price drops were not made.
Screening methods to reduce risks	CO ₂ Companies has developed proven tools to help to select the best CO ₂ flood candidates.	We can use same criteria and it is also possible to take North American experience. Of course, we must take into consideration local peculiarities.

References

1. Bennaceur, C. Carbon capture and storage in the global energy perspectives. - International Energy Agency, 2010.
2. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov. Dynamics of the relative contents of residual oil in the overall balance // Oil and gas geology. Theory and practice. - Moscow, 2007. - № 11. - pp. 11 - 12.
3. Kryanev D. Tertiary oil recovery // Nefteservis. - Moscow, 2010. - № 3. - pp. 18 - 21.
4. Mathiassen O.M. CO₂ injection for Enhanced Oil Recovery. Trondheim: Stavanger: Norwegian University of Science and Technology, 2003. - 96 p.
5. Taber J.J., Martin F. D. and Seright R. S. EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Application and Impact on Oil Prices. - Spere, 1997. - 205 p.
6. Zheltov J. P. Development of oilfields. - M.: Nedra, 1986. - 333 p.

CURRENT STATE AND MAIN TENDENCIES IN THE PETROCHEMICAL INDUSTRY

E.A. Novoseltseva

Scientific advisor associate professor M.V. Vlasova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The rational use of oil, an irreplaceable energy source, and raw materials for production of petrochemicals, lubricants, bitumen and coke is an important task for many countries.

The depth of the oil refining at the enterprises of Russia is about 70 %, whereas in the developed countries of the West it reaches 80-95 %. It can be explained by the low percent of sinking processes used at the domestic factories, which doesn't exceed 13 % of oil refining volume (55 % at the American factories). As a result, production of motor fuels at Russian factories is limited while production of fuel oil makes more than 30 % of the processed oil volume. The quality of oil products leaves much to be desired and doesn't fully meet modern requirements, especially it concerns ecological characteristics.

One of the main tendencies in the use of oil in the world economy is the decrease of its consumption as the boiler and furnace fuel in electric-power and heat-power industries and its increased consumption as the transport fuel and petrochemical raw material. The oil use in the world economy (% of mass) can be seen in the following table.

Table

Oil consumption in the world economy

oil use in the world economy year	1980	2000
transport	38.6	52
including motor transport	27.8	40
electric-power and heat-power industries (boiler and furnace fuel)	51.5	35
petrochemistry	5.2	8.0
nonpower-production use (oils, bitumen, paraffin, coke)	4.7	5.0

These changes in the oil consumption are caused by the advance development of the vehicles with the internal combustion engines in comparison with the power development, i.e. the excess of motorization rates in comparison with electrification rates for the recent years.

Nowadays petrochemistry accounts for the smallest amount, about 8 %, of the consumed oil. In other countries this amount fluctuates within 2...10 %. It is quite probable that by the end of the XXI century petrochemistry will become the only area of the oil use.

Qualitative and quantitative sudden change in the tendencies of world oil refining development occurred at the turn of 1970-1980 when the price increase for oil led to the reduction of its extraction and consumption as boiler and furnace fuel and thereby to the reorientation to the advanced and deep oil refining. Oil refining volume, total power and the number of oil-refining factories gradually decreased after 1970. Low-power, less profitable oil-refining factories were mainly closed. It led to the growth of specific capacity of oil-refining factories mainly in the processes of direct distillation of oil, which were reconstructed into other secondary processes.

However, contrary to the pessimistic forecasts volumes of oil extraction and refining in the world increased a little by the end of the expired century and reached the level of 1979, 3.2...3.3 billion tons a year. Modernisation of the operating oil-refining factories in the USA and Western Europe is aimed at the development of technologies of ecologically clean motor fuel refining (reformulated gasolines and low-sulphur diesel fuels).

The further ways to improve the processes and schemes of oil residues processing are intensively researched all over the world nowadays. One of the priority fields is the implementation of gasification process of the oil residues, coke, asphalt from the deasphalting and other processes. Another one is the development of power technological schemes which provide oil-refining factories with required electric power and water steam. Gasification processes of the oil residues can be used for formation of hydrogen which is consumed by oil-refining factories in great volumes, and synthesis gas production (CO+H₂) for its further processing in synthetic oil fuel, methanol and other products. The technology of gasification contributes to the rundown oil refining.

The process of hydrocracking, providing higher motor fuel output in comparison with catalytic cracking, is increasingly used in the industry, and the combination of catalytic cracking and hydrocracking will promote the creation of optimal schemes of oil refining with the maximum output and required range of motor fuels.

WATER SUPPLY OF BIG EUROPEAN CITIES

V.D. Pokrovskiy

Scientific advisors professor E.M. Dutova, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In Prague in 2009 in the course of academic exchange program training we were given an opportunity to visit several European cities and to see their water supply. Analysis of the literature [1,2] allowed us to determine the main tendencies of development of water supply, such as a reduction of surface water supply (Table 1) and an increase the

underground water supply, the complication and the transition to the "natural" cleaning system, the construction of water intake facility under the direct effect of the residential development, the use of systems reinjection into aquifers.

Table

Proportion of surface \ underground water supplies in major European cities

City	Population (m.pers.)		Surface water(%)		Underground water(%)	
	70-s yr.	2000-s yr.	70-s yr.	2000-s yr.	70-s yr.	2000-s yr.
Antwerp	1.0	1.1	100	82	0	18
Barcelona	3.15	3.3	91	83	9	17
Berlin		5.6	65	58	35	42
Brussels	2.1	2.3	91	35	9	65
Vienna	1.6	1.7	1.5	5	98.5	95
Hamburg	1.95	3.6	0	0	100	100
Copenhagen	0.85	1.0	16	16	84	84
Lisbon	2.0	2.1	45	45	55	55
London	5.99	6.7	87	86	13	14
Madrid	3.99	4.1	97	91	3	9
Munich	1.36	1.6	0	0	100	100
Paris	2.1	7.1	40	60	60	40
Rotterdam	1.3	1.4	100	90	0	10
Zurich	0.4	0.5	78	70	22	30

The centralized underground water supply is not possible due to the complex geology which is hard rock in Prague. The groundwater is mainly used for crop irrigation on the individual country sites. Prague is supplied with three water intakes: Zelvka, Karana, Podoli and 75% water use by urban population is provided with Zelvka. Pumping water from the water intake is carried out through the culvert system and tunnels at a distance of more than 70 km from the city, this completes with the storage dam of height 58 m, of length 620 m and water storage capacity of 264 million m³.

Such distant location is necessary to preserve ecological compability of water supply source. Treatment facilities in Karan are built upon the confluence of the rivers Jizerks and Labe River. Treatment facilities were put in commission in 1914 and became the first treatment plants, delivering portable water in Prague. Podoli is just one water intake using groundwater sources and only 1% water use by urban population is provided with Podoli.

Karana delivers 24% of the total volume of water and Podoli delivers only 1%. The source in Karana is river water and the source in Podoli is groundwater.

Berlin occupies the territory of 35 km in width and 45 km in length. There are 3,4 million inhabitants in Berlin. It has 15 water stations with an average per capita 150 liters of water per day and that is less than in Tomsk. Berlin's water supply is underground, wells are located in the city and 1200 wells at a depth of 26 to 170 meters are drilled. Water is chlorinated only at 2 stations, at the rest stations the impurities of iron and manganese are removed by the method of aeration. There are 4 sanitary zones from 2,5 km up to 10-20 meters. Berlin's waterworks system is completely automatized, only seven men are maintenance workers [3].

Zurich is situated on both banks of the northern extremity of Lake Zurich and the river Limmat flowing out of this lake. We can add that 52% of the overall amount of pumping water is used for household and drinking needs of the population, 26% of pumping water is used for industry, 12% is used for the needs of other customers and 10% of pumping water is unrecorded expenses and leakage of water. Zurich urban water supply provides water not only the city but also 57 small towns and.

In XV century the central water supply was formed by spring water from the surrounding mountains [4]. A new filter plant with Lake Zurich water intake was built in 1880s. It was replaced by a new station Moos in 1914 and it continued working today. The spring water supply system is expanded. The capitation structure in the valley of the rivers Sihl and Lortse began operating from 1902.

We were greatly interested in Hardgof water intake station, which is located on the left bank of the river Limat. There are two stages to purify water: first, it is chlorinated, then it is passed through charcoal filters and it is pumped into the aquifer, which is cut off from the influence of residential construction and polluted river water by treated water reinjection in wells. It creates the difference of pressures to reduce the river side and the side housing development. This system requires heavy expences and investments, but it allows to get clean, "natural" water that undoubtedly has a positive influence upon people health.

References

1. Шевелев Ф.А., Орлов Г.А. Водоснабжение больших городов зарубежных стран. – М.:Стройиздат, 1987. – 351 с.
2. Подземные воды Мира: ресурсы, использование, прогнозы / под ред.И.С. Зекцера; Ин-т вод. Проблем РАН. – М.: Наука, 2007. – 438 с.
3. <http://www.nestor.minsk.by/sn/1997/31/sn3112.htm>
4. www.Vzurih.ru

**LIMESTONE FACIES CARBONATE ANALYSIS OF BATURAJA FORMATION,
NEGERI AGUNG – GEDUNG LEPIHAN AREA, SOUTH SUMATERA
F.S. Pracoyo**

Scientific advisors professor A.T. Roslyak, associate professor Y.V. Savinyx
associate professor L.V. Nadeina

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Research area is Negeri Agung – Gedung Lepihan, southwest Garba Mountain, where the South Sumatera Basin placed, ± 195 km south from Palembang ± 60 km southwest from Baturaja. In this research area there are big limestone outcrops and it is interesting to make detail research. Based on lithostratigraphy, limestone characteristics can be compared with Baturaja Formation in South Sumatera Basin. Aim and main research are facies changed vertically and fauna associated in limestone sedimentation in research area. Also the historical detail of limestone's growth can be explained, and the implication concerning in depositional environment that influenced by energy mechanism from the sea wave (Irwin, 1965) physical, chemical and biological characteristics in every facies (Wilson, 1974). Method of research is to prepare a topographic map as a basic map with a scale 1:25.000, then to collect information with previous publications about general geology in this area, such as Van Bemmelen (1949), De Coster (1974), Gafoer (1994), other books and papers about carbonates sedimentation and depositional environment characteristics. Research on the field focused on limestone outcrops and located along Way Lungku river. Petrography – thin section analysis in laboratory has been used of polarization microscope.

Orogeny process has occurred 3 times at least in General Geology South Sumatera Basin, from mid Mesozoic to recent (De Coster, 1974). First orogeny occurred in mid Mesozoic, the metamorphism process occurred in Paleozoic sediments and Mesozoic. Pre Tertiary Zone has a lateral spreading northwest – southeast. Second orogeny has characteristics west – east extensional forces and resulted as a collapse terrain, called Terban with north – south direction. This period occurred in Last Cretaceous – First Tertiary. Then a structural chain was made as a basement or a Pre Tertiary topographic and deposited sediment at First Tertiary. Third orogeny occurred in Pliocene – Pleistocene. These structures have dominantly northwest – southeast direction. Stratigraphy South Sumatera Basin is divided into three parts, such as Pre Tertiary, Tertiary, and Quaternary. Pre Tertiary, for example, Schist, Phyllite, Marble, Quartzite, Metasediment, or we called it as Tarap Formation which is predicted Pre – First Jurassic. Garba Formation placed at Garba Mountain composed of Chert, Basalt, and lava-Andesite which was predicted Last Jurassic – First Cretaceous. Tertiary rocks can be found in east, south, and north of Garba area, i.e. quartz sandstone (Talang Akar Formation) was deposited nonconformity above Metasediment Pre Tertiary rocks, transition – sea environment deposit or coastal zone (Reineck and Singh, 1975) with no present planktonic or benthonic fossils were characterized. Limestone (Baturaja Formation) founded such as corals, crystalline limestone, laminated limestone, they are very compacted, environment deposit in the sea with abundant planktonic fossils were characterized middle shelf (between 30 – 100 meters) (Adi P.K, 1996), minerals; dolomite, calcite, mud carbonate. Sometimes it founded the wave ripple structure sediment in grainstone type. Structure sediment cross bedding with dip < 70° has indicated a shallow sea (Mckee and Sterrett, 1961). Grey dark fine sand carbonate, abundant fossils, indicate marine (shelf) environment deposit (Reineck, 1975). Many wood fossils founded, clearly structure sediment parallel laminated, gradually color from green glauconite to white were founded in some outcrops, but there are not present fossils. Based on physical – chemical characteristics they were deposited on transition – sea environment. Quaternary rocks distributed most of the all surface South Sumatera Basin, for examples; Tuff (Ranau Formation), and alluvial deposit. Tuff characteristics are white, not compact, good porosity, grain supported, many quartz, feldspar, glass. Fossils are not present, but characteristics of this rock are the same as rocks near the Lake of Ranau or we called Ranau Formation rocks. Coarse to granule size of sand has indicated on shore environment deposit. Alluvial deposit is loose material from igneous rocks, sedimentary rocks, and metamorphic rocks. Alluvial deposit was predicted Holocene – Recent, and on shore environment deposit. In South Sumatera Basin as Tertiary Sediment Basin sedimentation cycle process of transgression and regression occurred actively. Structural geology in the research area is very interesting and complicated. It was recorded on outcrops clearly. Saka reverse fault is the main fault at that area, right lateral fault Negeri Agung that effect into the south, left lateral fault Saka. And also the big syncline Ngepah and anticline Selabung were interpreted from the strike/dip sedimentary rocks data on the Ngepah river and Selabung river outcrops. Axis anticline and syncline is west – east, with flank in the north and south 15° - 17°. Carbonate rocks have specificity in a way formed. No detritus from the shore, chemical formed, and the important things are the organisms. Carbonate clastic as a fragmentation or secondary formed (i.e. oolite) and deposited similar as detritus. Texture is the most important thing in carbonate rocks than mineralogy composition, because it is related with reservoir characteristics in oil-gas industries and also for sedimentation, diagenesis analysis. Carbonate rocks texture is divided into primary texture and secondary texture. Primary texture includes organic skeletal framework, clastic, and matrix. Secondary texture related with cement filled pores between grains which is showed as a crystal effect partially or fully of matrix and grains. Basic classification car-

bonate rocks is based on petrography analysis (Folk, 1959, 1961; Dunham, 1962; Plumley, et al, 1961) and general structure of rocks (Embrie and Klován, 1971). Generally elements of texture are matrix, calcite cement, grain, organic skeletal framework, crystal effect. These elements can give us understanding of concept sedimentation process and diagenesis that formed the rocks.

Limestone Megascopic Series generally from the bottom to the top of Baturaja Formation dominated with clastic coarse limestone. Organism fragments are still clearly visible, but also are already filled with crystals from carbonate minerals. So there is presumption that limestone series has already recrystallized or "neomorphism". But the main result is limestone facies identification of Baturaja Formation from megascopic - microscopic analysis and variety contents of organisms. Bottom series consist of fine coarse clastic limestone and some samples which show that they were recrystallized. Middle Series mostly founded variety of organisms. Dominated organism imprints as a fragment and a small size of calcareous skeletons, as a matrix. Upper section from this series is physically more rounded grain, good porosity, loose, not so fresh condition because of oxidation process or weathering, carbonate and ferrous oxide cemented, thickness of outcrops. This series varied from 20 – 250 cm. Characteristic similarity of grain in top series is as like as middle series. There is no compact and moderate porosity from bottom to top all this series.

According to the microscopic limestone analysis the research area has three characteristics that similar like megascopic series, they are bottom series, middle series, and top series. That series showed very different changes. The different characteristics would help to identify limestone facies of Baturaja Formation. Mud carbonates in Bottom series are very abundant. Also they showed recrystallized or neomorphism result process. Matrix supported sub-rounded grain. Mud carbonates closed most all of pores and made poor porosity in bottom series. Moulds of organism and formed minerals are fragments and the small sizes as a matrix (fragment sizes $\leq 4\text{mm}$, matrix $0.2\text{mm} - 0.03\text{mm}$). Mould organisms association showed they are abundant (such as coral fragments (recognized like *Sclerectinian*) and unrecognizable coral form). Echinoid also presents in much percentage. Mollusks and Big Foraminifera showed equal quantities. Ostracoda form is very rarely founded. Small Foraminifera forms in little percentage. The importance of this series indicated green algae as characteristics. Middle series matrix is formed by variety of fragments. It was known as special characteristics. Fragments were formed by mould organisms and fragments were formed from carbonate minerals presented dominantly. Neomorphism or recrystallized result process is still showed in these series. That is proved by carbonate minerals filled in the mould organism. Association of organisms is also very abundant and has multiple diverse of types in this series. Coral (*Sclerectinian*) and Echinoid as an organism fragments are mostly founded in much percentage. Mollusks, blue algae, green algae, and red algae are special characteristics for this series. Several big foraminifera such as *Lepidocyclina*, *Nummulites* started to give contribution to form these series. Ooid, Brachiopod, planktonic and benthonic foraminifera are also present. It is difficult to identify accurately organism shells with rounded – ellipsoidal form but it is classified as a *Geopetal*. Shell fragments where the condition like join-patched one with other shells will be identified as interclast fragments. Many organisms were broken, this situation makes difficult to identify, but all of them is also essential factor that formed this serial and classified as other fossil fractions. Top section from this serial has many small size detrital organisms and minerals, caused by recrystallization process. Small size of carbonate minerals that filled in mould organism has predicted as accumulated transport process. Top series microscopic analysis showed that transportation process has already occurred with present rounded grain shape dominantly, small amount of mud carbonate, and lithic has also founded. Grain supported and weathering process was indicated with cement $\leq 0.03\text{mm}$. This condition indicated good porosity. Grain supported dominantly, decreased of clearly mould ferrous oxide cement mixed with carbonate cement. Grain size mostly $0.1\text{mm} - 1.5\text{mm}$, matrix $0.03\text{mm} - 0.1\text{mm}$, and organism form very often showed from our samples for this serial. But big foraminifera (*Spiroclipeus*) presents in large amount. Some of planktonic and benthonic foraminifera also can be identified but not significant percentage. Mollusks, echinoid, brachiopods, green algae, red algae are always present from bottom series until top series but amount in this serial decreased significantly.

Facies division based on data that have described before present the group of limestone series as lithofacies consists of three factors like physics, chemistry, and biology. They can be classified into three facies: facies A, facies B, and facies C. Facies A occupied the bottom from all these group limestone series. Megascopic characteristics fine grain and recrystallized, white – brown colors, no fragment size $> 2\text{mm}$, grain size $0.03 - 2\text{mm}$ less than 10%, matrix supported, compact to massive, moderate to poor porosity. From the microscopic analysis result as mudstone, wackestone (Embry and Klován, 1971) matrix supported, sub rounded grain shape, mud carbonate in big amount and closed of pores, poor porosity. Fragments size $\leq 4\text{mm}$, matrix size $0.03\text{mm} - 0.2\text{mm}$. Minerals dominated with mud carbonates, calcite, fossil fragment, dolomite. Organism association dominated with coral fragments (*sclerectinian*, and other types like coral). Echinoid was in high percentage. Mollusks and Big Foraminifera showed equal quantities. Ostracoda form was very rarely founded. Small Foraminifera form in little percentage. Facies B occupied the middle from these limestone groups. Grey color, silt to very fine grain, not enough compact, moderate to poor porosity, freshly samples condition mostly founded, some samples were recrystallized, small amount fragments with size $> 2\text{mm}$, shell fragments and also as matrix. Generally grained, not compact – loose, weathering process was occurred, ferrous oxide and carbonate cement present, moderate to good porosity. Microscopic analysis showed that packstone and little floatstone were dominated (Embry and Klován, 1971). Fragments and matrix were formed by shells organism and minerals (fragments size $0.2\text{mm} - 10\text{mm}$, matrix size $0.03\text{mm} - 0.2\text{mm}$). Recrystallized, grain supported and mud carbonate was still dominated. Rounded – angular grain shape, moderate to poor porosity. Dominant minerals are mud carbonate, calcite fossil fragments, and dolomite. Organism association is variety. Usually organism acts as fragments, they are coral (*Sclerectinian*) and Echinoid and they are also in a large percentage. Blue – green algae, red algae are special characteristics for this facies. Big foraminifera (*Lepidocyclina*, *Nummulites*) and other organisms that support formed i.e. ooid, brachiopod, small foraminifera (planktonic and benthonic), geopetal, interclast fragment, detrital fossil. We called the top of these group series as a facies C. These facies have characteristics with fine grain to coarse grain size, brown and grey colors, recrystallized, ferrous oxide

cement has indicated of weathering process, not compact – compact, moderate porosity. Based on microscopic analysis dominantly these facies consist of grainstone, and a small amount of mudstone (Embry and Klovan, 1971) that indicated transportation process. Grain dominated, lithic presented, recrystallized, small amount of mud carbonate, grain supported, weathering process known from ferrous oxide cement mixed with carbonate cement, fragment size 0.1mm – 1.5mm, matrix 0.03mm – 0.1mm, and cement ≤ 0.03 mm, relative good porosity. Grain from sedimentation process showed dominantly and significantly dropped mould organism. But some samples still could indentify big foraminifera (Spirocyclus), planktonic and bentonic foraminifera. Molusks, echinoid, brachiopod, geopetal, ooid were still existed from bottom series. Burrowing type of mould organism was also founded. Green algae and red algae gave special characteristics for this facies. Based on similar characteristics of limestone lithology according to megascopic, microscopic analysis and also integration with physical, chemical, and biological attribute, bottom series were classified into Facies A, middle series were classified into Facies B, and Facies C – for top series.

All of these facies have similar characteristics with depositional environment model for carbonate sedimentation from Wilson (1974), and depositional environment zone based on mechanism or wave energy from Irwin (1965). Facies A have characteristics which could be classified into zone Z depositional environment (Irwin, 1965) or relative quiet wave or low mechanism energy. And also Facies A are classified into depositional environment between evaporate platform and open marine platform (Wilson, 1974). It supported with thin section analysis, that samples have wackestone (Embry and Klovan, 1971) dominated and green algae proved for characteristic in that depositional environment. Thereby, Facies A also could be classified into back reef zone (Wilson, 1974). Fact properties of Facies B could be classified between margin zone Z to the sea and front zone Y depositional environment (Irwin, 1965) that medium to high wave or medium to high mechanism energy. The thin section analysis showed dominantly with packstone and floatstone (Embry and Klovan, 1971). Green – blue algae and red algae gave more accurate information to determine that depositional environment. Reef wall (Wilson, 1974) also could be classified for Facies B. Facies C attributes support to classify into last margin zone Y to the sea where high energy of mechanism is. Grainstone texture (Embry and Klovan, 1971) dominantly identified at the thin section analysis and could be classified depositional environment between organic reef and fore slope (Wilson, 1974). Supported by green – blue algae and more red algae at the thin section samples analysis fixed determine depositional environment of fore reef (Wilson, 1974). Generally limestone series in research area for vertical series consist of Facies A for bottom series, Facies B for middle series, and top series for Facies C overall have characteristics of coursing upward. But for lateral spreading limestone Baturaja Formation didn't show significant difference. From east to west geological mapping area 45km² is also crystalline limestone and coarse grained as lithology properties top limestone at west that proved the same or similar characteristics with top series or Facies C. Strike of sedimentation is in the northeast – southwest and dipping of sedimentation is in the southeast. Microscopic analysis of the samples of each facies based on texture have a relative porosity for characteristics (Facies A with poor porosity, moderate – poor porosity for Facies B, and Facies C with grainstone texture). That condition proved for good porosity.

According to that information Facies C is good, suitable and recommended for reservoir rock in petroleum system. In connection with that information Baturaja Formation has an important role as reservoir at several exploration – exploitation fields in South Sumatera petroleum system. It proves that there is another place, not far from the research area where oil field with a similar characteristics reservoir was discovered.

References

1. Adams, A.E, Mackenzie, W.S, Guilford, C, 1988, Atlas of Sedimentary Rocks Under The Microscope, 1st edition, English Language Books Society, Longman Group. UK Ltd, London.
2. Asquith, B.G, 1979, Subsurface Carbonate Depositional Models: A Concise Review, Penwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA.
3. Bemmelen, R.W, Van 1949, The Geology of Indonesia, General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes, Vol I A.
4. De Coster G.L, 1974, The Geology of The Central and South Sumatera Basins, Proceeding of IPA, June.
5. Gafoer. S, dkk, 1994, Geologi Regional Lembar Baturaja dan sekitarnya; Peta Geologi Skala 1: 250.000, PPPG, Bandung.
6. Kadar. P. Adi, dkk, 1996, Paleoenvironmental indicators for The Miocene of Kutai Basin.
7. Lutherbacher, H.P, 1979, Environment Distribution of Early Tertiary Microfossils, Tremp Basin, Northern Spain, Esso Production Research European Laboratories, Spain.
8. Scholle, P.A, Bebout, D.G, Moore, C.H, 1998, Carbonate Depositional Environments. 4th Printed. AAPG Memoir 33, AAPG, Tulsa, Oklahoma. USA.
9. Walker, R.G, James, N.P, 1992, Facies Models: Response To Sea Level Change. Geological Association of Canada. Canada.
10. Wilson, J.L, 1974, Carbonate Facies in Geologic History, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, NewYork. dalam Koesoemadinata, H.R.P, 1987, Reef Exploration Course, IWPL – MIGAS Programme, Jurusan Teknik Geologi, Institut Teknologi Bandung.
11. William, H, Turner, F.J, Gilbert, C.M, 1982, Petrography An Introduction to Study of Rocks in Thin Section, W.H. Reeman and Co.

OIL AND GAS PIPELINE COATING ANALYSIS

O.I. Rakitin, S.S. Goncharik

Scientific advisors associate professor V.A. Shmurygin, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Today, steel pipes are considered to be one of the main components of hydrocarbon pipeline networks. Being mechanically strength, corrosion resistant and operated under low and extremely high temperatures, as well as at high pipeline working pressure, steel pipes have no alternatives. It directly concerns trunk and gathering pipelines, which are operated under the pressure more than 100-150 atmospheres. It also concerns steel fittings, i.e. branches (taps), diminishing pipes, gate valves, and tee-joints [3].

According to severe durability and reliability requirements imposed to the petroleum pipeline systems inner and outer coatings must be characterized by the reliable protective properties. Despite the diversity of present pipeline coatings, it is impossible to choose a universal coating which would meet all the imposed requirements and provide necessary pipeline corrosion protection under any operation conditions. It can be explained by a lot of different aspects. First of all, modern pipelines are complex engineering constructions which can be hundreds and thousands kilometers in length. Pipelines cross different climatic zones, including such obstacles as rivers and swamps, permafrost and wildernesses, motor roads and railways. Secondly, pipeline systems include connecting elements (branches, tees, and gate valves), tie-in, looping and other equipment. Besides, compressor and pump stations are placed at a definite distance from one to another. All these pipeline elements, including the pipes themselves, must be protected from corrosion for a long operation period [2].

Today, four types of pipeline coating are applied: bitumen, paint, glass-enamel, and metal-sprayed coatings. Each coating has its own advantages and disadvantages. Therefore, the application and the choice of a coating depend on pipeline characteristics, construction method, the aggressivity of transported medium and environment [2, 3].

Let us analyze glass-enamel and metal-sprayed coatings, made from glass-enamel and aluminum. They have been recently implemented in pipeline engineering and have already shown quite high efficiency. These types of coatings are characterized by high durability and thermal resistance. The main advantage of these coatings is that they can be applied for inner pipeline protection. Besides, metal-sprayed coatings are insensitive to mechanical impacts. However, glass-enamel and metal-sprayed coatings are characterized by some significant drawbacks and restrictions. Firstly, glass-enamel coating can be applied in pipes with maximum diameter being 500 mm; metal-sprayed coatings are applied in pipes being 300 mm in diameter. Secondly, coatings can be only factory-made. There are severe surface preparation requirements. Both types of coating are quite expensive. Moreover, glass-enamel coatings are sensitive to mechanical impacts and characterized by severe storage, transportation and construction requirements. Also, the technologies of field-joint-coating are still not defined. As for metal-sprayed coatings, organosilicate enamel is needed to be applied for joint protection during the pipeline construction. Besides, they are characterized by such defect as high porosity [1].

Paint coatings, i.e. silica-organic and organosilicate enamels, have become the most widely applied ones in petroleum engineering. They are heat resistant (up to 400°C) and durable. Silica-organic enamel is characterized by high specific electrical resistance; they are delivered ready-for-use. In comparison with quite expensive organosilicate enamel, silica-organic enamel is rather cheap and accessible. Unlike glass-enamel and metal-sprayed coatings, paint coatings can be applied in pipelines of different diameters during pipeline construction in accordance to the established requirements. Silica-organic enamel is applied when the surface is prepared (by sand blasting and shot blasting units) according to second preparation grade GOST 9.402-80. Organosilicate enamel is applied with air-dry hardener after thorough surface preparation. Required coating thickness must be 150-250 µm. As for the drawbacks, silica-organic enamel has low non-volatile content (solvent content up to 60%), high toxicity, coloring agent precipitation (agitation is required). There should be no wet on the coating surface during its manufacture. Organosilicate enamel is characterized by long material preparation period before on-site application (5-6 hours) and high solvent toxicity. Moreover, as it was mentioned, paint coatings should be applied in compliance with severe surface preparation requirements [1, 4, 5].

Bitumen roll coatings with bituminous grouts take the leading place in pipeline protection. The coating can be factory-made or applied on-site with application of cold grout as primer. The required coating thickness is 2-6 mm. Bitumen coating also has no restrictions in pipe diameter and it does not require severe surface preparation procedure. All applied materials are available in quite reasonable price. However, there are some disadvantages, i.e. low adhesion, rapid ageing and deterioration at high temperature, flammability and inconvenience of roll coating application during pipeline repair [1, 5, 6].

Considering all parameters, paint coatings, made from epoxy, modified epoxy and phenol-formaldehyde resins are the most suitable for pipe inner isolation. As for polymer powder, coatings made from epoxy powder materials and applied on phenol primer are widely applied. The thickness of corrosion protection coating must be 300-500 µm.

Enamels is chosen in dependence on the aggressivity degree of transported media, salt, acid and caustic presence [2].

One of the application purposes of antifriction coating is inner pipe surface roughness decrease and pipeline capacity increase. The antifriction coatings have been applied abroad since the middle of 20th century. Based on gained experience of their application in gas trunk pipelines for non-corrosive gas, it can be stated that the cost savings for transportation and product pressure during pipeline operation, as a rule, guarantee inner coating pay back during 3-5 years. Due to high degree of modern oilfield water-cut, the presence of corrosive water, salts, carbon dioxide, H₂S, high operation temperature contributes to the corrosion of pipeline inner surface. General corrosion rate can reach 0,01-0,4 mm/per year, while local corrosion – up to 1,5-6 mm/per year. An actual life period of gathering pipelines without inner protec-

tive coating is 1-3 years. Sometimes through corrosion can occur in several months after pipeline operation. However, gathering pipeline life period can be increased 8-10 times in a case of the application of effective inner corrosion protection coatings.

It must be noted that numerous attempts have been done to implement on-site pipeline coating technology, but they were not successful. That's why, like outer coatings, inner pipe coatings can be effective only when applying in factory conditions. [3].

References

1. Бурмистров Г.Н. Кровельные материалы. – М.: "Стройиздат", 1984. – 240 с.
2. Попов В.В. Материалы для теплоизоляционных и гидроизоляционных работ. – М.: "Высшая школа", 1988. – С. 76 – 79.
3. И.В.Стрижевский, М.А.Сулис. Защита подземных теплопроводов от коррозии – М.:Энергоатомиздат,1983. – С. 112 - 148.
4. «Правила и нормы по защите трубопроводов тепловых сетей от электрохимической коррозии: РД 34.20.520-96.» – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.
5. "Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии: РД 34.20.518-95." - М.: СПО ОРГРЭС, 1997.
6. СНиП 3.04.03 - 85. Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии М.: Минстрой России, 1996.

THE SOLUTION TO ENVIRONMENTAL PROBLEMS WHILE DRILLING FOR WELLS

R.V. Romanov

Scientific advisors senior teacher L.N. Nechaeva, senior teacher T.V. Bocharova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The drilling process would hardly be possible if the rock broken is not removed from the bottomhole timely. Most (about 70%) wells are drilled using a hydraulic system for circulation and bottomhole cleaning. For this purpose many various circulation fluids with a wide variety of additives are used. As usual the drilling is accompanied with application of harmful and hazardous chemical substances, it causes considerable water consumption and gives rise to many technological wastes that constitute a danger for flora and fauna. Thus drilling contaminates mostly underground and surface water and causes terrain disturbance. All these contaminations occur because some technological processes do not meet environmental protection procedures that result in transferring oily substances, chemical agents and other technological waste from drilling slurries and cuttings into the environment.

Among the other chemical and analytical control methods, the methods based on condition assessment of aquatic species exposed to the polluted environment are used to control the anthropogenic pollution of water. There are two basic types of biologic control methods; they are a method of bioindication and a method of biotesting. The bioindication is used in environmental studies to determine the anthropogenic load on the biotic community. The method is based on investigation of various characteristics of biological objects and systems being subjected to changes in environmental factors. Biological systems or organisms that are most sensitive to the changing factors investigated serve as the biological indicator. Changes in behavior of the object tested (a test-object) are compared to the reference behavior models. For example, when assessing the surface water condition, the behavior of water fleas (Daphnids), mollusks and some fish is taken as bioindicators.

As for biotesting, the method involves the identification of already-occurred or currently-occurring pollution of a water pond using living function characteristics of its inhabitants. Living organisms are capable to sense a much lower contaminant concentration than any analytical detector can. Therefore a living organism can be exposed to effect of toxic substances not detected by any equipment.

And thus there has been appeared a conception of toxicity biotesting, i.e. application of biological objects (living organisms) to determination of the total toxic content in water.

Generally the biotesting is a method assessing the effect of environmental factors including toxicity to a single living organism and its function or to a biosystem. In combination with aquatic organism, the biotesting method can be used to:

- assess the toxicity of polluted natural water;
- monitor the toxicity of drilling fluids and sewage;
- assess on spot the toxicity of run-offs and other water media for hygiene and sanitary purposes;
- carry out chemical tests in a lab.

When drilling the drilling fluid undergoes changes in its physical and chemical composition. Such changes occur due to many chemical interactions between the drilling fluid and rocks drilled and the reservoir fluid. Obviously it changes the drilling fluid properties.

Thus one can come to conclusion that it is necessary to conduct the biotesting of the drilling fluid both at the stage of fluid formulation and during its operation cycle.

Possible procedures of toxicity test come in variety that makes it possible to select an optimal one and compare results. As an example of such procedures let us use a common test for mobility of water fleas (Daphnids) and a procedure for identification of chemical toxic substances in water. A test-object used is a species *Paramecium Caudatum*.

The method of depression of Daphnids' mobility allows investigating the influence of sewages and substances dissolved in sewages on life activity of living organisms. The method subject is to determine the concentration of pollu-

tants which immobilize more than 50% Daphnids under certain conditions within a 24-hour period. The testing is carried out in two stages. The initial test stage is being conducted for 24 hours (or 48 hours if necessary) and gives an approximate concentration range which is to be verified during the second stage.

The Drilling Department, Tomsk Polytechnic University, has developed a procedure for identification of toxic substances in aqueous medium using a mainstream device "Biotester-2". This procedure can be used to perform environmental protection measures including monitoring of the surface runoff and sewage discharge and assessment of toxicity of newly-synthesized chemical substances, etc. The chemical substance affects the *Paramecium Caudatum* cell suspension and then, using a photometric technique one analyses all changes occurred in the suspension. The chemical substance toxicity is assessed by a degree of depression of moving ability of the *Paramecium Caudatum* cells in comparison with such ability of them in initial (reference) cell suspension.

The toxicity biotesting procedure developed ensures rather high result reproducibility and thus provides a high accuracy and reliability for determining a toxicity coefficient Kt for aqueous media tested. A sequence of Kt series is almost consistent with the sequence of MAC for the substances tested. It proves that it is possible to use this biotesting for on-the-spot rating of MAC for both simple and compound chemical substances in practice. And one of the method advantages, compared to other methods of toxicity assessment, is the time necessary to obtain the final result. As for the "Biotesting-2" unit, it takes only 30 min to perform a test that makes the unit irreplaceable for water assessment under field conditions.

A problem of disposal of "saturated" drilling fluid still remains unsolved. This problem is at the top of the list of environmental problems appeared during well drilling and construction.

Laboratory testing has proved that wastes of water-based mud are not environmentally hazardous. During such testing the water and sludge samples were taken from mud pits and then analyzed and compared. The analysis did not show any water-soluble heavy metals (Cr, Pb, Zn, Mn) in dirty-mud pits. However the bulk analysis showed slight traces of such heavy metals but usually in association with clays and organic substances and within the range accepted by the environmental protection agency. As the experience has shown the mud pits are usually contaminated by salts from reservoir waters or from salt formations, and also by lead from the pipe dope.

The analyses conducted proved that mud pits containing water-based drilling mud are not environmentally hazardous but their construction has to be designed properly paying special attention to leak-proofness in order to avoid penetrating the drilling mud into ground.

Oil and gas wastes need to be disposed in a cost-effective and environmentally friendly manner. Wastes are commonly discharged into the pit next to the drilling rig. When the drilling process is completed, drilling wastes can be dehydrated and buried, solidified or treated with any conventional method directly at the well site or can be transported to be used for some purposes.

Nowadays there have been published many works related to effect of the mud pits' content on soil, ground water and plant productivity. Miller has analyzed works on such a problem conducted by the American Petroleum Institute over a period of since 1974. The results proved that some common components of the drilling fluid can affect the plant growth and height, but such effect can be kept to a minimum. There are two factors that are especially harmful for the soil and plants. They are a high content of sodium that causes the duricrust and presence of dissolved salts that makes it hard for plants to take water from the soil. In addition, diesel fuel used in drilling as a lubricant is toxic for plants and it reduces the soil ability for moisture conservancy.

Concentration of diesel fuel equal to 4.5 gram per liter and less, of lignosulphates - 0.165 g/l and less and of polymers - 67 g/l and less pose little or no effect on plants. In the course of time such a little harmful impact becomes less and less and disappears completely in three years. When drilling fluids get into soil, it becomes richer in Zn, Cu, Pb, Ba and other elements. However these elements are unsuitable for fixation by plants. In near-surface ground water under the mud pit there has been identified a higher concentration of radioactive elements and the radioactivity level decreases with increase in depth. This points to the fact that radioactive elements from drilling muds pose no risk to ground water.

Alkali solutions rich in sodium salts cause the least of problems in sour lands containing a large amount of organic substances. The greatest problems occur when alkali solutions get into alkaline soils of water-deficient areas.

To restore the land one can either add soluble salts of calcium and gypsum into the soil or add water and allow time enough to change the soil under the influence of microorganisms.

Hence, one can draw a conclusion that, when used properly and according to environmental procedures, water-based muds pose a little or no risk to the environment.

References

1. Балаба В. И., Колесов А. И., Коновалов Е. А. Проблемы экологической безопасности использования веществ и материалов в бурении: Обз. информ. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – (Охрана человека и окружающей среды в газовой промышленности).
2. Тригубова Е. А., Бородай А. В. Технологические решения по снижению и нейтрализации вредного воздействия отходов бурения на окружающую природную среду: Обз. информ. – М.: ИРЦ Газпром, 2002. – (Бурение газовых и газоконденсатных скважин).
3. Шеметов В. Ю. Требования к экологической чистоте технологии бурения скважин. Экология в газовой промышленности. Прил. к журн. «Газовая промышленность». – М., 1997.
4. Методика определения токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод, отходов по смертности и изменению плодовитости дафний. – М.: АК-ВАРОС, 2001.
5. Руководство по определению методом биотестирования токсичности вод, донных отложений, загрязняющих веществ и буровых растворов. – М: РЭФИА, НИИ-Природа, 2002.

6. Патент № 211297 Способ определения токсичности химических веществ в водной среде" ТПУ (Чубик П.С., Нечаева Л.Н. и Брылин В.И.)

FEASIBILITY STUDY OF NEW GAS PIPELINE CONSTRUCTION MATERIALS

J.A. Reutov

Scientific advisors associate professor A.V. Rudachenko, associate professor T.V. Korotchenko
associate professor J.V. Kolbysheva

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Nowadays, there are 150, 000 kilometers of gas transmission pipelines in Russia with total length of more than 613, 000 km. The diameter of transmission pipelines can be up to 1420 mm, including pipeline branches.

For gas pipeline construction steel pipes are applied which are made from different steel grades in accordance with pipeline application, its parameters (pressure, temperature) and physico-chemical properties of gas being transported.

West Siberia produces about 90 % of all Russian gas and it is mostly extracted in cold weather regions. Therefore, high quality corrosion-resistant and low-alloyed-low-pearlite steel characterized by the combination of high values of strength properties, impact resistance, cold resistance, and weldability is applied for gas trunk pipeline and supply network construction. Steel pipes for gas pipeline are classified as seamless and welded.

Steel seamless pipe has no seams and they are made from the following steel grades: 10, 20, 35, 45, 10G2S, 09G2S, 20H, 40H, 30HGSA, 15HM, 15H5, 15H5M, 12H8 and etc. Due to seam absence that is considered to the advantage mechanical stability is provided. Seamless pipes are characterized by improved operation parameters.

Steel seamless pipes are subdivided into cold-worked according to GOST 8734-75 with outer diameter 140 mm and wall thickness 0,4 -12 mm and hot finished according to GOST 8732-78 with outer diameter up to 530 mm. Seamless cold-worked and cold-finished pipes are applied for hydrocarbon gas transportation at pressure up to 10 MPa.

Welded pipes are available in diameter up to 2500 mm. They are cheaper than the seamless ones but they are less reliable, though. Welded pipe is made by bending metal strips (skelp) or plate into the form of a tube by roll forming and welding the seam by various welding processes.

Depending on the forming method, the manufacturing of welded tubes and pipes are classified as longitudinal and spiral (helical) seam. Large diameter welded pipes are made from carbon and low-carbon steel grades of K34-K60 strength class.

Longitudinal seam pipes are widely applied in gas pipeline construction, with working pressure being not more than 16 MPa. They are manufactured in accordance with GOST 10704—76, with a diameter up to 426 mm. Pipes are made from killed, semi-killed and rimming steel grades in according to GOST 380-94, and from killed, semi-killed and rimming steel grades 08, 10, 15, 20, according to GOST 1050-88, correspondingly.

Large diameter spiral (helical) seam pipes are intended for oil and gas trunk pipeline construction. Spiral (helical) seam electric-welded pipes are manufactured from metal strips or plates by spiral moulding and continuous welding of spiral sutures. According to comparative analysis results based on cyclic and statistic tests, it can be stated that statistic crack resistance of a spiral seam pipe is 1.7 times higher than that of the longitudinal seam pipe. Spiral seam pipes are applied in gas pipeline construction with working pressure being 9,8 MPa.

Pipes for water and gas conveyance (GOST 3262-75) with 150 mm of nominal inside diameter are applied for gas transportation at working pressure not more than 25 MPa. In dependence on pipe wall thickness, these pipes can be light, standard and strengthened.

The following disadvantages of steel pipes are distinguished:

- corrosion;
- short operation life period (10-15 years);
- considerable weight;
- labor-intensive assemblage;
- high thermal conductivity;
- electro conductivity;
- aggressive medium sensitivity;
- delivered pipe length restrictions (1-kilometer pipeline 110 mm in diameter includes 84 sections);
- restricted flexibility which leads to the application of significant number of formed and joining parts.

Today, steel pipe manufacture is being improved through reduction of harmful impurities in steel content, which lead to numerous corrosion failures. Besides, pipe manufacturers are concentrating their efforts toward production of the pipes with wall thicknesses up to 36-40 mm graded as K65-K70 and working pressure up to 120 atm, increase of H₂S-corrosion cracking and stress corrosion cracking resistance. Longitudinal seam pipe welding machines combined the steps of pipe welding and its further continuous forming is currently being developed. Among up-to-date technologies of corrosion resistance increase, special outer polythene coating should be distinguished [2, 3, 5].

Since 1950th the majority of countries have started the application of polymer pipes. They are mainly applied in gas and water pipeline construction. After 50-year operation they are still in workable condition and do not require any repair or renewal.

The following advantages of polymer pipe application in gas pipeline construction are distinguished:

- operation life period is longer than that of the metal pipes (guarantee period – 50 years);
- no cathodic protection and maintenance are required;

- water and aggressive medium resistant;
- 2-4 times lighter than steel pipe;
- 12 meter sections do not require lifting mechanisms during assemblage;
- polymer pipes, with diameter being up to 110 mm, are manufactured in bunches ranging from 100 to 2000 meters;
- butt welding is significantly cheaper, easier and less time-consuming;
- butt welds do not require any extra coatings
- high flexibility, as well as smoothness of inner surface.

Polymer pipes can be classified as SDR 11, SDR 17.6 and etc., where SDR – ratio of nominal outer pipe diameter and nominal pipe thickness. The following types of pipes are distinguished: SDR 41 – light with working pressure up to 0,2,5 MPa, SDR 26 - semi light – up to 0,4 MPa, SDR 17.6 – medium- up to 0,6 MPa, SDR 11 – heavy – up to 1,0 MPa. Outer diameter of polymer pipes is up to 400 mm.

The following formula for maximum working pressure determination in polymer gas pipeline was introduced in European Standard EH 1555, International Standardization Organization ISO 4437, Russian Standard GOST R 50838:

$$MOP = 2 \cdot MRS / (C \cdot (SDR - 1)), \text{ MPa,}$$

where,

MRS - minimum required strength,

C – assurance coefficient $C = 2,5$.

For joining part manufacture the following thermoplastic materials are applied: HD polyethylene, cross-linked polyethylene, polypropylene, aluminum-reinforced polypropylene, polybutene, polyvinyl chloride resin and etc. Thermoplastic materials are easily remanufactured into the final products: pipes – through extrusion technique, joining parts – press molding.

Polyethylene pipes are considered to be one of the most widely spread polymer pipes applied in gas pipeline construction.

Linear homopolymer, which high-molecular chain consists of ethylene molecules, was the first HD polyethylene applied in pressure pipe manufacture.

The alternative to the conventional polyethylene can be cross-linked polyethylene (PE-X or XLPE), characterized by high strength properties allowing its application in pipe manufacture for petroleum industry.

Second generation polyethylene was obtained through adding comonomers (butene and hexene) in the synthesis process to form side branches on the polyethylene macromolecules. Due to this, it was possible to increase polymer cracking resistance, as well as MRS value up to 8,0 MPa. However, short-term strength, elasticity coefficient and rapid cracking resistance decreased.

The combination of high short-term strength and high cracking resistance has been achieved through formation of so-called bimodal polyethylene, i.e. polyethylene of the third generation. Due to directed technological process, macromolecule groups are distinguished: short-chain and long-chain. Low molecular polymer part forms crystalline fields which contribute to the increase of density, short-term and long-term strengths (MRS 10,0 MPa), as well as elasticity coefficient. This class includes such types as polyethylene 63, polyethylene 80 and polyethylene 100 [4, 6].

The following disadvantages of polyethylene pipes are distinguished:

- insufficient impact resistance;
- insufficient solar radiation resistance;
- possible strength loss in the course of time and load change.

In order to increase flow capacity of gas polyethylene pipelines and further increase of working pressure up to 2,5 MPa, new so-called combined pipes made from polyethylene and other materials have been developed. It is a biplastic pipe, i.e. polyethylene pipe, reinforced by glass-fiber plastic casing and metal-base pipe, i.e. polyethylene pipe, with the wall, reinforced by welded wire frame.

The most perspective pipes are considered to be combined glass-fiber plastic pipe (biplastic pipes) - polyethylene pipes, reinforced by outer glass-fiber casing, with diameter being up to 293 mm and working pressure being up to 4,0 MPa [1, 8].

Soluforce RTP (reinforced thermoplastic pipe) – is a possible alternative for high-pressure applications in gas transportation. The Soluforce RTP is a three layer pipe construction, consisting of a HDPE (high-density polyethylene) liner pipe; a reinforcement layer, typically made from reinforced fibre, a class of heat-resistant and strong synthetic fibre; and a HDPE protective outer layer for UV, damage and abrasion protection. The reinforced fibre which increases pipe strength can be of any design. Soluforce pipes are manufactured with a nominal diameter 100 mm or 150 mm.

Plastic pipes intended for high-pressure gas pipelines are constantly being improved toward manufacturing of composite-base pipes, which combine high polymer chemical stability and reinforcing elements (layers of fibre, wire reinforcement, and casing).

References

1. Аношкин А.Н. Оценка прочности композитных бипластмассовых труб при их эксплуатации в условиях низких температур / А. Н. Аношкин, А. Б. Поспелов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 9. – С. 56 – 58.
2. Зайцев К.И. О проблеме сооружения пластмассовых трубопроводов нефтяной и газовой промышленности / К.И. Зайцев // Строительство трубопроводов. – 1995. – № 5. – С. 14 – 18.
3. Зимовец В.Г. Совершенствование производства стальных труб / В.Г. Зимовец, В.Ю. Кузнецов – М.: МИСИС, 1996. – 480 С.

4. Никифоров В.Н. Обоснование возможности применения пластмассовых труб при строительстве газораспределительных сетей / В.Н. Никифоров // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1997. – № 4. – С. 47 – 50.
5. Матросов Ю.И. Сталь для магистральных трубопроводов / Ю.И. Матросов, Д.А. Литвиненко, А. М. Голованенко. – М.: Металлургия, 1989. – 288 с.
6. Пепеляев В.С. Полиэтиленовые армированные синтетическими нитями трубы для газопроводов до 1,2 МПа / В.С. Пепеляев, А.И. Тараканов // «Полимергаз», 2009. – № 4. – С. 40 – 41.
7. Полянский Р.П. Трубы для нефтяной и газовой промышленности за рубежом / Р.П. Полянский, В.И. Пастернак. – М.: Недра, 1989. – 123 с.
8. ТУ 2296-250-24046478-95. Трубы стеклопластиковые и соединительные детали. – Пермь, «ЗАО Прогресс», 1995.

STATOIL'S THROUGH-TUBING DRILLING OPERATIONS IN THE NORTH SEA

Y.I. Richkov

Scientific advisor assistant Y.A. Cherevko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Drilling sidetracks from older wells through the existing production tubing has provided operators with substantial cost savings. By applying the TTD (Through Tubing Drilling) technique a sidetrack can be drilled from deep within the well, below the production packer, in order to access additional hydrocarbon reserves. This is done by installing a ramp, a whipstock, at the selected depth and milling a “window” in the liner, sometimes through both liner and casing. This is done with mills specially designed for milling through steel. The installation of the whipstock and the consecutive window milling is typically done in one run.

As a result, the “transport stage” of drilling above that level will already have been completed, hence time is saved. For some oil-fields this means that “troublesome” overburden is avoided: Since the reservoirs become more and more depleted, while the overburden remains more or less virgin, drilling though both can be challenging and time-consuming at times. By applying TTD on platform wells, the savings per well is at least USD 2 – 3 million, mainly since replacement of the existing tubing is avoided. The savings will, however, often be significantly higher. This is so because the alternative to TTD commonly turns out to be replacement and pulling of the production casing also, followed by, instead of a 1-section, an expensive 2-section sidetrack. On subsea templates TTD creates an even higher upside, in the range of USD 15 - 20 million saved per operation. This is mainly due to the combination of higher rig rates when operating subsea and increased number of days saved. The last effect is a result of subsea operations in general being more time consuming, hence reducing number of trips in the well will have a big impact, cost-wise. The method can also improve recovery because reduced operational costs permit the exploration and production of small or uncertain reservoirs. Statoil has to date performed TTD operations in 20 wells and all have technically been successes. The two operations performed on subsea templates were the world's first to be performed from floating mobile drilling units.

Through-tubing drilling and completion have so far primarily been applied in existing wells which have ceased to produce. In such cases the existing wellbore has been abandoned, and the sidetrack has been drilled to another part of the reservoir where hydrocarbon pockets still remain to be tapped. Thanks to synergies and learning-curve effects, Statoil envisions a relatively big potential for TTRD performed in campaigns. Work is going on in order to map the number of possible targets for TTRD in the North Sea. The current limited availability of a drilling rig makes the planning of subsea TTRD operations uncertain. In order to succeed with efficient campaigns on the subsea wells a dedicated vessel for TTRD would probably be highly beneficial. Statoil has recently established a group that is currently investigating the feasibility and the cost/benefit of acquiring such a vessel.



Иллюстрация: Thor Oliversen
Illustration: Thor Oliversen

Fig. Statoil's through-tubing drilling operations

In order to fully utilize such a vessel, and in general be able to perform TTRD efficiently, some key technologies are of particular interest:

1) The capability of drilling sidetracks from producing wells without losing existing reserves from the parent track.

Statoil has accordingly pursued efforts to develop fit-for-purpose multilateral (ML) systems for TTRD operations and has developed a level 4 system together with Weatherford in 2004 and is now together with Smith Red Baron

and Schlumberger developing other ML systems (level 3 and 5). The reason for developing several systems is that the requirements for ML integrity and physical access (for intervention) changes significantly from well to well, and there is a significantly added price-tag connected with added functionality.

Today the situation is such that single-standing TTRD operations are performed when a well stops producing. With ML systems a TTRD sidetrack can be made in producing wells, hence the main benefits of this technology are that higher number of TTRD well candidates will emerge, and that it will allow for the operations to be performed in campaigns. The synergy and learning curve effects of campaigns will reduce operational cost significantly.

2) Equipment capable of high doglegs.

Since the through-tubing sidetracks are deep there is typically a need for high doglegs after making the window. The current RSS (Rotary Steerable Systems) have quite limited dogleg capacity, hence Statoil is now funding and working with Schlumberger to develop a high-dogleg RSS, capable of ca 15 deg/30 m dogleg. One main decisive factor to invest in this development was that mud motors, which can normally provide high doglegs, were found to be damaging to the crown plug seal area when performing subsea TTRD.

3) TTD in depleted reservoirs.

It is in the nature of TTD that the reservoirs drilled are often depleted, and more and more so as the fields age. This means that TTD operations will more frequently have to deal with a narrow window between pore pressure and fracture gradient. Several technologies are now being looked into in order to address this challenge, among them:

- Liner drilling and expandable technology: In a TTRD operation an "intermediate" liner cannot simply be installed if difficult formations are encountered: Since the dimension of such a liner is small, the subsequent hole size will naturally be even smaller, and often too small. With liner drilling and expandable tubulars the loss of hole size is reduced, hence enabling 2 (or perhaps more) hole sections in TTRD-operations.

- Managed pressure drilling to enable rotary drilling with small margin between fracturing and pore-pressure

- Coiled tubing drilling: If installed on a dedicated vessel, coiled tubing drilling might be an interesting alternative since both MPD and under balanced drilling (UBD) in principle are easily done with coiled tubing. On a dedicated vessel/rig with permanently installed coiled tubing, the rig-up time, which is very long on a platform, might be significantly reduced.

4) On subsea templates: Operability throughout the year.

Due to the small-size equipment in TTRD, both rig/vessel and compensating systems will likely have to be purpose-made. In the 2nd subsea TTRD operation a prototype "inline" compensator directly connected to the top-drive was tried out. This equipment enabled fine-tuning of set-down/pick-up weights even with very light string weight, and turned out to increase the weather window of subsea TTRD significantly.

5) On seabed templates: High pressure riser Subsea TTRD today is performed through the marine drilling riser.

This is a low-pressure riser which necessitates the installation of a separate high pressure riser if live-well work is to be performed. Statoil, together with FMC, is now developing and building a high pressure riser with a fit-for-purpose BOP system. This system is designed for easy installation and use on different rigs, and will due to the reduced size, be suitable for use on a tentatively smaller vessel. Since the same riser can be used for live-well intervention and TTRD, the time to change from one operation to another may be reduced. The high pressure riser will also be an enabler for subsea MPD and UBD.

THE ANALYSIS OF ACCIDENTS AT PIPELINE TRANSPORT FACILITIES IN RUSSIA

R.V. Savitskiy, O.L. Blokhina

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Security analysis of pipeline transportation ensures constructive optimal solutions by efficient option of line, volumes and dates of diagnostics of their operation condition in the process of construction and operation. In addition, it enables to prepare guidelines for personnel regarding to their activities in potential off-optimum situations. This analysis gives an opportunity to loss reduction of transported product, decrease of accident numbers reduction of harmful discharge into environment. [2]

Emergency risk analysis is a key element of safety management and it represents basis for making decision on emergency response and remedial action in dangerous objects of pipeline transportation system.

For accident risk estimation on pipelines, the analysis of accident causes and faults appears as a starting point. Given paper shows accident data on the pipeline transportation objects of Russian Federation in 2004-2008. [1]

Table

Dynamics of accidents in 2004-2008 on the pipeline transportation objects of Russia

Year	Accidents(total)	Fatal outcome accidents
2004	48	6
2005	45	4
2006	40	7
2007	30	7
2008	26	2

According to statistics, the most significant causes of accidents are:

- low-grade running of field joints, pipeline mechanical damage;
- pipeline through holes, stop valve, plungers and manometric devices damage;
- metal trouble, low-grade welded joints, stop valve trouble and pipeline joint pieces;
- internal corrosion;
- other causes, involving operating faults.

Apart from loss of pipeline pressure, breaks of pipelines are probable due to pumping breakdown of operations and repair staff, pumping stop by sharp disappearance of voltage in power supply.

Last time there are more accidents in pipelines due to external mechanical action on the linear part of pipeline, involving force impact with mechanical facilities, unauthorized and premeditated action for the purpose of oil stealage.

Investigation analysis of accidents within last year's reveals principle causes of their emergences (Fig. 1).

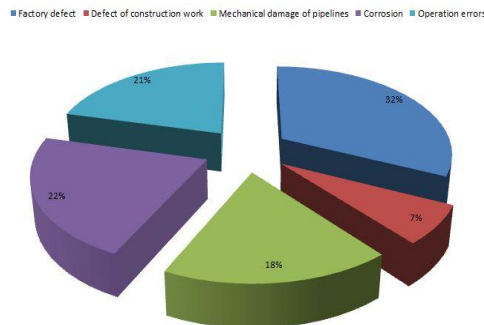


Fig. 1. Accident distribution on pipeline transportation

To define an expected accident frequency on pipeline it's important to take into account technical, natural, anthropogenic and some other factors typical for given pipeline.

Thereby there are 8 groups of factors, influencing on accidents. There are:

- constructive-technical factors;
- quality of works;
- external anthropogenous influences;
- quality of building-installation works;
- defects of pipes and welded seams;
- natural influences;
- corrosion;
- operational factors.

There are different factors of influence in each group. The most important factors are depth of pipeline, level of anthropogenic activity, protection rate of ground equipment, production technique, steel grade, degree of work complexity, natural factors, etc.

To calculate an expected accident frequency on specific pipeline, it's important to define meaning of integral impact factor ($K_{\text{вп}}$) that shows how local accident intensity on the area ($\lambda_{\text{л}}$) differs from average frequency (λ) for specific pipeline:

$$\lambda K_{\text{вп}} = \lambda_{\text{л}} \quad (1)$$

As an average frequency it goes an average meaning of accident number for the last ten years, reduced to one kilometer of pipeline. According to table 2 the meaning λ is $0,06 \times 10^{-3}$ (1/ (km/year)).

In order to analyses margin of pipeline safety we ought to mention about such important definition as «risk of emergency situations». Assessment of accident probability is based on statistical data of oil pipeline breakdown-rate. Authors of the article suggest using «The Event Tree» for description of consequences and identification of emergency scenarios in linear pipeline portion. [1].

This «Event Tree» shows such emergency scenarios as:

1. split-second ignition after oil spill;
2. deferred ignition after oil spill;
3. accident without ignition.

Mostly above-described reasons lead to loss of sealing of pipe and occur emergency oil leak.

Above reasons result in loss of pipeline pressure and oil leak. The most probable is oil leak and following oil spreading (without inflaming). The number of accidents, relating to loss of pipeline pressure by the third version is 95%.

The development of accident situation by given version is dangerous not only for environment but for the population as well, because oil vapors and other emissions are poisonous and can lead to diseases and even lethal outcomes.

Probability of accidents without inflaming by the third version on the specific pipeline is:

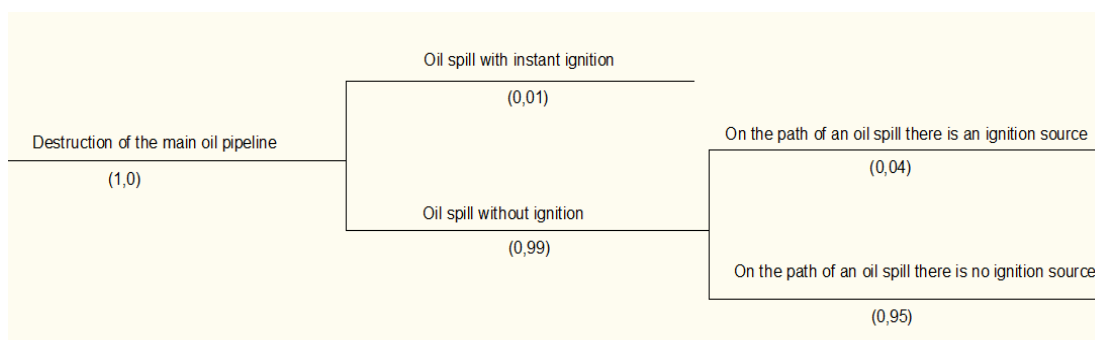


Fig. 2. The Event Tree

$$\lambda_{\text{т}}^{\text{without ignition}} = 0,95 \lambda_{\text{Б,П}} \quad (2)$$

As a version of accident situations with maximum consequences is oil spreading with inflaming. By given accident situations the threat for population increases due to high toxicity of oil combustion products in the atmosphere as well as thermal fire impact. Frequency of accident situations by the first version is:

$$\lambda_{\text{т}}^{\text{ignition}} = 0,05 \lambda_{\text{Б,П}} \quad (3)$$

Viewed algorithms of detection of expected frequency of emergency occurrence need to estimate environmental, technologic and individual impact assessment, volume of oil spill, rate of entitlement payments for oil contamination of environment. Furthermore, it's the basic requirement of correct choice of the technology of post-accident clean-up of emergency of main pipelines.

References

1. Kygrisheva L.I., Stahov S.A. Factors of maintenance of reliability and safety of pipelines // Collection of proceedings SevCavGTU. – 2008. – № 4.
2. Stadnikova M.A., Glebova E.V. The analysis of emergencies and their consequences on the main oil pipelines // Ecology and the industry of Russia. – 2009. – August.

ANALYSE DER EFFIZIENZVERFAHREN DER BESEITIGUNG VON ORGANISCHEN ABLAGERUNGEN IN DEN ERDÖLFÖRDERUNGSRÖHREN IM ÖLVORKOMMEN MAISKOJE DES TOMSKER GEBIETS

P.A. Sasonow

Wissenschaftliche Betreuerinnen Assistentin E.G. Karpowa, Dozentin L.S. Ratner
Nationale Polytechnische Forschungsuniversität, Tomsk, Russland

Im Laufe der Erdölförderung entstehen Komplikationen, die mit der Ausfällung der asphalttharzparaffinartigen Stoffe in Förderbohrungen und Bodenkommunikationen verbunden sind. Das führt zur Senkung der Ölergiebigkeit der Förderbohrungen und der Durchlaßfähigkeit der Pipelines. Es entstehen auch andere unerwünschte Folgen. In diesem Artikel wird das gegebene Problem am Beispiel des Erdölvorkommens Maiskoje behandelt.

Im Erdölvorkommen Maiskoje wird das Hauptvolumen der Erdölförderung durch Zentrifugalpumpenanlagen durchgeführt, und unter Bedingungen der hohen Geschwindigkeit der Paraffinausfällung geht die Abnahme der Erdölge-winnung vor sich, was durch Verringerung des Durchgangsschnitts hervorgerufen wird. Aus diesem Grund fällt die Tiefpumpenanlage aus, deren Reparatur große Investitionen braucht. Darum ist es notwendig, den Maßnahmenkomplex zu treffen, um dieses Problem zu lösen. Dieses Problem ist auch für Gestängepumpen aktuell.

Unter asphalttharzparaffinartigen Ablagerungen, die aus Erdöl in Bohrlöchern während der Ölförderung ausfal-len, versteht man ein kompliziertes Kohlenwassergemisch, das aus Paraffinen (20-70%), asphalttharzförmigen Substanzen (20-40%), Kieselgelharz, Ölen, Wasser und mechanischen Beimengungen besteht. Paraffine sind die Kohlenwasserstoffe der Methan-Reihe von $C_{16}H_{34}$ bis $C_{64}H_{130}$.

Die physikalische Eigenschaften des Paraffins sind folgende: die Dichte im festen Zustand beträgt 865-940 kg/m^3 , und im Schmelzzustand – von 777 bis 790 kg/m^3 , die Schmelztemperatur liegt im Bereich von 42-550°C. Der Paraffin, der aus Erdöl ausscheidet, ist durch schwere Kohlenwasser und Harze verschmutzt, die die Farbe von gelb bis schwarz variieren. Nicht alle Erdöle, die den Paraffin enthalten, erschweren die Förderung. Alles hängt von der Tempera-tur, dem Druck und dem Erdölzustand in der Schicht ab. [3]

Die Erdölparaffine unter Schichtbedingungen kommen in gelöstem Zustand vor. Die Erdöle von einem und demselben Ort enthalten je weniger Paraffin, desto mehr Harzsubstanzen sie haben. Der Paraffingehalt der Erdöle in einem Erdölvorkommen wächst mit der Anlagerungstiefe. Die Schmelztemperatur der festen Paraffinkohlenwasserstoffe

hängt von der Molekularmasse ab. Die Paraffinlöslichkeit in organischen Flüssigkeiten senkt bei der Vergrößerung der Molekularmasse und wächst bei der Temperaturerhöhung.

In chemischer Hinsicht unterscheiden sich die Paraffine durch Beständigkeit gegenüber verschiedenen chemischen Reagenten. Die Schwefelsäure wirkt auf den Paraffin weder bei niedriger noch bei hoher Temperatur. Übliche Stickstoff- und Salzsäure und Laugen sind in bezug auf Paraffin inert. Der Paraffin wird in der Luft leicht oxidiert.

Bitumonöse Stoffe beinhalten Stickstoff, Schwefel und Sauerstoff. Die genannten Stoffe verfügen über eine hohe Molekularmasse, sie sind nicht flüchtig und haben eine hohe Inhomogenität. Nach der Klassifikation von einigen Gelehrten gehören Asphaltene zur Gruppe der Harzverbindungen.

Der Inhalt der Harzstoffe und der Paraffine ist durch Rückverhältnis verbunden. Das Erdöl enthält eine geringe Menge der Asphaltene (2-5%). Die Dichte schwankt im Bereich von 1000 kg/m^3 , sie lösen sich gut in Benzol, und sind unlöslich im Alkohol und Benzin.

Die Ausfällung der Asphaltharz- und Paraffinablagerungen ist der Hauptgrund der Verschlechterung der Durchlaßcharakteristik in der Abbauzone der ölfördernden Bohrlöcher. Es gibt zwei Bildungs- und Entwicklungsstufen der Asphaltharzparaffinablagerungen. Die erste Stufe ist die Entstehung der Kristallisationszentren und Kristallwachstum unmittelbar auf der mit Erdöl kontaktierenden Oberfläche. In der zweiten Stufe vollzieht sich die Ausfällung der größeren Kristalle auf die mit Paraffinen bedeckte Oberfläche.

Die Bildung der Asphaltharzparaffinablagerungen beeinflussen folgende Faktoren:

- die Druckabnahme in der Bohrlochsohle und die damit verbundene Störung des hydrodynamischen Gleichgewichts des Gasflüssigkeitssystems;
- intensive Gasabweichung;
- die Temperaturabnahme in der Schicht und im Bohrlochstamm;
- die Veränderung der Strömungsgeschwindigkeit des gasflüssigen Gemisches und seiner einzelnen Komponenten;
- die Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe in jeder Phase des Gemisches;
- das Volumenverhältnis der Phasen;
- der Zustand der Rohroberfläche.

Die Ablagerungsintensität der Asphaltharzparaffinablagerungen hängt von dem Übergewicht eines oder mehreren Faktoren, die sich nach der Zeit und Tiefe verändern können. Darum ist die Menge und der Charakter der Ablagerungen nicht konstant.



Abb. Ausfällung der Asphaltharzparaffinablagerungen in den Pumpenkompressoröhrren

Der Inhalt der Asphaltharzparaffinablagerungen im Erdöl der Lagerstätte Maiskoje ist ziemlich hoch und schwankt von 14,07% bis 21,08%. Es gibt zwei prinzipielle Verfahren zur Beseitigung dieser unerwünschten Erscheinung:

1. die Vorbeugung der Paraffinablagerungen;
2. verschiedene Beseitigungsmethoden des abgelagerten Paraffins.

Das erste Verfahren ist bevorzugt und basiert auf der Schaffung der Bedingungen im Laufe des Förderbetriebes, die die Paraffinablagerung verhindern und ihre Abtragung von der Innenoberfläche der Pumpenkompressoröhrren erleichtern.

Die gegebene Einstellung schließt folgende Methoden ein:

- die Senkung der Unebenheiten der Innenoberfläche der Pumpenkompressoröhrren durch Sinterung von Glas, Emaille, Speziallack oder die Herstellung aus Kompositionsstoffen;
- Vibrationsmethoden (sie erlauben es, Ultraschallschwingungen im Bereich der Paraffinbildung zu schaffen, die die Paraffinkristalle bewirken und ihre Mikrobewegung stimulieren, was die Paraffinablagerung an den Rohrwänden verhindert); chemische Methoden (basiert auf der Beimischung in die Förderproduktion der chemischen Verbindungen, die die Ablagerungen vermindern oder sogar verhindern);
- die Ausnutzung der physikalischen Felder (die aussichtsreiche physikalische Methode).

Die zweite Einstellung ist meist verbreitet und wird in einige Verfahren gegliedert:

1. Mechanische Verfahren
2. Wärmeverfahren
3. Chemische Verfahren

Das verbreitetste mechanische Verfahren ist die Verwendung eines Molches. Bei der Eruptionsförderung bewegt sich der Molch mit Hilfe des Flaschenzuges und des Molchdrahtes.

Die verbreitetsten termischen Methoden der Beseitigung der Asphaltharzparaffinablagerungen im Förderbetrieb sind die Dampfaufheizung und die Bohrlochspülung mit heißem Erdöl. Im letzten Fall ist es empfehlenswert, ins Erdöl auch gelöste Inhibitoren der Paraffinablagerungen beizumischen. Bekanntlich ist das Einpumpen des Wärmeträgers in den Ringraum keine effektive Methode der Ablagerungsbeseitigung, da es bedeutende Wärmeverluste an den umgebenden Raum möglich sind. Was die Ablagerungsbeseitigung in den Pumpenkompressoröhrren anbetrifft, so ist es effektiver, elektrische Kabel und Tauchelektroerhitzer auszunutzen, die immer im Bohrloch da sind und während der Reinigungsperiode eingeschaltet werden.

Es sei auch auf die hohe Effizienz der chemischen Lösungsmittel bei der Bearbeitung der Fördersonden hingewiesen. Es ist damit verbunden, dass bei der Wirkung des Lösungsmittels nicht nur die Beseitigung der Asphaltharzparaffinablagerungen in den Pumpenkompressoröhrren, sondern auch in der Bohrlochsohle der Schicht vor sich geht. Als Lösungsmittel für Asphaltharzparaffinablagerungen seien die Mittel des Typs Nefras, Gemische von aromatischen Nefras, oder jene mit Hexan- oder Toluolfractionen empfohlen. Als Paraffinablagerungsinhibitoren mit dismulgierenden Eigenschaften werden solche verwendet, wie: Inhibitoren des Typs SNPH, X-TOL, HT-48, Inpar, Sonpar, zusammengesetzte Reagenten IP-1, IP-2, IP-3, stabiles Gaskondensat. Ein sehr effektiver Inhibitor ist TH-1907.

Die Inhibitionserfahrung der Asphaltharzparaffinablagerungen in den einheimischen Erdölfeldern zeugt davon, dass die Technologie der ununterbrochenen Inhibitorzuführung mit Hilfe der Dosierpumpe durch den Ringraum ins Erdöl am effektivsten ist. [1]

Heute sind die im Erdölvorkommen für die Entparaffinierung eingesetzten Methoden zur Beseitigung der Paraffinablagerungen insgesamt effizient, aber sie lösen die Aufgabe ihrer Vorbeugung nicht. Das heißt, im Bohrloch entstehen nach bestimmter Zeit die Asphaltharzparaffinablagerungen wieder.

Literatur

1. Ljuschin S.W., Repin N.N. Über den Einfluß der Strömungsgeschwindigkeit auf die Intensität der Paraffinablagerungen in den Röhren. – M.: Nedra, 1965. – 340 S.
2. Persijanzew M.N. Die Erdölförderung unter erschwerten Bedingungen. – M.: GmbH „Nedra-Buisinnes-Zentrum“, 2000. – 653 S.
3. Tronow W.P. Bildungsmechanismus von Harzparaffinablagerungen und ihre Beseitigung. – M.: Nedra, 1970. – 192 S.

CURRENT PROBLEMS OF PRODUCING HIGH-QUALITY MOTOR FUELS

A.A. Serbin

Scientific advisor associate professor M.V. Vlasova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In recent years issues of quality of motor fuels are actively discussed in Russian and foreign specialized editions and journals. This is due to the role motor fuels play in the economic development of any country. There are at least two main reasons of the active interest in the motor fuels of high quality worldwide. They are environmental requirement toughening to motor fuels and a significant increase in the cost of hydrocarbons and the problem of their rational use. In Russia the problem of quality of motor fuels is usually connected with the need to replace the export of crude oil with the export trade of petroleum products. Indeed, in industrialized countries the requirements to fuel quality are higher than in Russia. However, these requirements can't be applied only for export products. In this case, we do discriminate against the Russian domestic market.

There are several reasons of lower quality requirements to Russian fuel. Firstly, the development of the Russian oil refining industry can't ensure the mass production of high quality fuels. Secondly, there is no economic incentive to improve the quality of fuels produced by Russian refineries. Finally, there is the lack of understanding of those state agencies that can reverse the situation by adopting appropriate legislative measures. Most Russian refineries don't possess the technology of high-octane gasoline production, which satisfy the requirements for the content of benzene and total amount of aromatic hydrocarbons. The appropriate technologies to reduce benzene in gasoline are known, they do not require large investments (separation of benzene and methylcyclopentane in the hydroisomerization) and can be implemented in the short term. It's much harder to achieve the desired content in the gasoline aromatics (to 30%). The solution of this problem would require the implementation of catalytic cracking, alkylation, isomerization, production of oxygen-containing compounds such as alcohols and others.

Significant investments are necessary to organize the production of high-quality motor fuels at Russian oil refineries. Unfortunately, the Russian tax legislation ignores capital intensity and duration of the investment cycle. New projects in oil refining are very risky. Consequently, no major oil refineries have been built in the territory of Russia over the past 30 years, although the need for new modern refineries is obvious. State assistance in the implementation of capital-intensive and risky projects may involve the provision of investment incentives, namely, reduction of income tax in the period of development, the abolition of duties on imported equipment, the possibility of accelerated depreciation of fixed assets and others. The production analysis of major oil products in Russia over recent years reveals the following trend: production of motor gasoline is being improved. Thus, production of motor gasoline AI-92 and gasoline of higher quality has been increased twice. Nevertheless, a significant volume of low-quality gasoline production (AI-76 and AI-

80) makes more than 13 million tons per year or 44.7% of the total output of motor gasoline. Because of the low quality export of gasoline in Russia hasn't been increased for the last years.

Engine efficiency and its characteristics i.e. power, specific fuel consumption and emission depends on the degree of compression of gasoline engines. Effectiveness of high-octane gasoline use grows with the oil price increase, i.e. oil consumption per unit of transport using high-octane gasoline is lower. The increase of the octane number of gasoline will require the expansion of the secondary processes for refining of gasoline fractions (catalytic reforming, isomerization) and production of high-octane components (alkylates, alcohols, esters). This will require significant investments and will lead to the cost increase of gasoline. The optimal value of the octane number is determined by the level of oil-refining industry development and oil prices. One of the criteria of crude oil effectiveness may be, in our view, oil consumption and reduction of fuel production cost per unit of transport, for example, to 100 thousand kilometers. The results of calculations show that the volume of vehicles work for 1 ton of crude oil increases by 12.5% when gasoline AI-93 is produced instead of AI-76. The effectiveness of high-octane gasoline improves with oil price increase, and saving rate outgoes oil price increase. For example, when oil price does up twice the economic effect of production and use of petrol AI-93 instead of the AI-76 is increased in 2.9 times. Taken into consideration the fact that in recent years oil prices are rising faster than the cost of equipment, the implementation of the new refining processes will boost their efficiency. Therefore, in industrialized countries gasoline with an octane rating no lower than 95 points according to the research method is currently used.

Price decrease for motor fuels will increase the competitiveness of the products of almost all economic sectors, especially agriculture, construction, transportation, light industry. A great demand for high-quality motor fuels in the domestic market will stimulate the development of domestic oil refining. Tax reduction per unit of fuel will be compensated for by consumption growth and increase of tax allocation in other industries. Such use of the stabilization fund wouldn't lead to the increase of inflation in the country (the main argument for preservation of the stabilization fund). In addition to the total tax reduction it is advisable to change the excise duties, namely, to reduce the excise tax on high-quality motor fuels. This will stimulate the use of low-consumption engines with high compression ratio and will contribute to the efficiency of oil refining and transport. These actions are considered to be appropriate at present, because it is planned to set in operation a number of modern automobile factories. Their production will require the use of high-octane gasoline AI-95 and AI-98 and if the domestic refining fails to provide the desired output of gasoline, it will cause the situation when Russia, exporting crude oil, will import high-quality gasoline.

The cost of oil in the domestic market is very important for the effective development of the Russian economy. The price of oil in Russia is influenced by three main factors:

- the cost of oil;
- tax policy of the state;
- the level of world oil prices.

Cost of oil production in Russia in various deposits ranges from 3 to 10 dollars per barrel. A significant part of the oil price in Russia is the tax on mineral extraction, which depends on the current world oil prices and currency exchange rate.

The rate tax on mineral extraction that is established nowadays is soundly criticized by oil companies, because it doesn't account for the difference in terms of oil production. Moreover, when tax on mineral extraction is connected with the world oil price, the fact that only part of Russian oil is exported isn't taken into consideration. Most oil companies, especially small and medium-size, export more than 30% of crude oil. Thus, the price of oil is artificially exposed to the fluctuation in accordance with changes in world prices, which cause instability in the domestic oil market. For example, since September 2005 the cost of oil production in Russia declined from 8000-8500 USD / ton up to 5300-5500 USD / ton in January 2006. It is interesting to note that retail prices for petroleum products in Russia during this period decreased. It can be explained by lots of reasons, the price of oil makes 80% of the total cost of petroleum products.

It seems reasonable to leave the same principle of calculating of the mining tax for exported oil which exists nowadays but for the oil sold inside the country the tax on mineral extraction must be calculated taking into account the domestic price of crude oil or petroleum products. In Russia transfer price for oil is widely used, it does not reflect the real cost of oil, therefore to calculate the tax on mineral extraction it is preferable to use retail prices for fuel at petrol stations, which reflect an objective reality. Such a scheme will stabilize the domestic prices for petroleum products and create conditions for their decrease.

References

1. Oil, gas and solid fossil fuels refining technology / Edited by S. A. Akhmetov. – M: St Petersburg, Nedra, 2009. – 827 p.
2. <http://trans-grandasoil.ru/contact.html>

THE HYDRODYNAMIC CAVITATION PHENOMENON AND ITS APPLICATION TO WELL DRILLING AND OPERATION

S.V. Shats

Scientific advisors associate professor I.B. Bondarchuk, senior teacher T.V. Bocharova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Cavitation is a process of formation of bubbles (cavities) in a fluid flow. Such bubbles are usually filled in with gas, vapor or gas-vapor mixture and they occur due to the decrease in fluid pressure down to pressure of saturated vapors. The cavitation process starts when very small cavities appear on an immersed body in points of the minimal pressure or in their close proximity. Originating from its nucleus, each cavitation bubble grows up to its final size and then collapses. The entire process takes place within few milliseconds. Cavitation bubbles appear one after another so fast that look like a cavity [6].

When a cavitation bubble collapses, inside it there occurs high pressure and high temperature. Experiments proved that when collapsing it generates impact waves producing the pressure difference up to 400 MPa and the temperature goes up by 500...800 °C on the material - bubble interface [5].

In liquids the cavitation can be caused by at least the following [5]:

- 1) By liquid flowing around an immersed body (hydrodynamic cavitation);
- 2) By vibration of the body immersed into liquid (vibrational cavitation);
- 3) By electric discharge occurred in liquid (electric cavitation).

Application of cavitation erosion is one of the most prospective ways of enhancing the rock breakage efficiency while drilling and operating a well. The cavitation erosion assists the extensive wear of solid surface due to impact load produced by collapsing the cavitation gas-bubbles [7]. Devices that help to cause and govern the cavitation erosion process are hydro cavitation tools or cavitators.

Hydrodynamic cavitation is the most common phenomenon applied in well drilling practically. Most researchers divide the phenomenon into migrating, attached, vortex and vibrational cavitation according to its physical characteristics [9].

The migrating cavitation means that air cavities or bubbles produced in a liquid travel into and with the liquid. Migrating cavitation bubbles can appear in zones of a lower pressure as well as in zones where a turbulent flow predominates. The migrating cavities grow in low pressure zones and collapse when they move into the higher pressure zones.

The attached cavitation is separation of a liquid stream from the immersed body surface; the separation process gives rise to a large pulsating cavity that may have its limits either on the body immersed or out of it. When the cavity limits go far beyond the body flown around, it is called super cavity and the phenomenon is named supercavitation. The cavity size can be enlarged by feeding gas into it. The cavity can be clear and cloudy due to microbubbles filled in with a gas-vapor mixture and migrating along its peripherals.

The vortex cavitation can be seen in zones of separation of a liquid flow from a blunt body; it occurs on limits of immersed jets, and, sometimes it can be a precondition for an attached cavitation.

The vibrational cavitation most often occurs in a fluid at rest when an artificial or natural vibrator is moved normally to the body on the boulder of which the cavitation occurs [9].

The Venturi tube (see Fig.) is thought to be the easiest way of generating and studying the hydrodynamic cavitation [2].

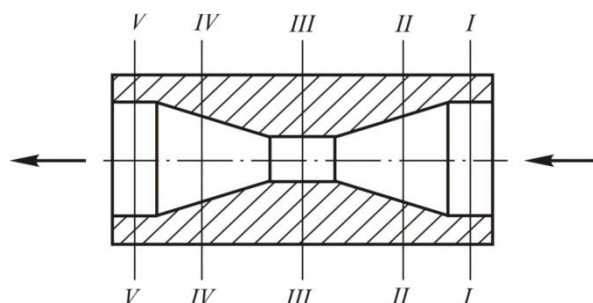


Fig. The Venturi tube: I – section of tube inlet; II – section of tube diffuser; III – critical section of tube where the cavitation cavity is formed; IV – section of tube confuser where the cavitation cavity collapses; V – section of tube outlet.

The possibility of hydrodynamic cavity occurrence is characterized by its basic parameter K which is the function of outlet pressure P_5 to inlet pressure P_1 :

$$K = P_5/P_1. \quad (1)$$

The cavitation is possible when $K = 0,1 - 0,8$.

Practical application of the cavitation phenomenon to deep well drilling is very hard due to the external hydrostatic pressure increase as the well gets deeper. Such pressure increase prevents appearing a pressure relief zone and, thus, occurring a cavitation cavity. Even if the cavitation manages to occur, the cavity formed remains to be attached to the cavitator and consequently the cavity is unable to perform its work including rock breakage on the bottomhole or impact waves generation. Basing on the mentioned above the practical application of hydrodynamic cavitators to well drilling and operation is restricted by the well depth.

Hydrodynamic cavitators allow governing a cavitation erosion process that makes it possible to enhance the bottomhole rock breakage in combination with rock cutting tools. A flow of cavitation bubbles generates mechanical strain pulses on the rock surface which result in fatigue rock fracture [7].

Moreover the hydrodynamic cavitators make unsteady washing of the bottomhole possible. Such tools installed as drill-bit bumpers allow increasing the penetration rate by at least 40% and meterage per run by 30% under all other conditions being equal and in addition to other positive effects. In this case the cavitation phenomenon does not perform the rock breakage itself but produces a local zone of relief of the bottomhole from damping hydrostatic pressure and assists the bottomhole and drill bit cleaning [6].

One of most possible applications of cavitation is decolmatage of water-supply wells. Such an application is based on that inside the filter and in its proximity there occur instantaneous pressure drops that results in various impact damage and significant-gradient filtration flows of alternating directions. Pressure waves and filtration flows oriented in different directions cumulatively cause damage of the colmatant, a cementing filter and the bottomhole [9].

To enhance the oil recovery it is necessary to restore good permeability conditions in the near-bottomhole zone and to clean it regularly. All these can be done with hydrodynamic cavitators. Cavitators give rise to a cavitation pocket on the bottomhole that assists removing colmatants from the reservoir and lift them up by a drilling mud to the surface.

Cavitation hydraulic fracturing, as opposed to a conventional hydraulic fracture, is at its new capacity. If a conventional hydraulic fracturing opens mainly preexisting man-made cracks and main cracks of tectonic origin, the cavitation fracturing produces multiple breakage of the rock matrix due to shock waves and thus generate a wide network of micro- and macrocracks in the bottomhole zone [5].

At present the hydraulic borehole mining of hard minerals is of a great interest. This method is based on rock breakage on the bottomhole by liquid's hydraulic energy with further lifting the pulp formed up to the surface. But the method efficiency is still rather low and the reason for that is modern highly sophisticated equipment and technologies.

Economic performance indicators for the hydraulic borehole mining can be increased by application of hydrodynamic cavitation. This activity area is of current interest but still poorly-studied. The Drilling Department of the National Research Tomsk Polytechnic University has been investigating this work scope that has resulted in a pilot lot of hydrodynamic cavitation tools and a test-bench for their testing. All these engineering products are protected by Russian Federation Patents.

References

1. Боголюбов Б.Н., Лобанов В.Н. и др. Интенсификация добычи нефти низкочастотным акустическим воздействием // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 80 – 81.
2. Бондарчук И.Б., Котов А.В. Гидрокавитационные устройства для повышения эффективности гидродинамического разрушения горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. XI Международного симпозиума студентов и молодых ученых им. академика М. А.Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – С. 463 – 465.
3. Патент 81527 РФ на полезную модель, МПК E21C 45/02. Стенд для проведения исследований влияния гидродинамической кавитации на эффективность разрушения горных пород. Бондарчук И.Б., Котов А.В., Рябчиков С.Я., Зыков В.М.. Заявлено 27.10.2008; опублик. 20.03.2009, бюл. № 8.
4. Бриллиант Л.С., Боголюбов Б.Н. и др. Опыт-промышленные испытания мощного низкочастотного излучателя для интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 86.
5. Иванников В.И. Кавитация и её приложения в нефтегазовом производстве // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 7.
6. Иванников В.И. Кавитация и возможности её применения при бурении, освоении и эксплуатации скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 12.
7. Минаков С.И. Интенсификация разрушения горных пород при использовании кавитационных колебаний жидкости в буровых долотах: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. – Москва, 2004. – 91 с.
8. Пирсол И. Кавитация. – М.: «Мир», 1975. – 95 с.
9. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176 с.

SHUNET IGNEOUS BODY: SILL OR LAVA FLOW?

A.A. Shatskaya, M.B. Abdusalyamov

Scientific advisors associate professor A.Yu. Falk, assistant E.V. Kulagina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

During educational survey in 2010 our group mapped a locality between Lakes Matarak and Shunet. This area is built up by Lower Devonian sediments and related to the Lower Devonian type section of the Sayan-Altai area. A good exposure of the site allowed to solve many questions of geology, but at the same time there are some points at issue, and in particular, a problem of one igneous body genesis. Particular attention was paid to exploration studies of the body in order to find out its mode of occurrence. The results of this work are shown below.

For better understanding of geological structure, a general characteristic of the survey locality is given.

The Minusinsk Intermontane Trough extends in the near-meridional direction and consists of several second-order depressions (Nazarovo, Chebaki-Balakhta, Syda-Yerba, and South Minusinsk). The trough is a fragment of the extensive system of intracontinental sedimentary basins filled with Devonian-Carboniferous and less abundant Triassic-Jurassic rocks and formed as a result of subsidence of the Earth's crust affected by regional extension in the back zone of active continental margin under conditions close to the platform [1].

In the Shunet-Matarak area, the Lower Devonian rocks of the Byskar Group are subdivided (from bottom to top) into the Matarak, Shunet, and Aramchak formations (Table). The lower portion of the Matarak Formation consists of lithic tuff locally underlain by basal conglomerate with pebbles of limestone, granitic and gabbroic rocks. However, in most cases the tuffs directly overlie older limestone and plutonic rocks. The type locality of the upper formation is situated between Lake Matarak and Mount Shunet. The upper subformation consists of red sandstone (45 %), gravelstone (13 %), siltstone (6 %), conglomerate (2 %), trachyandesite and trachyrhyodacite tuffs (10 %), and dolerite sills (24 %). The sedimentary rocks contain the Early Devonian plant remains. A series of dolerite sills has been described in the Matarak and Shunet formations [4].

Table

Lower Devonian rocks of the Chebaki-Balakhta Basin [1]

Formation	Thickness, m	Lithology
Aramchak	> 160	Brown tuffaceous gravelstone, tuffstone, sandstone and siltstone lenses
Shunet	150-250	Greenish gray limestone and siltstone
Matarak	250-300	<i>Upper subformation.</i> Red sandstone and siltstone with ash tuff interlayers, boulder conglomerate with volcanoclastic cement, and diamictite breccia <i>Lower subformation.</i> Lapilli tuff, welded tuff trachyandesite, basal conglomerate with calcareous cement

In the Lower Devonian Byskar Group of the North Minusinsk Trough sheetlike bodies of basic composition are widespread. Four bodies exposed in the lower part of the Mount Shunet cross-section confirm that fact.

The origin of these 3 bodies (1, 2 and 4 in section from bottom to top) doesn't cause doubts, that these are sills, but the form of the 3rd body is a matter of debate. Some geologists believe that it is a lava sheet [3], others give evidence of sills formation [1,2].

To define the sheetlike igneous body origin reliably, it is necessary to emphasize the basic criteria that allow to distinguish lava flows/sheets and sills:

1. Presence of cross-cutting contacts, contact metamorphism of both underlying and overlying country rocks, and sedimentary rock xenoliths even in thin sills.
2. Lava-breccias, "rough" crust and blocky surface of effusive rocks.
3. Vesicular and amygdaloidal structures are not evidences of lava flow or sheet. Amygdales occur in sills, dikes and exocontact zones of shallow intrusions as result of degassing.
4. Holocrystalline and equigranular textures, as well as homogeneity are characteristics of sills. Lava textures change considerable; flowing and brecciation take place.

The 3rd igneous body conformable to the sedimentary sequence dips to the northeast at an angle 15-25°. It extends for 400 m and is 50 m thick. The lower part of the body (~40 m) consists of basalts with small phenocrysts, which have black color in fresh fracture. On weathered surface rocks have rusty-brown color due to presence of limonite, which develops at oxidation of pyroxene. The upper part of the body (~10 m) is intensively slagged. These rocks have vesicular and, at some places, amygdaloidal structure.

The upper contact of the rock body with sedimentary rocks is exposed in the vertical outcrop. It is about 30 m at length and maximum 2 m in height. The body has a complex uneven surface. The contact zone with overlying red-colored sandstones and siltstones 0,5 m thick is complicated by mutual penetrating of both rocks, with fragments from 15 to 20 cm in size. Overlying red-colored rocks have well-defined bedding which underlines their deformation as a result of intrusion.



Fig. 1. The upper contact of the rock body with sedimentary rocks

The figure 1 shows the roof pendant of country sedimentary rocks forming "syncline" 3–3,5 m in width. Dip angles of bedding are too steep to form drape fold. Thus, that speaks well for formation of this structure as the result of country rock deformation by magma.

In many rock debris embedded in basalts, sedimentary rocks save their primary bedding, but often lose their reddish color and become dark grey. This can be explained by contact changes (hornfels formation) under action of high-temperature melt.

Sedimentary rocks in the contact zone contain numerous basic melt injections and "drops", which can be distinguished by a reddish-brown color and a vesicular structure (Fig.2). Side contacts of some "drops" cut sedimentary layers and bedding dips at an angle of 45-60°, while the top bedding covers such "drop". This phenomenon can be explained by that: small portions of basic melt, forced up by gases, intruded into country sedimentary rocks, but hardly by its intrusion into loose sediments. Thus, within this sedimentary rocks and their fragments can have vesicular, amygdaloidal structure similar to that of basalts. These amygdales are filled with calcite.



Fig. 2. "Drops" of basic rocks in sedimentary layers

For a long time the basic distinction criterion of sills and lava flows was the structure of their upper contact with country rocks, determined by the nature and formation processes of these bodies.

Sills have upper contact with an obvious zone of contact metamorphism in overlying rocks, often of small thickness. Lava flows have rough, complex contact with a clumpy and slag top boundary with roughness which is inherited by bedding of overlying rocks.

In this case we observe features which are particular for lava flows (uneven surface of the body; intensive slagging of basalts at the upper contact; sometimes bedding follows roughness of an igneous body roof), as well as for sills (bedding of sedimentary rocks in some cases is cut by the magmatic contact; red-colored fragments of rocks contained in basalts are metamorphosed, and many of them have parallel bedding).

The latter features point out that the studied rock body, similar to other basic sheetlike bodies on southwestern slope of Mount Shunet, is sill.

References

1. Fedoseev G.S. Early Devonian rift-related magmatism / Magmatism and Metallogeny of the Altai and Adjacent Large Igneous Provinces with an Introductory Essay on the Altaids. IAGOD Guidebook Series. – Vol. 16. – CERCAMS/NHM, London, 2007. – pp. 166 – 171.
2. Васильев Б.Д., Ананьев Ю.С., Фальк А.Ю. Путеводитель по магматизму района учебного геологического полигона ВУЗов Сибири (Восточный склон Кузнецкого Алатау). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 35 с.
3. Гудымович С.С. Так только силлы или все-таки есть и покровы? // Центр учебных геологических практик ТПУ в Хакасии и его основатель Г.А.Иванкин: сборник научных статей и воспоминаний. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 66 – 69.
4. Коптев И.И., Ананьев Ю.С. Путеводитель по стратиграфии района учебного геологического полигона ВУЗов Сибири (Восточный склон Кузнецкого Алатау). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 23 с.
5. Лапин Б.Н. Критерии выделения силловых тел в практике геологического картирования/ Центр учебных геологических практик ТПУ в Хакасии и его основатель Г.А. Иванкин: сборник научных статей и воспоминаний. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 57 – 65.

ECOLOGICAL RISKS REGULATION IN THE SYSTEM OF HSE - MANAGEMENT AS THE FACTOR OF EFFECTIVE SOCIAL AND ECOLOGICAL DEVELOPMENT IN PETROLEUM INDUSTRY

J.S. Shevnina, J.A. Bolsunovskaya

Scientific advisors senior teacher V.B. Romanyuk, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Oil and gas development activities are expected to grow to meet the need of rapidly industrializing countries, and can be carried out safely with minimum adverse environmental impact, only through a strong company commitment to environmental protection. The host government also needs to have a solid understanding of exploration and production operations and how they may affect the environment. The activities on both sides should ideally be complementary to achieve the most cost-effective and environmentally sound approach. It is now generally acknowledged that this approach:

- Systematically integrates environmental issues into business decisions through use of formal management systems;
- Integrates health, safety and environmental management into a single program;
- Considers all environmental components (air, water, soil, etc.) in decision making at strategic and operational levels;
- Prevents waste at its source through pollution prevention techniques and making maximum re-use of waste components, rather than installing expensive treatment for discharges;
- Evaluates alternatives on a cost/benefit/risk basis that includes environmental values;
- Aims at minimizing resource inputs and
- Innovates and strives for continual improvement [1].

In connection with this approach on March 24, 2004 WWF together with the nongovernmental nature protection organizations of Russia coordinated and signed the project of Ecological Requirements to the Russian oil and gas companies.

Among the basic sections of Requirements there is an official ecological policy of the company, and also:

- Observance of legislation;
- Valuable territories and water areas;
- Environmental impact assessment;
- Approachability of the social-ecological information;
- Compensation for damage;
- Prevention and elimination of oil spill [2].

The official ecological policy of the oil-and-gas company makes provision for the appropriate system of ecological management. It is necessary to note, that in Russia now there is no such system in their "pure" form. However there are all preconditions for such activity development in the Russian oil-and-gas companies. Some Russian companies started introducing the environmental management systems. According to 2009 the petroleum industry is one of leaders on this system introduction (Fig. 1).

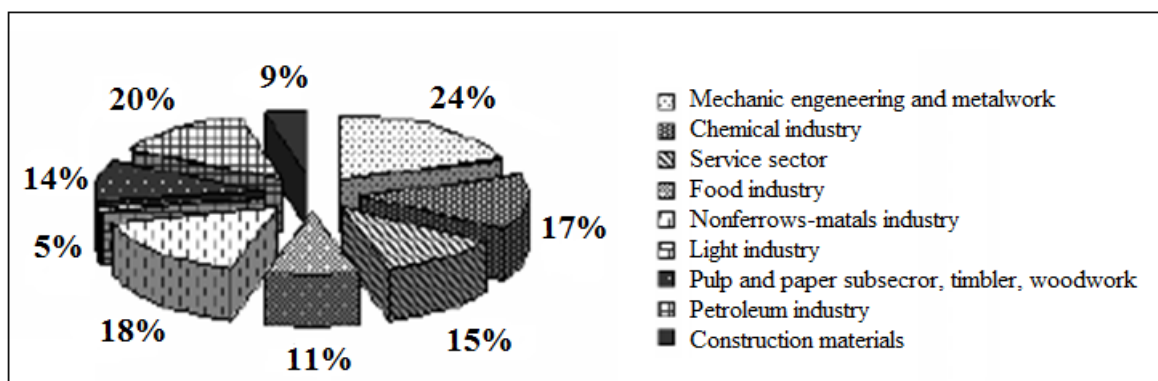


Fig. 1. Distribution of the organizations having EMS on Russian economy industries

Exploration and production operations involve a variety of relationships, from company and contractor partnerships, and joint ventures, to dealing with other stakeholders such as government and the public. Therefore, the International Standards Organization specifically developed for the petroleum industry the program, presented in the Oil Industry International Exploration and Production Forum, which describes the basic elements of Health, Safety and Environmental Management Systems.

According to this program, Health, Safety and Environmental Management System consists of the following elements (Fig. 2) [2].

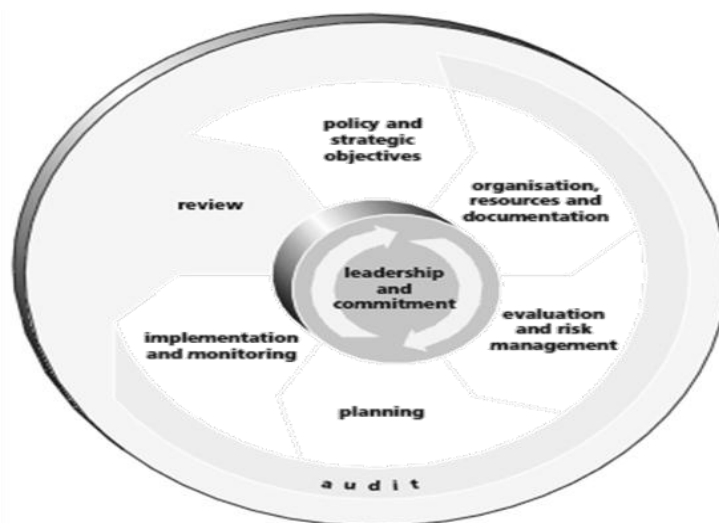


Fig. 2. The Model Health, Safety and Environmental Management System

All these elements are important for any management system. However, now in the oil industry risk-management is played the leading role, in particular ecological. Such direction became popular in the West (since 1992г.). In our country risk-management only develops. Many oil-and-gas companies consider ecological risks alongside with economic, not allocating them in a separate category.

Ecological risk (International standard ISO 14001) is probability of negative changes occurrence in a surrounding environment or the remote adverse consequences of these changes arising owing to negative influence on the environment.

There are various risks classifications, but it is typical of the oil-and-gas companies following coinsurances:

- the risks caused by possible changes of the environment in which the company functions;
- the risks caused by uncertainty of the environment factors action on the company.

Ecological risks of the first kind are caused by spasmodic changes of the environment. They can be estimated with greater or smaller accuracy. Ecological risks of the second kind are caused by uncertainty. It is difficult and absolutely impossible to estimate them. Accordingly for the company they represent the greatest and often invisible danger. Such uncertainty turns around large costs [3].

Advantage of risk regulation in HSE - management that owing to the duly analysis it allows to increase risk probability or costs from it.

The analysis means risk estimation, namely: background, definition of danger degree in a concrete situation.

The basic method on elimination of ecological risks is insurance.

For insurance realization in sphere of natural resource use the main moment is that as a result of negative influence there is a change of qualitative and quantitative characteristics of the surrounding environment components and the natural resources, in this connection leading to occurrence of the state and the losses of companies.

Thus, ecological risks insurance is considered as use of the insurance mechanism for protection against ecological risks in sphere of natural resource use, the managing subjects resulting activity, being by potential sources of harm to an environment and the ecological risks shown as a result of managing subjects activity, directly using natural resources. It is necessary to note, that ecological risks insurance is widespread in our country, however, in Russia there is no required legislative base to make this process become as much as possible effective.

HSE-management allows to systematize the approach to statement and achievement of ecological challenges and aims at revealing and minimization of ecological risks, that finally leads to minimization of the company losses, increase of ecological efficiency which promotes fast achievement of the strategic purposes and the company challenges. Thus, introduction HSE-management in the Russian oil-and-gas companies will allow on-line and effectively to operate ecological risks.

The world practice and the Russian experience saved up for last 5-7 years show that application of approaches to ecological risks management let the organizations combine the purposes achievement of the basic industrial and nature protection activity, providing economically effective decrease and prevention of environmental impact.

References

1. Environmental management in oil and gas exploration and production [Electronic resource]. URL: <http://www.unipie.org>
2. Ecological Requirements to the Russian oil and gas companies [Electronic resource]. URL: <http://www.wwf.ru>
3. Ecological risks. [Electronic resource]. URL: <http://infomanagement.ru>

PAINT COATINGS IN TANK CORROSION PROTECTION

E.S. Shmyrin, P.A. Pribytkov

Scientific advisors associate professor N.V. Chukhareva, associate professor T.V. Korotchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Steel oil storage tanks are affected by various aggressive working fluids (brine water, oil, dusty atmosphere, and temperature drop) during the whole operational process. Under such conditions, high metal corrosion rate often leads to penetrating tank destruction. Therefore, steel oil storage tanks are classified as one of the most ecologically fragile and technologically vulnerable elements of petroleum industry. Because of accident hazard and breakdown unpredictability, it is necessary to work out effective engineering solutions for the application of paint coating (PC), which is considered to be one of the main corrosion protection methods.

Corrosion protection of oil storage tanks, both new ones and those which are in repair, is regulated by several federal and administrative nominative documents. However, today, they can be hardly considered in the choice of the most effective paint coating. It can be explained by the fact that most paint coatings mentioned in the nominative documents either are no longer manufactured or do not meet one of the main requirements imposed to tank coatings: operating life must be not less than 10 years.

Paint coating product line extension, including new domestic and foreign coatings, which is being noticed in the last decade, also makes the choice of an appropriate protective coating even more difficult, both from the point of its reliability and reasonableness of costs. At the same time, it is known that the expenditures connected with paint coating might be up to 40-45 % from initial cost of a tank. However, indirect and direct costs connected with corrosion elimination together with ecological fees may exceed this sum. All this dramatizes the importance of an adequate choice of protective paint coating.

A number of Russian leading petroleum companies solve the problem of balance between protection quality and expenses following the experience of foreign colleagues.

According to the norms of international standards, particularly American API № 652, and with regard to long corrosion protection experience in petroleum industry, the experts of such companies as OJSC VNIIST and Fine Metal Powders Research, Development and Manufacturing enterprise have been developed specifications for inner and external protective coatings of oil tanks. The coatings must:

- be resistant to stored fluids, climatic factors, and ultraviolet rays (external coating)
- have good adhesion to metal
- sustain deformation stress occurring during tank fill-up and emptying

One of the rare paint coating types, which meets all above-mentioned specifications, is polyurethane paint coating. It is characterized by high weather resistance, chemical stability in various fluids, resistance to abrasive wear, good adhesion and perfect external view. It combines strength properties with high elasticity. Due to these characteristics, this type of coating is rather attractive especially in a case of durable metal structure protection.

The peculiarity of FMP protection system, which provides its durability, is a combination of layers characterized by different protective effect:

- zinc additive base coating- ZINOTAN, which provides active cathodic protection of steel due to high content of zinc powder (Fig.1 a);
- top coats (body and intermediate coating) with corrosion protection coloring agents which provide the system with barrier and set decorative properties. Barrier property enhancement is achieved through application of lamellar pigments.

In spite of the fact that certain elements of a tank are affected by fluids characterized by different corrosion rate and, therefore, various paint coatings are recommended to apply, in this case, however, a general paint coating system is suggested. It can be explained by the fact that the coating scheme differentiation might make the work of a painting crew more complicated and that's why it is not widely applied. Therefore, in our opinion, to provide equal corrosion resistance of different tank elements it is efficient to adhere to the principle of coating life equality, i.e. universal application of a paint coating which provides maximum protection in the most severe conditions.

Proposed paint coating systems have undergone full-scale specification compliance tests in OJSC VNIIST. According to the test conditions, all samples with inner coating were soaked for 1000 hr in three percent NaCl solution at 20, 40 and 60 °C, oil – at 60 °C; samples with outer coating were soaked for 240 hr in three percent NaCl solution and oil at 40 °C, as well as for 1000 hr in continuous moisture condensation conditions at 40 °C and they were also exposed to cyclic UV radiation and moisture condensation. In the course of the tests, protective and physical mechanical properties of the coatings were estimated. In addition, thermal aging resistance was also tested at 60 °C and for 1000 hr, outer coating – wear resistance, inner coating – moisture absorption.

Both coated steel samples and unsupported films have been tested. Based on the obtained results, it has been stated:

- coating external appearance (GOST 9.407) does not change during the test in all media;
- coating adhesion, defined by X-shaped cutting (ASTM D 3359) and cross-cut test (ISO 2409, for outer coating) is characterized by the highest points – 5A and 0 correspondingly and it is constant in all conducted tests;
- adhesive strength defined by breaking method (ISO 4624) varies within permissible limits after the tests in all media, with breaking nature being constant;
- unsupported film characteristics are stable and correspond to the specifications.

Besides, outer paint coatings have demonstrated high abrasion resistance (ASTM D 4060) and decorative properties under longstanding UV radiation. Inner paint coating is characterized by low water absorption – not more than 1,8 % (GOST 21513) – and high impact strength – 15 J (ISO 6272).

Thus, full-scale specification tests have shown that combined paint coating (VMP) meets all oil tank coating specifications. Based on the test results, this combined paint coating is recommended by VNIIST to be applied in the petroleum industry, with predicted operating life being 10 years, and included in the regulative documents of JCS Transneft.

In addition to high protective properties, VMP materials have a number of technological pluses which contribute to their attractiveness. As they are classified as polyurethane which is hardened due to air moisture, they have all polyurethane technological properties, which make them stand out in comparison with traditional film-based coatings (epoxy or silicone resins and etc.).

It can be explained by the following facts. Firstly, polyurethane materials (VMP) are delivered ready to use: they are one-packed that excludes the necessity of proportion allegation and restriction of paint coating operation life. Secondly, they are characterized by high coating quality in a wide climatic range, including unfavorable conditions in Russia: at relative humidity degree - up to 98% and subzero temperature - up to 15 C. Application of free-defect coatings is very essential for corrosion resistance to hydrogen sulfide-containing media, i.e. oil from the majority of oil fields of the Ural, Volga region, and West Siberia.

Thus, VMP coatings are characterized as a new long-life oil tank corrosion protection system, which has been approved by the leading Russian institute VNIIST striving at extension of cooperation with oil producing companies.

Reference

1. John L. Kennedy. Oil and gas pipeline fundamentals. Tulsa: PermWell Publishing Company, 1993. – 354 p.

GEOCHEMICAL COMPOSITION OF SALT DEPOSITION AS FACTOR OF WATER QUALITY

B.R. Soktoev, T.A. Mongolina

Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor N.V. Baranovskaya

associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In complex eco-geochemical research the deposited environments are soil, blood, hair, surface and sub-surface water, snow cover, vegetation and others. A prospective environment is considered to be water scale or salt deposits.

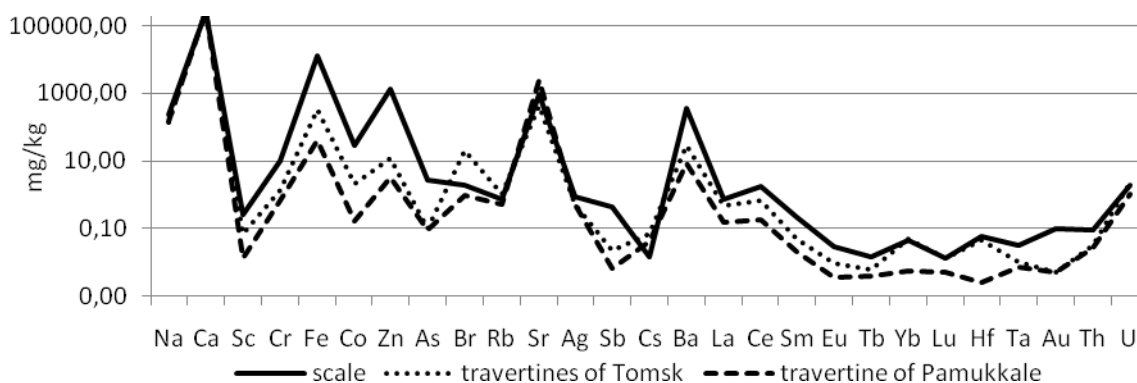
Scale is salt deposits in different heating appliances (kettles, pots, etc.) formed as a result of boiling and cooling from several months to years. The first experiments in applying salt deposits of drinking water as a quality indicator for ecological territorial conditions was rather successful [7, 8]. Such an environment (salt deposits) proved to be informative enough in determining the element composition of drinking water.

At present sampling is made in all regions of Tomsk oblast. To obtain the comparative characteristic of regional peculiarities in salt deposition the studies in Chelyabinsk, Irkutsk oblasts have been performed. The general number of salt deposition samples is 416. There are no standards in scale sampling, therefore, in the course of investigation we used patent №2298212 «The way of determining uranium contaminated areas in the environment» [3]. The main method of determining elemental composition is instrumental neutron-activation analysis (INAA) in nuclear-geochemical laboratory (NGL) of Tomsk polytechnic university, the content of 27 elements was determined.

The research at DRON-3M device has shown that the scale has 90 % composition of calcite with admixture of iron carbonates, magnesium, silicon, and it is identical in composition to carbonate depositions from the thermal spring of Pamukkale (Turkey), one of the geological wonders of the world. The water from the thermal springs is erupted onto the volcanic plateau bubbling from the ground and the water stream of 35 degrees C temperature including calcium carbonate flows down the slopes, cooling and transforming into dazzling white travertine deposition. Water composition in Pamukkale: Calcium- 349,1 mg/kg; Magnesium - 135,2 mg/kg; Soda - 189,2 mg/kg; Chlorine - 42,8 mg/kg; Sulfate - 921,3 mg/kg; Hydrocarbonate- 999,6 mg/kg; Nitrite (less than) - 0,003 mg/kg; Nitrate- 0,06 mg/kg; Ammonium.

The analysis of the data pointed out the wide interval in spread of values of element composition. Such wide variation can be explained by different chemical composition of aquifers from which the water supply is performed as well as by the factors influencing the formation of water chemical composition. The problem of chemical composition formation of ground water is one of the most complex in hydrogeology since its composition is regulated by a great deal of factors and processes, among them there are climate, relief, rock type, presence of organic compounds and their derivatives (precipitation, evaporation, temperature, permeability, water cycle etc.), dissolution, bleaching, exchange reactions, evaporation concentration, sorption, mixing, hydrolysis etc [2, 6].

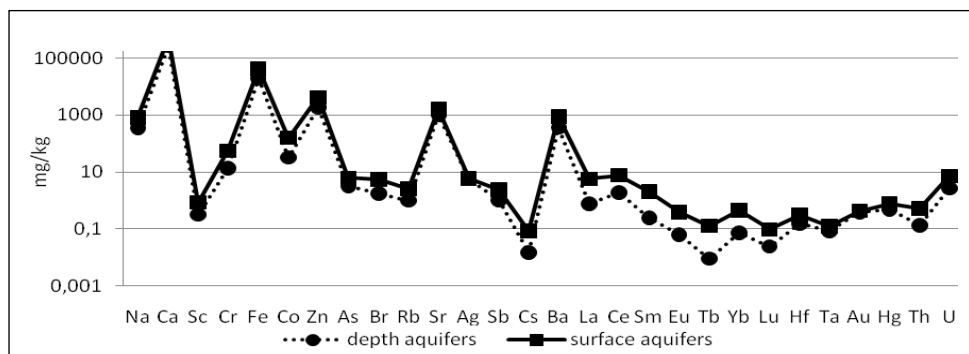
To reveal the peculiarities in scale chemical composition the natural lime formations – travertines have been analyzed (Fig. 1). In travertines of Pamukkale the concentration of nearly all elements is lower than that of travertines from Tomsk except for Sr. In composition of Tomsk travertines particular emphasis is placed upon the high concentration of Br (21 mg/kg). The scale composition differs from the natural formations in high concentration of Sc, Fe, Co, Zn, As, Sb, Ba, La, Ce, Sm, Eu, Tb, Ta, Au, Th.



Note: Logarithmic scale

Fig. 1. Comparative analysis of scale chemical composition and natural lime formations

The result of research in drinking water scale from different aquifers shows that the depth of occurrence has a significant impact on its composition [1, 8]. For comparative analysis we have made two sampling: salt deposition from the dishware of inhabitants with individual water supply of aquifer occurrence depth not more than 40 m and drinking water scale of depth aquifers. A wider range of elements is accumulated in dring water scale of surface aquifers (Fig. 2), including groups of rare-earth (La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu) and natural radioactive elements (Th, U). The given feature of chemical element accumulation in ground waters was noted by V.A. Zuyev and S.L. Shvartsev [4].



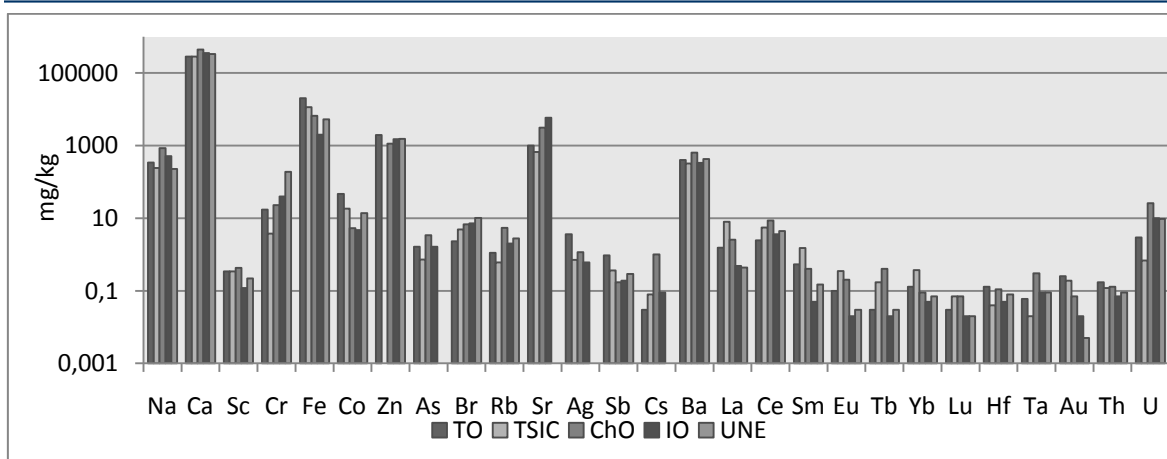
Note: Logarithmic scale

Fig. 2. Comparative characteristic of element composition in drinking water scale of depth and surface aquifers

Ground water of surface springs are slightly protected from anthropogenic pollutants, that, in combination with natural factors, forms their composition, mosaic and unstable in space and time, which is often extrinsic to natural waters and does not meet standard requirements in many respects. A significant role in water supply of such aquifers is played by infiltration of rain and snow water. Besides, there is a wide range of elements in atmospheric precipitation which, passing through the soil, are enriched with the elements from soil solutions. Soil solutions are accumulators of various microelements carrying out by infiltrating water.

In the case of surface aquifers the accumulation site of rare-earth elements are clearly fixed in those inhabited areas where samples were taken from inhabitants using individual water supply (well, hole) for drinking water. Thus, in Moryakovskiy zaton village the highest concentrations of rare-earth elements are pointed out in the surface aquifers (La - 102 mg/kg, Ce - 95 mg/kg, Sm - 19 mg/kg, Eu - 4,5 mg/kg, Tb - 2,6 mg/kg, Yb - 5 mg/kg, Lu - 0,85 mg/kg), but in the depth the concentration of those elements is lower the limit of determination. This fact allows for speaking about possible anthropogenic source of these elements.

In the depth aquifers rare-earth elements are accumulated mostly and more intensively in the south and south-east part of Tomsk oblast. On those aquifers of the given regions the coal, bauxite and zircon-ilmenite deposits are located. Besides, on the boundaries with Kemerovo oblast and Krasnoyarsk Territory the areas are rich in mineral resources that can influence the water composition, which is reflected in salt deposition composition from the dishware.



Note: Logarithmic scale, TO – Tomsk oblast, TSIC – Tomsk-Seversk Industrial Complex, ChO – Chelyabinsk oblast, IO – Irkutsk oblast, UNE – underground nuclear explosion, average composition (mg/kg) is calculated taking into account «the hurricane» samples.

Fig. 3. Regional peculiarities of drinking water scale composition

To reveal the regional peculiarities in salt deposition (scale) of drinking water the comparative analysis of drinking water scale composition was performed in Tomsk, Chelyabinsk and Irkutsk oblasts (Fig. 3). In Chelyabinsk oblast three settlements located in vicinity to the large nuclear-fuel plant «Mayak» (Muslumovo, Khudayberdinsk, Argayash) were investigated. In Irkutsk oblast more than 64 samples were studied including the settlements located within the area of the underground nuclear explosion «Rift-3». The calculation of average concentrations in the regions has shown that Chelyabinsk and Irkutsk oblasts are distinguished by higher concentrations of U and Br in comparison with Tomsk. Besides, the elevated concentrations of rare-earth elements in comparison with other studied oblasts are to be referred to the geochemical peculiarities of drinking water scale composition in Chelyabinsk oblast. In Tomsk oblast the elevated concentrations of iron and cobalt were observed, which account for general geochemical feature of the region conditioned by elevated concentrations of the given elements in water due to occurrence of ores of Western-Siberian iron-ore basin [5].

As it was shown by our research, element composition of scale clearly accounts for technogeneous constituent of the impact. To present this fact strictly the average element composition was calculated for selected settlements located under the constant influence of Tomsk-Seversk industrial complex: Georgievka, Naumovka, Chernaya Rechka (Yuksa), Samus, Orlovka, Kizhirovo, Moryakovka, Kozyulino. The results have shown that in these settlements the concentrations of such elements as Br, Cs, La, Ce, Sm, Eu, Tb, Yb, Lu, Hf are higher as compared to the values of Tomsk oblast in general. With the same purpose the settlements located in the zone of nuclear explosion in Irkutsk oblast were studied separately: Khandagay, Obusa, Borokhol. Calculation of average value has shown that the concentrations of Sc, Cr, Fe, Co, Zn, Br, Rb, Sb, Ba, Ce, Sm, Yb, Hf, Th in those settlements is higher than in Irkutsk oblast in general.

Thus, it is possible to state that the element composition of salt deposits can be applied not only as a quality index for drinking water, but also, for existing eco-geochemical environment of a territory, considering data of other natural environments.

References

1. Монголина Т.А. Содержание элементов в накипи питьевых вод разных водоносных горизонтов Томской области // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академии М.А. Усова, посвященного 110-летию со дня рождения профессора, Лауреата государственной премии СССР К.В. Радугина – Томск, ТПУ, 6-11 апреля. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 730 – 732.
2. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия / С.Л. Шварцев, Е.В. Пиннекер, А.И. Перельман и др. – Новосибирск: Наука, 1982.
3. Патент на изобретение № 2298212 «Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды». Заявка № 2005120840 от 04.07.2005. Зарегистрирован в Госрегистре изобретений РФ 27.04.2007. Авторы: Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Янкович Е.П.
4. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиоэкологии. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 1997. – 384 с.
5. Рудные месторождения СССР: в 3-х т. /Под ред. В.И. Смирнова. – М.: Недра, 1978. – Т.1. – 87 с.
6. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: ОАО «Издательство «НЕДРА», 1998. – 366 с.
7. Язиков Е.Г., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Индикаторная роль солевых образований в воде при геохимическом мониторинге // Известия высших учебных заведений. - 2004. - № 1. - С. 67 - 69.
8. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Томск: Б.и., 2006. – 423 с.

COLLAPSIBLE PIPELINE SYSTEMS

K.S. Svekla, D.A. Chernobay

Scientific advisors associate professor V.G. Krets, associate professor N.S. Kovalenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Crude oil transportation from the remote oil fields, i.e. Siberia, the Extreme North and the Far East, has recently become a very topical problem. Year by year the territory of oil extraction moves away northward from the regions with a well-developed infrastructure and transportation system. At the same time a considerable capital investment is necessary for the construction and maintenance support of transportation facilities in the new places of oil recovery. In most cases it is difficult to estimate the amount of oil reserves in the new discovered oil deposits exactly and to provide a commercial development of the deposits in the hard-to-reach areas because oil transportation is not available. Due to this situation nowadays almost about 30% of all oil wells hold in inventory is not exploited.

Thus, oil transportation by motor transport under such conditions is not effective. Oil production becomes unprofitable as the cost price of oil substantially grows. As a rule, the construction of stationary pipelines on the experimental stage of field development is connected with the economic risk and considerable capital investments that is not always functional and economically sound. Taking everything into account, the best way of oil transportation is to use collapsible pipeline systems [6].

Main collapsible pipelines MCP-150, characterized by 150 mm nominal diameter and 6 MPa operating pressure, are manufactured according to the technical specifications №4193-001-48522239-04 and are used for transportation of oil and oil products, industrial and drinking water, as well as other liquids from the area of their production, processing and storage to the places of their consumption and distribution.

Main collapsible pipelines MCP-150 can be applied at temperatures from 60°C below zero to 80°C above zero. That is why this type of pipelines may be used in any climate and natural conditions. The use of pipe joint known as «bell»-type joint allows cutting down the pipeline construction expenses as no welding is required. The use of a «bell»-type joint also gives the opportunity to pipeline through such obstacles as water bodies, ravines and rocks, as well as to dismount the pipeline and move it to another place at any time [5].



Fig. «Bell»-type joint

Silicon manganese steel (16% carbon, 1% manganese, 1% silicon), having inner and outer zinc coatings, can be used in a wide range of the operating media and has a much longer service life period. Main collapsible pipelines with a nominal diameter of 150 mm and operating pressure of 6,3 MPa allow transporting up to 1 million tons of oil and oil products per year. Moreover, the cost of such kind of pipes is considerably lower in comparison with the modern analogous pipes which, in their turn do not meet specification requirements.

Collapsible pipeline systems were designed for the military to supply the army and navy with fuel during the military operations. After a long period of development and improvement collapsible pipeline systems have become the most perfect ones not only in Russia but abroad as well. Collapsible pipelines are the combination of advanced scientific ideas and highly developed technologies. As for their specification Russian collapsible pipeline systems with a «bell»-type joint are unique especially in terms of the availability of machine-operated mounting and great amounts of oil transported. The operating pressure of the «bell»-type joint is up to 6 MPa. Assembling and disassembling of the «bell»-type joint requires some special tools.

Being highly effective for the small and medium size oil fields development, the following characteristics of the metallic collapsible pipelines should be paid attention to:

- high-speed construction of line pipe section combined with the relatively little man-hours;
- possibility of constructing and using in any climate and natural conditions, following any natural ground contours, with minimal environmental survey and engineering reducing a damage effect of a pipeline construction on the surrounding environment to minimum;
- highly developed and low cost technologies of pipeline construction combined with an easy maintenance personnel training;
- pipeline operating regardless of any external power supply;
- high reliability and environmental safety;
- stringing construction providing the opportunity to run a pipeline or pipeline system of any length or geometry;
- low cost price of transportation, etc.

The total length of collapsible pipelines on the territory of the Russian Federation is more than 1000 km. Collapsible pipeline systems prove themselves to be a safe and cost-effective solution in such companies as TNK-BP, Irkutsk Oil Company, Dulisma Oil Company, Lenaneftegaz Company, Mezhrregiontruboprovodstroj Company, «Northern Lights» Oil Company, and others. Many of these companies prefer main collapsible pipelines with high flow capacity. They also export this type of pipelines.

Collapsible pipelines were first used for oil pumping in the Republic of Sakha (Yakutia) in 1996. Owing a number of major oil fields and having no possibilities to transport oil from hard-to-reach regions, the Republic of Sakha had to import up to 160 000 tons of diesel fuel for energy and heat supply every year. At the same time local resources were minimally exploited. Thus, oil produced at the Talakanskoye gas-and-oil field situated in the taiga could be transported by a truck tank only using the winter road during a particular period from November till March. Throughout this season not more than 9000 tons of oil was transported by motor transport from the Talakanskoye field.

In order to improve the situation the government of Yakutia decided to buy a collapsible pipeline system MCP-150 for oil transportation from the Talakanskoye field to the settlement Vitim on the left bank of the Lena River from the RF Ministry of Defense. During the whole period of operating this oil pipeline there were no accidents or fails of the pipeline equipment or machinery. Gained in the harshest environments in the Siberian Taiga, the experience of operating collapsible pipeline systems for oil transportation was highly demanded. Constructed afterwards oil pipelines are meant for a year-round operation. At present the collapsible pipeline engineering and construction for oil transportation is carried out by the Federal State Unitary Enterprise «25th State Research and Development Institute of the Ministry of Defence of the Russian Federation» together with the LLC «NEFTEGAZ ENGINEERING» [5].

A conventional main field pipeline is constructed from metal pipes and has a number of essential drawbacks. Having small pipe length and a lot of coupling joints, relocation, mounting and dismounting of the pipeline takes a lot of time and efforts. In addition, oil transportation is characterized by high friction pressure losses and risk of oil leaking. A main pipeline construction requires a specially developed route. All above mentioned drawbacks have a negative effect on efficiency and safety of the metallic main pipeline.

To avoid all these problems it is better to apply flexible pipelines of new generation based on layflat hose technology. Flexible pipelines with a layflat hose technology offer greater pipeline capacity and essential performance advantages over conventional rigid pipelines:

- low operating costs, easier to store and transport, short time for reeling and unreeling of a flexible pipeline, elimination of pipeline route development, low friction pressure losses;
- fast deployment and retrieval saves labour costs. Flexible layflat hose used instead of a rigid pipe is deployed by a motor reel. 200 m long hose allows a 30 times cutting of the number of joints and couplings;
- lighter and more compact for economical storage, easy to use and transport (e.g. 1 km of a layflat hose on a compact 2x2 m reel is equal to 160 conventional rigid steel pipes);
- safe and environmentally friendly, flexible, tough and durable with exceptional resistance to damage and outflow, with a hose retrieval cleaning system.

Wide application of the main collapsible pipelines and their significant role in water, oil and oil product transportation set up special requirements to their reliability, efficiency and other operational properties. A long-term experience of collapsible pipelines application combined with the use of composite materials for pipelines manufacturing allows significant improving of these characteristics and properties.

References

1. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: Транснефть, 2004. – № 9.
2. eCraft Industry portal 09/02/2011 Application of collapsible pipeline systems. Retrieved from <http://www.ecraft.ru/articles/169/> viewed 10/02/2011.
3. MILROY company official site 05/02/2011 Collapsible pipelines from composite material. Retrieved from <http://www.milroy.biz/> viewed 10/02/2011.
4. LLC «NEFTEGAZ ENGINEERING» official site 04/02/2011 Collapsible pipelines. Retrieved from <http://www.ngiproject.com/> viewed 10/02/2011.
5. Collapsible pipelines 02/01/2011 Pipelines «ПМТП». Retrieved from <http://www.pmtp150.ru/> viewed 10/02/2011.
6. RPI 10/02/2011 Collapsible pipelines. Retrieved from <http://www.rpi-inc.com/> viewed 10/02/2011.

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF COAL INDUSTRY IN RUSSIA AS A PART OF ENERGY STRATEGY

S.V. Syrodoy

Scientific advisor associate professor N.Y. Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In Russia, since 2006 there is a shortage of energy consumption and capacity of its production, the illustration of this situation is given in Figure 1, where 1 is the required power, 2 — serving power, 3 — power with an expired service life [1].

The necessary adjustments are being made to prevent the entire time growing energy deficit in the federal program "Energy Strategy of Russia until 2020". One of the main consequences of these adjustments is that the Russian energy sector is necessary to switch to coal. One of the main reasons for the predominance of "polluting" coal over a

"clean" gas is the optimum ratio of fuel prices. Gas is significantly more expensive than coal. Today, in the world's electricity production the main contribution is made by means of coal (40%), significantly less gas (19%), in Russia, the situation is diametrically opposed to it [1].

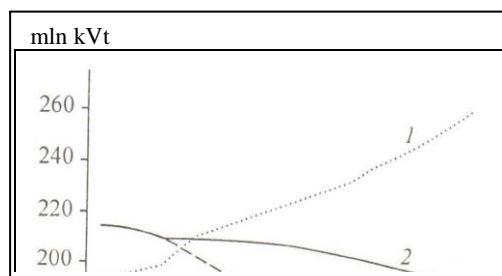


Fig. 1. Shortage of energy consumption and production capacity

Traditionally, the Russian domestic gas prices are below the price of coal, which deprives the incentives for coal and energy. Because of this, in Russia, by contrast, the largest contribution to energy production makes in gas (52%) and only (16%) — in coal. However, in the Russian Federation, the situation is changing in the direction of the general world trends. Changing patterns of consumption of primary energy resources (PER) in the Russian Federation for the period up to 2030 according to the latest documents is illustrated in Figure 2.

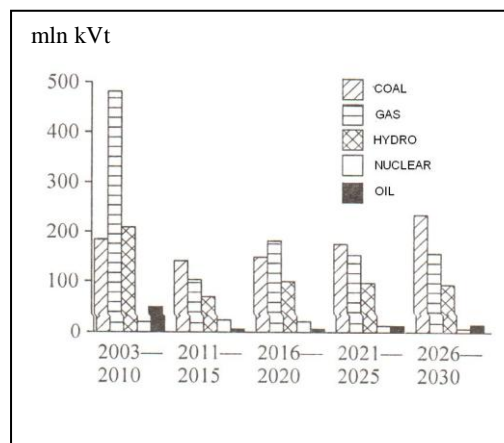


Fig. 2. Patterns of primary energy resources consumption in Russia

Outpacing growth in energy consumption requires rapid and large-scale entry of new generating capacity, the structure which meets the requirements of economic efficiency and ensuring energy security. Estimates of the cost of fuel are the main criterion in selecting the type of generation. In the result of the "target vision ..." a new understanding of the Russian coal industry has been developed. Resulting in a reduction in consumption of gas and fuel oil due to the accelerated development of coal power (something called the second wave of coal) and then by priority — nuclear power and hydropower. Traditionally, because of the large component of the gas in the energy and chemical industry in Russia, its role will remain high. It is expected that by 2030 the share of gas will drop to 44%, while the share of coal will rise to 19%. This process should be accompanied by price controls on fuel.

Most of the Russian coal-fired plants are physically and morally obsolete equipment that is not relevant to modern technological standards. Their efficiency is about 34-36%, plus they have a high percentage of harmful emissions. Need to improve the efficiency of the station and the tightening of environmental regulations requires the development of new coal generation based on advanced coal combustion, and improved technologies for extracting and transporting coal. Without the introduction of these technologies to build a new coal-fired generation makes no sense [1].

It should be emphasized that for a number of new technologies lag in the Russian Federation has become critical. For example, at the expense of low-temperature combustion technology of energy production provides an additional reduction of harmful emissions and does not require expensive and cumbersome purification systems. In Russia, a similar development due to chronic underfunding in the best case is at the stage of prototypes. Therefore, at present in the Russian Federation we went on the road (not the most optimal) purchase of overseas production technology of such equipment. Analysis of technical and economic performance leads to the conclusion that the modernization of existing thermal power plants and other facilities of the coal industry is preferable to new construction on the capital costs and construction period. Depending on the type of fuel costs for modernization may be an amount less than 1,5-2 times. Traditionally,

the reputation of coal power is suffering because of problems with the environment. There are significant environmental constraints. The first ash, but it can be recycled in road construction and building materials, and it is done in such a way in developed countries. The second is nitric oxide, which emits more than burning gas. There is the multi-billion dollar program to clean coal technology in the U.S. that is in the final stage [2].

Russia also has works that should be implemented. It is important to create an interdisciplinary technical system - energoagropromkompleks, which includes advanced technologies of production, coal combustion and flue gas cleaning, waste management and closure of the effluent, and more.

It is virtually non-waste integrated system with the highest environmental and economic indicators. Clean coal technology [2] can solve also the problem of greenhouse gases, primarily carbon dioxide. The development of these technologies in this aspect is conducted on three fronts. The first track — supercritical combustion of coal. They have already been well known. Second, developing in the west, the direction of technology is an integrated cycle integrated gasification of coal. The third direction — study the possibility of carbon capture and underground storage of carbon dioxide in geological cavities. Today, there is only one project in America "futuregen", but the technology is still far to its logical conclusion [3]. In summary, we can come to conclusion that the development and application of technologies for production, transportation and burning of coal is the most economically viable and promising. It is expected that soon the government energy policy will be aimed at the development of the coal industry.

References

1. Solamatov. V. Status and prospects for coal and nuclear power in Russia // Thermophysics and Aeromechanics. – Novosibirsk, 2009. – Т.16. – № 4.
2. Clean Coal. Technology Demonstration Program. US Department of Energy. Update, 1994. – 169 p.
3. Hanjalic K., Lekic A., Krol R. Sustainable Energy Technologies: Options and Prospects. Springer, 2008. – 336 p.

PURIFICATION METHODS AT RADIOACTIVE CONTAMINATION

I.O. Timina

Scientific advisors associate professor M.P.Chubik, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the context of intensive development of nuclear engineering, the study of methods for the sorption of radioactive elements is a very hot topic. Operation of nuclear power station is inevitably connected with the formation of significant quantities of radioactive waste. Radioactive wastes are the product of electricity production at nuclear power plants. The main problem now is the question of their processing and storage. One of these problems is recycling of liquid radioactive waste. Now there are a lot of liquid radioactive waste recycling methods, but the question of their implementation and application of new sorbate materials remains an open question.

Nowadays we know a lot of mineral, synthetic and organic sorbates, each group has both positive and negative qualities. A big advantage of organic sorbates, mainly of biological origin, is a broad spectrum of activity and low ash content. A special place among the sorbates of biological origin is occupied by chitin. This is the only polysaccharide in a molecule which has nitrogen from the acetyl amide group. Because of this, chitin and some of its derivatives have strong sorption ability. The main sorption mechanism of chitin is chelating, so it absorbs almost all heavy metals, including actinides, and almost indifferent to light metals, for example, biogenic elements such as potassium, sodium, calcium and others that provide them with a broad scope application. Chitin is found in the outer walls of fungi, the outer cover of insects and crustaceans. It is not dissolved in the gastrointestinal tract, absorbs radioactive elements and removes them from the body.

Now nanomaterials and nanotechnology are used for sorption. The study of nanomaterials and nanotechnology in the nuclear industry began in the middle of last century, almost simultaneously with the first nuclear weapons test in 1949. In 1965, the USSR team of staff "Sredmash" members (present "Rosatom") was awarded with the Lenin Prize for the execution of work, during which the ultra-fine powders were obtained, that could be used in industrial technologies of uranium isotope separation (work was begun in 1948). In the 70 – 80's the employees of organizations "Sredmash" were awarded with the state prizes and got honorary titles for the development of superconductor technologies (the work was started by academician AA Bochvar in 1962). The scientists at that time did not use the prefix "nano", although the developed materials were based on a qualitative change in the properties of the transition to the nanometer size.

The problem of processing, decontamination and disposal of liquid radioactive waste is of extreme importance. Searching for new, more effective sorbates, whose production would not be limited to raw materials (quantity and seasonality) and which would not have disadvantages of inorganic sorbates, is an urgent task for all the nuclear powers. It was the aim of synthesizing some new bio- and fitosorbates, which are much better than other biological and fitosorbates and most inorganic sorbates.

Sewage treatment of the radioactive elements and heavy metals is now also relevant. For example, activated charcoal is used. Filtering water through a layer of granulated charcoal or introduction into water of powdered activated carbon are the most versatile methods of removing water from the dissolved organic substances of natural and man-made origin. For a constant sorption of water treatment granular activated carbons are used, which can be regenerated and this reduces the cost of water purification, despite their large capital expenditures. Filtration through granular activated carbons gives water a better and more consistent quality.

Besides, non-carbon sorbates of natural and artificial origin (clay rocks, zeolites and other materials) have found wider application in water purification. These sorbates can be used due to high capacity, selective cation-exchange properties of some of them, a relatively low cost and availability (sometimes as a local material). Argillaceous rocks are the most common inorganic sorbates for sewage treatment. They have a developed structure with micropores of different sizes depending on the type of mineral. Most of them have a layered structure of rigid or expanding character. The mechanism of contaminant sorption on clayey materials is quite complicated and includes Van-der-Waals interaction between hydrocarbon chains and developed surface of silicate microcrystals and the Coulomb interaction of charged and polarized molecules of the sorbate with positively charged parts containing H^+ ions and Al^{3+} .

These circumstances in high degree have contributed to the rapid development of synthesis of organic cation and anion exchangers based on synthetic organic compounds, widely used in water desalination technology in the hydrometallurgy of precious and base metals in wastewater treatment technology and other industries.

QUANTITATIVE MODELING AND MATHEMATICAL METHODS IN RESERVOIR SIMULATION

Vijai Kumar B, Anurag Sundriyal, Kamal Chandra Dani

Scientific advisor professor. D.K Gupta

University of Petroleum & Energy Studies, Dehradun, India

Our mother earth has received and stored a large part of the energy during the last several hundred million years in the form of fossil fuels including oil and gas. These days, oil and gas account for around 64 % of the total world energy consumption. Despite the efforts in developing new renewable energy sources, oil and gas will continue to play a major role in meeting the world's ever increasing energy demand for the next few decades. Moreover, oil and gas are expected to remain the most cost effective and the most convenient sources of energy that we have at our disposal. About 70 % of today's oil and gas production rate comes from hydrocarbon fields that are more than 30 years old. But several of these fields are exhibiting a significant production decline. In order to meet the world's future demand for oil and gas, further technological advances are essentially needed, where new developments should aim at efficiency and accuracy in sub-surface mapping, monitoring of reservoir depletion, and numerical simulation of reservoir production scenarios. This requires research across multiple disciplines, including mathematics, geology, petroleum engineering, and computer science, which in all are used in reservoir simulation processes.

Hydrocarbons are found in rocks at depths of up to five or more kilometres below the surface of the earth. Temperatures can be higher than $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ and pressures can reach the order of 1000 atmospheres. The rocks may be more than 100 million years old. Finding and recovering hydrocarbons uses knowledge from most of geosciences, physics and engineering. The focus of this paper is upon the contribution of mathematics and other quantitative techniques in building, analysing and applying models of fluid flow in the subsurface

Most reservoir flow analysis introduce the basic equations, such as Darcy's law, single-phase radial flow solutions, simple well test models, and the usual descriptions of relative permeability and capillary pressure and explain elementary concepts in finite difference methods and modelling before referring to commercial simulators and industry case studies. However, this paper would explain the physical and mathematical insight needed to create the next generation of models or to evaluate the limitations behind existing simulation tools. Many analysis techniques and computational approaches employed, in fact, are incorrect, despite their common use in reservoir evaluation. This work explains new developments and recent advances in the relevant research areas, where special emphasis is placed on quantitative and mathematical methods in reservoir modeling (Fig. 1).

Quantitative modelling and mathematical methods enables efficient representation of models throughout the lifecycle of a petroleum system. The geological understandings are mathematically modelled that enables the interpreter to work with the geological objects, rather than spending time creating them in the first place. Furthermore, this framework enables the use of fully automatic schemes and provides real-time user interaction with large volumes.

Problem statement. In petroleum reservoirs, oil, water, and gas may coexist and flow simultaneously. In multiphase reservoirs, the phase saturations add up to one, capillary pressures between phases exist, and phase relative permeability and phase potential gradient among other things affect flow properties. Although volumetric and viscosity properties of water and gas phases are not different from those in single-phase flow, oil phase properties are affected by both solution GOR(gas oil ratio) and whether the pressure is below or above the oil bubble-point pressure. The simulation of multiphase flow involves writing the flow equation for each component in the system and solving all equations for the unknowns in the system. In black-oil simulation, the components are the oil, water, and gas all at standard conditions and the flow model consists of one equation for each of the three components, the saturation constraint, and the oil/water and gas/oil capillary pressures (Fig. 2).

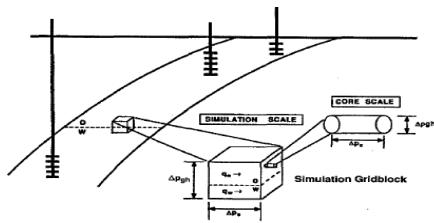


Fig. 1. Quantitative Modelling

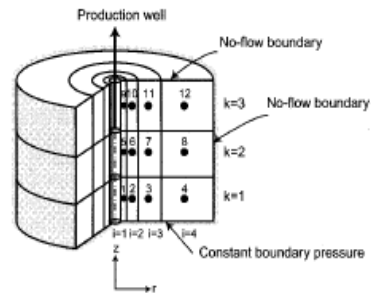


Fig. 2. 2 D Radial flow reservoir

Scope of study and methods. Multiphase flows pertain to the simultaneous flow of oil, water, and gas. These phases coexist and fill the pore volume of the reservoir; i.e.

$$S_o + S_w + S_g = 1, \quad (1)$$

The survey is intended to explain modeling of a multiphase flow petroleum reservoir with interests in PVT and transport properties of oil phase, water phase, and gas phase; the relative permeabilities to oil phase, water phase, and gas phase; and oil/water capillary pressure and gas/oil capillary pressure.

In a black-oil system, the oil, water, and gas phases coexist in equilibrium under isothermal conditions ($c = o, w, g$). To describe this behaviour in a practical sense at reservoir temperature and any reservoir pressure, the oil and water phases can be assumed immiscible, neither the oil component nor the water component dissolves in the gas phase, the gas-component miscibility may be large in the oil phase but negligible in the water phase. In this case (multiphase flow) oil-phase properties are affected by pressure and solution gas/oil ratio only.

For these reservoirs, the properties are estimated from the values at the bubble-point pressure using

$$\text{—————} = B_0, \quad (2)$$

$$\text{—————} = \mu_o, \quad (3)$$

Nomenclature

- B_0 = oil formation volume factor, RB/STB [$\text{m}^3/\text{std m}^3$]
- B_{ob} = oil formation volume factor at bubble-point pressure, RB/STB [$\text{m}^3/\text{std m}^3$]
- C_0 = oil phase compressibility, psi^{-1}
- C_μ = rate of fractional viscosity change with pressure change, psi^{-1}
- p = pressure, psia
- p_b = oil bubble-point pressure, psia
- S = fluid saturation fraction
- μ_o = oil-phase viscosity, cp
- μ_{ob} = oil-phase viscosity at bubble-point pressure, cp
- *where c_0 and c_μ are treated as constants, in general, depend on the solution gas/oil ratio at the bubble-point pressure.

In multiphase flow, oil, water, and gas may coexist in any reservoir block at any time. The capacity of the rock to transmit any phase through its pores is described by the relative permeability to that phase. The flow rate of the same phase is described by the Darcy's Law in multiphase flow.

Conclusions. The accomplished research would formulate how the model equations are combined to produce a reduced set of equations for a multiphase flow reservoir (heterogeneity). It would also imply the choice of primary unknowns and secondary unknowns for the reservoir and would discuss the $p_0 - S_w - S_g$ formulation, i.e., the formulation that uses p_0 , S_w and S_g as the primary unknowns for the reservoir and p_w , p_g and S_o as the secondary unknowns. To solve these model equations, the accumulation terms have to be expanded in a conservative way and expressed in terms of the changes of the primary unknowns over the same time step, the well production rate terms for each phase defined, and the fictitious well rate terms reflecting the boundary conditions need to be defined (Fig.3).

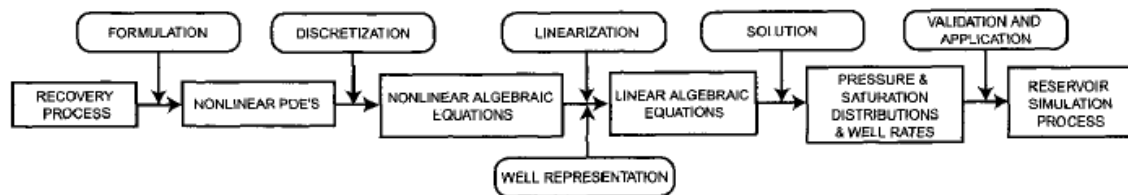


Fig. 3. Formulation of equations for a multiphase flow reservoir

In addition, all nonlinear terms have to be linearized. This would produce linearized flow equations. The resulting set of linearized equations for all blocks can be then solved to obtain the solution for one time step.

References

1. Tarek Ahmed. Reservoir Engineering Handbook. Third edition. 2006.
2. Armin Iske, Trygve Randen. Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production. 2005.
3. Turgay Ertekin, Jamal H. Abou-Kaseem, Gregory R. King. Basic applied Reservoir Simulation. 2001.

NEW DATA ON THE PRESENT-DAY ACTIVE FLUID REGIME OF FRACTURED ZONES OF CRYSTALLINE BASEMENT AND SEDIMENTARY COVER IN THE EASTERN PART OF VOLGA-URAL REGION

L.R. Yagudina

Scientific advisor professor I.N. Plotnikova
Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia

The study area is the South Tatarstan Arch located in the central part of Volga-Ural Anticline (VUA). VUA is a typical structure occurring on the margins of continental platforms affected by pericratonic downwarping. It is characterised by the stepwise, monoclinical plunging of the basement surface toward the folded Ural [2].

VUA is distinctly bounded by deep faults of the Russian Plate, which is a heterogeneous monoclinical block. However, different faults, in the Riphean/Devonian magmatic sequences divide this block into smaller structures. VUA includes eight arches and three troughs, as well as some systems of disjunctive and inversive swells.

The South Tatarstan Arch is characterized by uplifted crystalline basement and is linked to the North Tatarstan Arch through the Saraily Upfold. The Arch is a large, southeast-northwest tilted block completely surrounded by faults. Furthermore, at the eastern and southern sides, it is bounded by more than 5-km deep, buried Riphean troughs. Within the Arch, the basement topography varies between 180 and 380 m. The South Tatarstan Arch and the adjacent areas consist of Archaean, Proterozoic, Palaeozoic, Mesozoic, and Cenozoic formations.

The major part of the study area is characterized by Archaean/Proterozoic crystalline basement, which is covered by the Phanerozoic sedimentary sequences with a total thickness ranging from 1,500 to 2,000 m.

The structure of the crystalline basement in the Volga-Ural Region is composed of 16 Archaean and 9 Early Proterozoic complexes [3].

Each of the subsequent stages of metamorphism through Early Proterozoic times was defined by fluid dynamic activities in the most permeable part of the Earth's crust. The eastern part of Tatarstan has been repeatedly and heavily affected by metamorphic processes.

It is this region that was a stage for the formation of the Bolshecheremshanskaya series, the subsequent active potassium granitisation and superimposed hydrothermal processes that accompanied the development of the earlier formed systems of tectonic faults. And it is this part of Tatarstan that is characterised by the high compositional heterogeneity of the crystalline basement that is much less distinct in adjacent areas.

During the formation of the sedimentary cover of the Russian Plate from Riphean to late Palaeozoic times, a number of restructurings of various magnitudes took place. A cardinal change of structural geometries occurred in between Early Riphean and Late Vendian times. During this period, rifts (platform troughs) with contrastingly different downwarping amplitudes were replaced by more gently sloping platform structures. Consequently, in Riphean times the Platform was extended but these conditions turned into the platform epeirogenesis in a later period.

Differentiated movements of the basement governed the platform sedimentation. Cycles begin with a marine transgression that peaks in the middle of the cycle, the terrain flattens out, and carbonate sequences are accumulated. Then the platform floats up, and before the cycle recurs.

The magmatic development of the East European Platform was driven by variations in thermal conditions of the upper mantle.

The analysis of the integrated data shows that most of the above described processes took place within the South Tatarstan Arch, including its slopes, which is most likely to have been related to the high permeability of the lithosphere in this zone during its formation. It is in this zone that the crystalline basement is characterised by the maximum compositional heterogeneity, which is not so expressed in the adjacent areas. According Kuznetsov [1], the consolidated crust is 40.0-43.5 km thick in the South Tatarstan Arch, i.e. thicker than in the North Tatarstan Arch, the Melekes Trough, and the Kazan- Kirov Depression (35.0-38.0 km). The inversion layer in this zone is as thick as 16 km. CDP data acquired on the profiles that crosscut the region in various directions have shown significant differences between the structures of the Earth's crust in the area under study.

The study of the distribution of reservoir zones in the crystalline basement has shown the following:

- As a whole, the rock sequence of well Novoyelkhovo-20009 is characterised by the complex, multiple alternation of virtually unaltered crystalline rocks with well preserved high-temperature parageneses and partially decomposed rocks that were repeatedly affected by deformation, diaphthoresis, mylonitisation, with a generally increasing degree of deformation with depth.
- The intervals of prospective reservoirs in the crystalline basement are mainly confined to
 1. zones of secondary, superimposed transformations,
 2. to those of changing petrographic compositions, and

3. to petrographic interfaces.

- There is no doubt that the well column contains numerous anomalous zones, which have a long history of geological development.
- The number of identified reservoir intervals increases with depth, and this indicates that the presence of reservoirs depends directly on the degree of secondary transformations and on tectonostructural processes.
- The Bolshecheremshanskaya series was highly affected by superimposed processes (mylonitisation, diaphoresis, migmatization, etc.) that resulted in the specific distribution of reservoir zones and temperature and gas anomalies throughout the well column. The presence of quartz in the Bolshecheremshanskaya series caused high fracturing and preserved the spatial structure of pores and caverns in the course of secondary, superimposed processes. For this reason, the Bolshecheremshanskaya series has higher storage potential than the Otradnenskaya series.

The formation of reservoirs in the basement is related to macro- or microcracks, which are spatially defined by the faults. Most basement rocks are characterised by a degree of tectonic fracturing higher than the sedimentary rocks as the latter are dominated by lithogenetic cracks. Core data from several thousand wells, which penetrated the basement in the Volga-Ural petroleum province, show that unfractured blocks with a size of more than 1 m are exceptionally rare [3].

The reinterpretation of 130-km-deep seismic data from the regional profile "Granite" crossing the South Tatarstan Arch and its margins and a deep CDP survey profile across the western slope of the South Tatarstan arch and its junction with the eastern part of the Melekes trough, conducted by the Geon Centre, has allowed the generation of dynamic seismic sections reflecting a complex and hierarchical structure of the Earth's crust and upper mantle below the Romashkino oil field and its flanks.

According to data acquired by OJSC TatNefteGeofizika, the depth sections below the South Tatarstan Arch and its margins have geophysical anomalies featuring the local zones of various dimensions. The high reflectivities and coefficients of seismic wave absorption of crustal formations permit their interpretation as fluid-filled and, therefore, thermodynamically unstable zones. The cascade of geophysical anomalies observed in the area under study reflects the heterogeneity of the geological medium produced by geodynamic and fluid-dynamic processes [4].

It should be noted that this region of Tatarstan is characterised by the maximum density of the seismically active faults (and of earthquake foci) [5].

Analysis of time variations in the amount of gases and hydrochemical components of underground waters of the crystalline basement has revealed their close relation to the seismic activity of the area. This relation is best indicated by total nitrogen, hydrogen, and methane, and to a smaller extent by carbon dioxide and helium. The gas contents of loosely aggregated zones of the crystalline basement, studied periodically over a long time in well Novo-Yelkhovo, show that the total gas saturation and the fractional composition of hydrocarbon gases from some depths and intervals change in time.

Since the tectonics and the block structure of the crystalline basement generate the block structure of the sedimentary cover, the basement tectonic dislocations extend into the sedimentary cover. Therefore, the geodynamic processes going on in the sedimentary cover are to a large extent governed by the geodynamics of the crystalline basement.

1. The monitoring of the present-day movement of fluid systems in the weak zones of the basement will permit the more detailed study of the present-day fluid regime in the upper part of the Earth's crust and the sedimentary cover.
2. The present-day outgassing of the Earth's interior is indirectly indicated not only by oil density variations or gas saturation dynamics of weak zones of the crystalline basement but also by repeated levelling data [1] and periodic seismicity of the interior.
3. The deep fluidisation and the present-day geodynamics are interrelated processes. The outgassing dynamics governs the periodicity of volcanic and seismic processes. Undoubtedly, the seismo-geodynamic processes observed in oil and gas-producing areas represent one of the types of the present-day outgassing. It is also clear that the present-day seismicity may be invoked technogenically, due to withdrawal and injection of the fluid from and into the reservoir. However, earthquakes with magnitudes of 4-5 were recorded in Tatarstan even prior to the development of such oil giants as Romashkino or Novoelkhovo. It has been found that earthquakes in Tatarstan's oilfield under development originate at great depth, and the technogenic factors add some strength to them and serve as a trigger.
4. Seismic activity is an indirect indication of recent periodic geodynamic processes caused by the deep fluidisation.

The geodynamic processes observed in the basement of the South Tatarstan Arch indicate that some portions of sedimentary basins of ancient platforms are still developing. Their development proceeds most actively on the margins of the ancient platforms transformed by the collision of lithosphere plates. Thus, the ancient platforms— although widely believed to be geodynamically stable—may contain local zones of fluid dynamic activity that is still taking place. One of such zones is expected to exist within the South Tatarstan Arch of the Volga-Ural Anticline located on the East European Platform [2].

References

1. Kuznetsov G.E. Structure and geodynamics of the Earth's interior in the Republic of Tatarstan (in Russian) // Monitoring of the Geological Environment: Endogenous and Exogenous Processes. – Kazan, -2000. – pp. 35 – 50.
2. Plotnikova I.N. New data on the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region // Int J Earth Sciences (Geol Rundsh). – 2008. – № 97. – pp. 1131 – 1142.
- 3.

4. Postnikov A.V. Crystalline basement of the Eastern Portion of the East European Platform and its influence on the structure and oil fields location of the sedimentary cover (in Russian) / PhD thesis, Russian Academy of Oil and Gas. – Moscow, 2002. – pp. 1 – 54.
5. Sharov V.I., Grechishnikov G.A., Ryzhkova I.A. Seismic research geodynamic system and fluid regime of the earth crust of South-Tatar dome in connection with its unique oil bearing. In: Hydrocarbon Potential of the Basement of Young and Ancient Platforms and Replenishment of Oil and Gas Fields (in Russian). – Kazan University Press, 2006. – pp. 312 – 315.
6. Stepanov V.P. Fracturing Tectonic of the crystalline basement of the Eastern Portion of the Volga-Kama antecline and its influence on the structure of the sedimentary cover (by geological and geophysical data) (in Russian) / PhD thesis. – Kazan.: Kazan State University, 2002. – pp. 1 – 53.

REVIEW OF HISTORY AND DEVELOPMENT OF EXPLOSIVE BUSINESS

V.S. Zabuga

Scientific advisors professor V.G. Lukyanov, associate professor A.N. Oleynik
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Modern blasting mechanisms as well as technics in general, absorbed experience of several centuries, creative researches, results of hard work and talent of craftsmen, inventors, technicians, engineers, scientists whose efforts are constantly synthesized, refined and enriched the heritage succession of industrial, technical and scientific expertise many millions of people.

1.1. The history of the development and use of high explosives

The first high explosive (HE) invented by man was black powder. The time of its discovery and the names of inventors have remained unknown. In ancient times, powder was known in China and India, where it was borrowed by Arabians. According to Berthelot, in Europe the black powder has started to be used in the tenth century during the holidays so-called "evening fire". The powder has been known as propellants since the XIII century.

In XV century gunpowder began to be used in mine-explosive craft for the destruction of an enemy fortifications: the Standoff of Budapest (Hungary) in 1489 and Kazan (Russia) in 1552. Firstly, in the world for economic purposes gunpowder was used in 1548 when clearing the Neman River channel.

The history of HE in mining began in Slovakia in Banská Štiavnica mine at penetration galleries in 1627, and by the end of the XVII century blasting work in the mining industry was used in almost all European countries. But since the efficiency of blasting work was low, people worked on the development of more powerful explosives. In the years of rapid development of chemistry in the end of XVIII and early XIX centuries it was obtained the first new, more effective HE: nitrobenzene in 1834, nitronaftalin in 1836, gun-cotton in 1846.

The History of HE discovery is the heroic pages in the annals of chemistry. Often when a chemist got a new chemical he didn't suspect that it is able to explode, and costly (loss of fingers, eyes, and sometimes lives) paid for his discovery.

The big event in the development of HE was getting the nitroglycerine by Prof. A. Sobrero (Turin, Italy) by treating glycerin with nitric acid in the presence of sulfuric acid in 1846. It was, essentially, the end of the gunpowder's era and the beginning of an era of powerful explosives. Pure nitroglycerin is a colorless oily liquid, poisonous, highly sensitive to mechanical forces (impact, friction) and to the fire. Flash point is 180 ° C, burning it quickly moves into an explosion, the sensitivity to the impact is 4 cm.

At that time nitroglycerin could make small batches. Attempts to produce it in large quantities ended in explosions. Due to high sensitivity to shock and friction and due to the inconvenience of working with liquid explosives pure nitroglycerine had limited application and after a short time it stopped using.

In 1853, the Russian academician Zinin and colonel of artillery Petrushevsky developed a technology for manufacturing nitroglycerin in large quantities. They conducted experiments on the impregnation of various non-explosive substances and nitroglycerin for easy application. In the same year they suggested several new types of HE, which were similar to the composition of the future dynamite (during 1860-1863 years, researchers have produced 160 pounds of such HE).

In 1863 Alfred Bernhard Nobel (Sweden) has received, and in 1866 established the production of plastic HE on the basis of nitroglycerin with the addition of 25% of the mineral - diatomaceous earth (kieselguhr) and called it dynamite, which translated from Swedish means "strong." It was a coup in the blasting work.

In 1867 the Swedish chemist I. Olsen, and I. Norbitom obtained and patented HE based on ammonium nitrate, subsequently called ammonites. However, A. Nobel bought the patent and more than 20 years delayed their introduction into the industry.

In 1886, professor of St. Petersburg Mining Institute, N.N. Cheltsov invented the niter-ammonia HE "Stormbreaker."

In 1885 began using picric acid was used as HE, since 1887 - tetryl, since 1891 - TNT (developed by Professor Vilbrandtom in 1863). RDX and PETN were synthesized in the end of XIX century.

In 1892 Mendeleev has developed smokeless powder and a secure technology for its manufacture. This powder was received by Admiral Makarov on arms navy.

In the mid-50s of XX century the group of ammonium nitrate explosives was developed: high-power rock ammonite with the addition of RDX, granulites and grammonite based on ammonium nitrate, roughly dispersed slurry HE. Work was conducted on the basis of academic studies of N.V. Melnikova and prof. G.P. Demidyuk etc.

By the second half of the twentieth century most countries had moved from the use of dynamite, which composition contains very sensitive and dangerous in the production nitroesters, to the use of ammonites and ammonales, containing as fuel relatively safer TNT, RDX, aluminum, and such explosive, which components to their mix do not explode

In the second half of the twentieth century high-protective HE started developing.

1.2. The history of explosives development technics and primer HE

Initially powder tracks were applied for demolition of powder charges. First in the world explosions of gunpowder electrically in laboratory was complete by outstanding Russian physicist Vladimir Petrov in 1803.

In 1812 Professor P. Schilling (Russia) has developed and first used an electric igniter with coal detonator, which in 1839 replaced the igniter with an electrical glowing bridge. BS Jacobi (Russia) brought electric ignition of propellant charges way to practical use. He also in 1842 developed the first electric exploder.

In 1831 an engineer Bickford proposed fuze, initiating the so-called method of initiating the firing of explosive charges.

N.N. Zinin, and V.F. Petrushevsky (Russia) found that some varieties of dynamites do not explode from the flame. Therefore, to gain exposure to the explosives they first used a small charge of black gunpowder as the initiator, which exploded all sorts of dynamite. Charge-detonator was perfected by Captain D.M. Andrievsky (Russia). In 1865, for the completeness of detonation HE he used a special primer, which was a paper sleeve in the form of a truncated cone with an electric igniter fixed in it filled with gunpowder. At the butt an indentation filled with iron filings was made. It was not just the first in world practice an electric detonator, it was the first, albeit unconsciously, for practical use the effect of cumulation.

In 1868 A. Nobel (Sweden) designed a blasting cap in the form of a copper sleeve with a filling of mercury fulminate (instead of powder), discovered in 1799 by chemist E. Howard (in 1815 it was used in the weapon capsule). In the same year A. Nobel obtained a patent for "fuse Nobel." It was a revolution in mining.

In 1879 French scientist Massey suggested the explosive detonating cord as a means of primer HE.

Regarding the development of electric blasting it should be noted that in the second half of the twentieth century electric primer conventional and high initiating ability unsafety and safety, with an instantaneous response time, short-response and delayed-action with a relatively small time spread at operation and high reliability (KA Berlin, GI Pokrovskii, NL Rosinskiy, etc.) has been developed.

In the field of rock explosion along with expanding the range of HE and primers, their quality of research conducted in the direction of improving the production technology of blasting operations to ensure complete safety and high technical-economic indicators (N.V. Melnikov, M.A Lavrentiev, etc.) was improved. In developing model schemes of blasting work mechanization a significant contribution was made by member of Academy of Sciences of the USSR E.I. Efremov.

Destruction of rocks by blasting in open pit and underground mining is the main process. The effectiveness of rocks destruction during blasting determines considerably the performance of follow-up process - loading, transportation, etc. In connection with the expansion of production in the coal industry the technique and technology of drilling and blasting operations was improved. More sophisticated and efficient drilling rigs and machinery, means of mechanization of loading explosives, safe explosives, methods to control the explosion were introduced.

References

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.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. Под знаком Национального исследовательского университета! (К 115-летию основания Томского политехнического университета).....	17
Власов В.А. Научные и инновационные достижения томских политехников (к 115-летию основания Томского политехнического университета).....	21
Савичев О.Г. Институт природных ресурсов Томского политехнического университета - все для рационального использования и охраны природных ресурсов России.....	27
Иванова Г.М. Вклад Института природных ресурсов тпу в подготовку творческих высокопрофессиональных инженерных и научных кадров России.....	29
Секция 10. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Росляк А.Т. Особенности подготовки специалистов нефтегазового дела на современном этапе развития отрасли.....	43
Абдрашитова Д.Р. Опыт реализации технологии внутрислоевого горения в мире в качестве оценки перспектив ее применения на примере месторождений республики Татарстан.....	44
Александров А.А. Опыт применения метода увеличения нефтеотдачи закачкой CO ₂ на примере стран США и Канады.....	46
Аниканов А.С. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных гидродинамических исследований в системе «пласт-скважина».....	49
Антропов А.В., Голобородов М.С. Перспективы использования WEB-технологий в гидродинамическом моделировании.....	51
Байнак В.Ю. Опыт применения многозбойных горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири.....	53
Барышников А.А. Применение адаптивной сетки скважин в условиях геологической неоднородности коллекторов.....	54
Варушкин С.В. Целесообразность совместной разработки коллекторов различного литологического состава на примере Турнейско-Фаменско-Бобриковского эксплуатационного объекта на Логовском месторождении.....	58
Воробей И.И. Оценка геодинамической безопасности освоения Речицкого месторождения при существующем уровне разработки.....	60
Гао Вэнтай Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений.....	61
Главнов Н.Г. Оценка влияния пластового давления на давление смыкания трещины.....	62
Гладков П.Д. Особенности разработки низкопроницаемых глиносодержащих коллекторов Западной Сибири.....	64
Говоруха А.А. Измерение механического сопротивления в процессе застывания нефтяных дисперсных систем.....	66
Горшков А.М. Метод фотонной корреляционной спектроскопии в исследовании дисперсных систем.....	68
Гушинец А.С., Борусов А.Е. Анализ расчетных формул для определения дебита горизонтальных скважин.....	73
Дегтярев В.А. Методика разработки месторождений нефти и газа, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли.....	74
Еремян Г.А., Сулейманов И.С. Сравнительный анализ гранулометрического состава горных пород методами седиментации и микроскопии.....	76
Ерофеев А.А., Пономарева И.Н. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах.....	78
Жидких И.Э. Новые технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.....	80
Задворнов Д.А. Оценка эффективности разработки нефтяных залежей системами горизонтальных скважин на основе гидродинамического моделирования.....	82
Захарченко Е.И., Савчук Д.В. Применение Марковских процессов к анализу разработки нефтегазовых месторождений.....	84
Иванов Е.Н., Кононов Ю.М. О возможности применения газовых методов воздействия на нефтяные пласты.....	85
Кайгородов С.В. О новом способе разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов.....	87
Карнеев К.В. Влияние качества буровых работ на продуктивность нефтяных и газовых скважин.....	89
Карнеев К.В. Влияние вида буровых работ на продуктивность нефтяных и газовых скважин.....	91

Кемерова П.А. Метод идентификации и интерпретации гидродинамических исследований скважин по кривой восстановления уровня с учетом априорной информации.....	93
Кононов Ю.М., Иванов Е.Н., Степанов А.Н. Возможные причины неэффективной закачки воды на примере Игольского месторождения.....	95
Королев С.С. Комплексные показатели эффективности систем поддержания пластового давления.....	97
Краснова Е.И. Анализ влияния способов выработки запасов на коэффициент извлечения углеводородов.....	98
Кривошеев Ф.Ю. Интенсификация притока нефти на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении методом гидроразрыва.....	100
Кудашев С.В. Система сбора продукции высокообводненных скважин и утилизации пластовой воды.....	102
Мавлиев А.Р., Мардашов Д.В. Перспективы применения технологических жидкостей с комплексными свойствами при подземном ремонте добывающих и нагнетательных скважин.....	104
Макарин В.В., Плотников Д.И. Одновременно раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Удмурт-нефть».....	107
Марьянчик В.И. Обоснование применения гидродинамического воздействия на призабойную зону пласта.....	109
Мещерякова Е.Л., Иванов Е.Р. Обучение студентов основам компьютерного моделирования залежей нефти и газа.....	111
Мироненко К.В. Геологическое строение Борисовского нефтяного месторождения Припятского прогиба и рекомендации по совершенствованию его разработки.....	112
Наймушин Д.Г. Методика оценки «геологических» рисков при бурении горизонтальных скважин.....	115
Нафикова Л.А. Организация системы поддержания пластового давления на залежи $D_{3fm(zd)}$ в условиях пробной эксплуатации.....	119
Никонов М.В. Анализ технологической эффективности физико-химических методов повышения нефтеотдачи пласта на примере месторождений ТПП «Лангепаснефтегаз».....	121
Распопов Р.В. Технология контроля среднезонального давления по данным динамики состояния скважины.....	123
Сазонов П.А. Анализ эффективности способов борьбы с органическими отложениями в трубах при добыче нефти на Майском нефтяном месторождении Томской области.....	125
Синцов И.А., Гушинец А.С., Бурсов А.Е. Виды притока к горизонтальным скважинам с гидроразрывом пласта.....	127
Синцов И.А. Особенности идентификации режимов течения к многоствольным горизонтальным скважинам.....	129
Степанов А.Н., Кононов Ю.М. Анализ применимости технологий гидроразрыва пласта с ограничением притока воды в условиях Таловой площади Игольско-Талового месторождения.....	131
Хамитов О.Б., Родионов Е.И. Применение системного прохода в строительстве боковых стволов и горизонтальных скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз».....	134
Чернышев Д.В. К обработке кривых восстановления давления методом детерминированных моментов давления.....	136
Шостак Н.А., Пономарев Д.М. Анализ методов борьбы с асфальтосмолопарафинами на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз».....	138

СЕКЦИЯ 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПОДСЕКЦИЯ 1

Самборская М.А. Анализ устойчивости многокомпонентных и совмещенных процессов на основе математических моделей.....	141
Балясина Д.А. Анализ процессов промышленной подготовки нефти с применением моделирующей технологической системы.....	142
Белинская Н.С., Фетисова В.А. Идентификация кинетических параметров реакций, протекающих в процессе алкилирования бензола моноолефинами.....	144
Быкова Т.А., Кочнев А.И. Влияние хлорирующего агента на активность каталитической системы на основе неодима в процессе полимеризации изопрена.....	147
Галуза А.Е. Атмосферная перегонка нефти.....	148
Горда Е.О. Исследование влияния рециркуляции нормальных углеводородов на эффективность процесса изомеризации.....	149
Грибанова К.А. Математическое моделирование работы промышленной установки каталитического риформинга бензинов киниф Л-35/11-600.....	151
Грязнова И.А., Вольф А.В. Исследование моделей многокомпонентной ректификации.....	153
Гущина М.А., Романовский Р.В. Модернизация процесса гидрирования высших алкадиенов с использованием математической модели процесса.....	155
Дериглазов В.В. Повышение ресурсоэффективности процесса каталитического риформинга бензинов методом математического моделирования.....	157
Дёрина К.В. Исследование технологических режимов и оптимизация реакционно-ректификационного процесса синтеза метил-трет-бутилового эфира.....	159
Долганова И.О. Интеллектуальный подход к расчету нефтехимических производств на примере процесса алкилирования.....	161

Епифанова И.А. Восстановление загрязненного грунта с применением моющей композиции на основе поверхностно-активных веществ и биопрепарата.....	162
Зуева А.Н. Исследование процессов каплеобразования и отстаивания при разрушении водонефтяных эмульсий.....	164
Зыонг Чи Туен Разработка базы данных по октановым числам компонентов товарных бензинов.....	166
Иванов С.Ю. Математическое моделирование процесса регенерации платиновых промышленных катализаторов.....	168
Киргина М.В., Долганов И.М. Инновационные разработки для повышения эффективности производства линейных алкилбензолов.....	169
Кислова А.С. Моделирование процесса каплеобразования при промысловой подготовке газового конденсата.....	171
Климова Е.С. Исследование катализаторов риформинга бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы.....	173
Коченов В.А., Погадаева Н.И., Федущак Т.А. Исследование свойств и состава катализаторов процесса гидроочистки дизельной фракции нефти.....	175
Лазько К.А., Филлинцева Е.П. Моделирование процессов промысловой подготовки газа.....	177
Лебедева М.А., Дричков В.Н., Машуков В.И. Анализ и переработка тяжелой смолы пиролиза (ТСП).....	179
Литвак Е. И., Фан Фу Математическая модель процесса изомеризации пентан-гексановой фракции с предварительной деизопентанизацией сырья и рециркуляцией нормальных парафинов.....	180
Максимова Е.А., Францина Е.В. Описание кинетики дезактивации платинового катализатора дегидрирования высших углеводородов C_9-C_{14}	182
Мелешкин А.Д., Фетисова В.А. Разработка групповой модели процесса получения линейных алкилбензолов.....	184
Попок Е.В., Юрьев Е.М. Определение поверхностного механизма реакций синтеза метанола на Zn-Cu-Al-катализаторе.....	186
Романовский Р.В., Афанасьева Ю.И., Францина Е.В. Моделирование процесса дегидрирования высших парафинов.....	188
Рыбкина А.А., Кирбижекова Е.В. Создание композиционных полимерных присадок для улучшения реологических свойств высокопарафинистых нефтей.....	191
Смышляева Ю.А. Повышение эффективности процесса приготовления товарных бензинов с использованием метода математического моделирования.....	193
Уваркина Д.Д., Гынгазова М.С. Практическое исследование поверхности и механизма дезактивации катализаторов риформинга.....	194
Фетисова В.А. Повышение эффективности переработки высших олефинов путем математического моделирования.....	195
Хомяков А.В., Беляева Е.Ю., Кудымова Ю.С. Изучение процесса окисления 2-этилгексаналя до 2-этилгексановой кислоты.....	198
Шакина К.А. Анализ влияния технологических параметров на процессы каплеобразования в трубопроводах при промысловой подготовке нефти.....	200
Шемерянкина Е.С. Повышение эффективности работы установки каталитического риформинга бензинов Л-35-11/450К Комсомольского НПЗ.....	202

Секция 11. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПОДСЕКЦИЯ 2

Ерофеев В.И. Современное состояние нефте- и газопереработки в России.....	205
Антонов С.А., Новиков С.А. Гидроконверсия рафинатов (RHC) – как один из процессов производства высокоиндексных масел.....	206
Богданова Л.С., Мананкова А.А., Троян А.А. Модификация нефтеполимерных смол, полученных на основе фракций жидких продуктов пиролиза.....	208
Боженкова Г.С. Совестная конверсия ПНГ и метанола на цеолитах типа MFI, синтезированных с разными темплатами.....	210
Вайсбеккер М.М., Блан В.С. Влияние модифицирующих добавок на активность и селективность высококремнезёмных цеолитных катализаторов в процессе конверсии ПНГ.....	212
Варакина Ю.Б. Получение модифицированных винилбутиловым эфиром нефтеполимерных смол на основе жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья.....	214
Вяткина Д.А. Практическое применение комплекса электрогенерированных окислителей на примере нефтеполимерных смол.....	216
Ионова Е.И., Карманова О.И. Исследование кинетики олигомеризации винилтолуола под действием тетраглорида титана.....	218

Кустова Е.А., Синявина Т.В. Использование комплексов тетраоксида титана с винильными мономерами в синтезе модифицированных нефтеполимерных смол.....	220
Медведев А.С., Хомяков И.С. Превращение прямогонного бензина газового конденсата Мыльджинского месторождения на промышленных цеолитсодержащих катализаторах.....	222
Медведев А.С. Физико-химические и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в процессе превращения прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5».....	223
Можайская М.В. Облагораживание тяжелых высоковязких и высокопарафинистых нефтей.....	225
Пахнатов О.В. Каталитические системы на основе интерметаллидов для конверсии метана в синтез-газ.....	227
Хомяков И.С., Медведев А.С. Кислотные и каталитические свойства цеолитсодержащего катализатора «SUD-CHEMIE» в процессе превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата в высокооктановые бензины.....	228
Хомяков И.С., Медведев А.С., Ерофеев М.В. Исследование влияния активации цеолитных наноконструктивных катализаторов плазмохимической обработкой на выход и селективность высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата.....	230

Секция 12. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Евсеев В.Д. Каким быть буровику – выпускнику магистерской подготовки?.....	233
Анисимова А.В. Исследование влияния волокнистых наполнителей на технологические свойства магнетиальных тампонажных растворов и физико-механические свойства цементного камня.....	236
Байбулатов А. А. Проблемы использования гидравлических забойных двигателей при сооружении скважин с горизонтальным участком ствола.....	238
Бубнов А.С. Малое инновационное предприятие на кафедре бурения скважин – перспективы развития.....	240
Бузанов К.В. Роль ингибированных растворов при бурении в осложненных условиях при разбуривании глинистых пород.....	241
Буянкин Д.А., Епихин А.В., Ковалев А.В. 3D-моделирование бурового оборудования как способ повышения качества образования студентов и специалистов в области бурения скважин.....	242
Ведерникова А.С. Программное обеспечение для симулятора среды вращения бурового инструмента.....	244
Григоренко А.К., Епихин А.В., Ковалев А.В. Оценка влияния осевой нагрузки на электрические токи, генерируемые при разрушении горных пород на забое скважины.....	246
Зарипов Р.Р., Морозов Ю.Т. Устройство ОУПК-1 для бурения наклонно направленного участка бокового ствола.....	248
Пастухов А.М. Получение облегченного тампонажного материала на основе магнетиального вяжущего для цементирования обсадных колонн, перекрывающих отложения многолетнемерзлых пород.....	251
Сурмашев Р.Р. Изучение фильтрации нижнепермских флюидов в связи с негативным влиянием на конструкцию скважин.....	252
Пахарев А.В. Проблемы качества крепления скважин в Томской области.....	254

Секция 13. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Рябчиков С.Я. Роль выпускников кафедры бурения скважин в развитии минерально-сырьевой базы западной сибирей и дальнего востока.....	257
Бондарчук И.Б. Классификация способов, технологических и технических решений для реализации гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче полезных ископаемых.....	258
Горшенин Н. Е. Отбор валовых проб методом скважинной гидродобычи.....	260
Горшенин Н.Е. Проблемы технологии скважинной гидродобычи полезных ископаемых и возможные пути их решения.....	261
Горшенин Н.Е. Перспективы освоения Бакчарского рудопроявления методом скважинной гидродобычи.....	262
Евграфов Д.Н. Модернизация дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ для ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов из обсаженных скважин.....	263
Дацкевич С.Ю., Важев В.Ф., Журков М.Ю., Муратов В.М. Электроимпульсный способ разрушения горных пород при повышенных давлениях и температурах.....	265
Масловский А.Н. Оптимизация баланса рабочего времени при бурении установками Boart Longyear LFF-90 комплексами ССК.....	267
Масловский А.Н. Исследование влияния криогенной обработки твердых сплавов на их физико-механические характеристики.....	269
Шац С.В., Павлов В.В. Гидротурбинный снаряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых.....	270

Секция 14. НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Крец В.Г. Лидер автоматизации.....	272
Башмур К.А., Милюсердов Е.Е. Усовершенствование конструкции устройства для очистки колонны насосно-компрессорных труб нефтяных скважин от парафина.....	272

Донг В.Х. Конструкции насосных штанг для добычи нефти.....	274
Игнатьев И.В. Транспортировка сжиженного природного газа по проекту «Сахалин-2».....	276
Ислямов И.Ш., Найманбаев Ф.Ж. Трубопроводный транспорт высоковязких нефтей в условиях Крайнего Севера.....	278
Ислямов И.Ш., Найманбаев Ф.Ж., Ткачев Д.В. Определение уровня жидкости в затрубном скважинном пространстве.....	279
Карамышев С.Г. Анализ напряженно-деформированного состояния корпуса гидравлического плашечно-го превентора методом конечных элементов.....	281
Ковалева Е.Ю. Определение оптимального месторасположения объекта подготовки и транспорта нефти.....	283
Ковко У.А. Буровые установки наклонно-направленного бурения для бестраншейной прокладки трубопровода.....	284
Марченко И.В., Гришичев И.В. Программа расчета допустимых напряжений элементов сосудов и аппаратов, работающих в коррозионно-активных средах, содержащих сероводород.....	285
Мошкин А.П. Проектирование газотурбинных установок, работающих со сгоранием топлива при постоянном объеме, используя пакет конечно элементного анализа ANSYS.....	286
Нечаев В.В., Барадиев Ч.Ц. Разработки, увеличивающие межремонтный период и улучшающие работу УЭЦН.....	290
Ощепков Д.В. Анализ поршневых насосов, используемых на производстве.....	292
Погодин А.С. Компьютерное моделирование нагружения рабочего колеса погружного центробежного насоса в конечно-элементном пакете ANSYS.....	294
Подгорбунских Е.М. Оценка прочности и жесткости корпуса спироидного редуктора методом конечных элементов.....	296
Свекла К.С., Чернобай Д.А. Сборно-разборные трубопроводы.....	298
Ткачев Д.Г., Ислямов И.Ш., Найманбаев Ф.Ж. Методики проведения измерений в скважинах.....	300
Тюлькин Л.Х., Попов П.И. Коррозионное растрескивание напряженно-деформированных трубопроводов для транспортировки нефти и газа под воздействием водорода.....	302
Убайдулаев Т.А., Разумова Т.А. Повышение эффективности изоляционных покрытий магистральных трубопроводов.....	304
Федин Д.В., Пашкова А.С. Технология пробковой подачи ингибитора для повышения эксплуатационной надежности промысловых нефтесборных трубопроводов.....	306

Секция 15. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Хижняков В.И. Перспективы повышения надежности эксплуатации трубопроводов для транспорта нефти и газа.....	309
Альгинов Р.А. Исследование влияния крутки потока при входе в канал на структуру течения жидких сред и определение критериев ламинаризации течения.....	310
Бархатов А.Ф. Создание средств повышения эффективности диагностики и контроля элетрохимзащиты магистральных трубопроводов.....	312
Богданова О.С., Гуляева М.Д., Кулешов К.В. Анализ аварий вертикальных стальных резервуаров.....	314
Герасименко А.А. Анализ результатов комплексного обследования и дефектоскопии резервуара РВС – 1000 с целью оценки снижения несущей способности элементов конструкции несквозными трещинами.....	317
Давыдова А.Е., Хасенова Д.Ф. Перспективы использования полимерных покрытий, армированных наноструктурными наполнителями для нефтегазовых трубопроводов.....	318
Ислямов И.Ш., Васильев А.А. Тепловой пограничный слой.....	321
Кучеренко М.В., Краус Ю.А. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода от нефтешламов.....	322
Лушкин К.А. Исследование теплопередачи в неизотермическом нефтепроводе.....	323
Михайлова Э.Н. Особенности прокладки магистральных газопроводов в условиях республики Саха (Якутия).....	325
Николаев М.Л. Система предупреждения опасных процессов на объектах переработки и транспорта нефти и газа на основе волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга.....	326
Павлов С.А. Гидродинамика и массоперенос восходящего газожидкостного снарядного потока.....	328
Ракитин О.И. Противоаварийные средства защиты трубопроводов от гидравлических ударов.....	330
Ракитин О.И., Гончарик С.С. Анализ изоляционных покрытий газонефтепроводов.....	332
Реутов Ю.А. Анализ напряженно-деформированного состояния многослойной полимерной трубы для газопроводов.....	334
Рожкова Д.С. Роль аварийности сварных швов на магистральном трубопроводе, определение положения магистрального трубопровода и швов в грунте.....	336
Смоленцев Е.И. Транспортные трубопроводы высокого давления.....	337
Сухоруков М.И., Стригин Н.С. Транспортировка попутного нефтяного газа дирижаблем.....	339
Тихонова Т.В. Надежность объектов магистральных газопроводов при эксплуатации в условиях крайнего Севера.....	340
Трапезников С.Ю., Маларев В.И., Колтон Г.А. Исследование термогидродинамических процессов при транспортировке высоковязкой нефти по трубопроводу с учетом смещения динамической оси потока.....	343

Филькин Н.Ю. Сравнительный анализ теплонапряженного состояния элементов трубопроводной обвязки газоперекачивающих компрессорных станций.....	345
Хасенова Д.Ф., Давыдова А.Е. Перспективы применения волоконно-оптических датчиков температуры для определения мест утечки в трубопроводах.....	347
Шмырин Е.С., Прибытков П.А. Современные лакокрасочные покрытия для защиты резервуаров от коррозии.....	350

Секция 16. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Лукьянов В.Г. К 140-летию со дня рождения профессора ТПУ Д.А. Стрельникова – патриарха горных инженеров Сибири, одного из первых выпускников университета. На плечах гигантов к развитию горного дела в третьем тысячелетии.....	352
Абдюшев Р.Р. Исследование влияния вида фульвокислот на процесс выщелачивания руды Бакчарского железорудного месторождения в статических условиях.....	353
Акимов Д.Д. Анализ опыта и перспектив применения камерных систем разработки с закладкой выработанного пространства.....	354
Алексеев А.М. К вопросу обоснования выбора системы разработки с закладкой выработанного пространства с использованием очистных выработок увеличенного параметра на руднике «Интернациональный».....	356
Алесик М.Ю. Транспортирование связных материалов вибрационными питателями с упругим рабочим органом.....	358
Афанасьев А.А. Исследование расстояния транспортирования на вскрышных и добычных работах в условиях месторождения «Нера-Поворотный».....	360
Васильев И.В. Перспективное направление доработки нижних горизонтов глубоких карьеров.....	362
Васильева А.А. Безопасность технологических процессов обогащения золота на ЗИФ ОАО «Алданзолото» ГРК.....	364
Гоголев И.Н. Развитие рабочей зоны карьера при вскрытии горизонтов крутонаклонными транспортными съездами и их конструкция.....	365
Григорьев В.А., Ларионов А.С. Установка для моделирования силового погружения строительных конструкций в грунт.....	367
Денисова Е.В., Гаврилов С.Ю., Хмелинин А.П. Устройство для измерения дальности до инструмента при формировании горизонтальных скважин.....	369
Денисова Е.В., Конури А.И., Гаврилов С.Ю. Исследование акустического поля, создаваемого движущимся в грунтовом массиве пневмопробойником.....	371
Донг Ван Хоанг Бестраншейная замена труб небольших диаметров.....	373
Иванюк И.М. Сравнительные характеристики и анализ возможных способов отработки Бакчарского железорудного проявления.....	374
Исакова В.О. План ликвидации аварий (ПЛА) на драге.....	377
Забуга В.С. Краткий обзор истории развития взрывного дела.....	378
Колодин А.П., Саруев А.Л. Исследование влияния массы бойка на формирование силовых импульсов в колонне бурильных труб.....	380
Масловский А.Н. Выбор оптимального типа самоходных погрузочных машин при проведении подземных геологоразведочных выработок.....	382
Морозов А.В., Куликова Е.Г. Формирование автомобильных отвалов с использованием вибротехники.....	383
Николаев А.В. Калориферная установка на вентиляционном стволе для подогрева воздуха при реверсии в холодное время года.....	385
Николаева А.А., Алексеев С.Н. Научное обоснование области применения проходческих комбайнов при подземной разработке россыпных месторождений Республики Саха(Якутия) (в том числе алмазоносных).....	387
Павлов А.А. Формирование закладочных массивов для условий криолитозоны.....	388
Петрова Л.В. Обоснования к введению технологии комбинированной разработки очистных камер на руднике «Айхал».....	390
Портяная Е.А. Определение прочностных и деформационных свойств соляных пород при сжатии на образцах различного размера.....	392
Русский Е.Ю. Динамические напряжения в лопатках рабочих колес осевых вентиляторов серии ВО... ..	394
Саруев А.Л., Шадрин А.В. Эффективность разрушения гранита ударными импульсами, передаваемыми по колонне бурильных труб длиной 50 м.....	396
Скрыбыкин А.С. Обеспечение безопасности в помещениях обогатительной фабрики №14 Айхальского ГОКа.....	397
Тимофеев К.И. Основные направления исследования устойчивости днищ очистных блоков при донном выпуске руды в условиях рудника “Удачный”.....	399
Тимофеев В.Ю., Бегляков В.Ю., Блащук М.Ю. Создание нового подхода к проблемам формирования подземного пространства с использованием нового проходческого оборудования.....	401
Федин Д.В. Оценка надежности технологических схем проведения горноразведочных работ.....	403
Филатова А.В. Использование воздушно-механических пен с помощью пеногенераторов для пылеподав-	405

ления при бурении шпуров в горноразведочных выработках.....	
Шадрина А.В. Динамические процессы при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок.....	405

Секция 17. ГЕОЭКОЛОГИЯ, ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Акименко Д.О. Изоляция техногенных месторождений на основе формирования экранов из полимерных материалов в оплавленном совместно с грунтами состоянии (ПМО).....	409
Анциферова Т.А. Оценка экологической безопасности объектов минерально-сырьевого комплекса....	410
Асянина В.Ю. Мониторинг антропогенного загрязнения тяжелыми металлами как фактор риска здоровью человека.....	412
Артёмов А.В. Возможности использования верхового торфа для индикации загрязнения атмосферы от сжигания углей.....	414
Аюшиева Б.С. Термодинамическое моделирование разложения гюбнеритового концентрата спеканием с сульфатом натрия.....	416
Белякина М.А. Элементы надземной и активной частей лекарственного растения Княжик Сибирский и их влияние на организм человека.....	418
Бородова Т.Н. Микроэлементный состав почв центральной части Западного Саяна (верхнее течение р.Оя)	419
Букина А.А. Влияние активаторов твердения на пористость ангидритовых изделий.....	421
Василенко Д.В. Оценка риска для здоровья населения на основе геохимических данных.....	422
Вейсгейм А.С. Использование цеолита Сахаптинского месторождения для удаления ионов кальция из природной воды.....	423
Вотинов А.В. Нанотоксикология в промышленности.....	425
Голещихин А.В. Использование обезвреженных методом биодegradации загрязненных нефтью и нефтепродуктами грунтов и нефтешламов для промежуточной изоляции твердых бытовых отходов на полигонах захоронения твердых бытовых отходов.....	427
Голещихин А.В. Рекультивация земель, занятых под шламовые амбары.....	429
Григорьева Е.А. Анализ радиальной и латеральной миграций микроэлементов в почвах горного массива Ергаки (Западный Саян).....	431
Дамдинова Т.Ч., Игнатова Т.Н. Использование элементного состава крови в качестве показателя качества среды обитания человека.....	433
Данилова А.Ф. Основные функции отдела охраны окружающей среды производственного предприятия нефтяной промышленности.....	436
Деева М.Г. Результаты нормирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на объектах ключевого участка №1 Игольско-Талового нефтяного месторождения.....	438
Дыкина Е.А. Оценка риска для здоровья детей и взрослого населения от химического загрязнения природных сред.....	439
Закиров М.И. Донные отложения как междисциплинарный объект литологии и геоэкологии.....	441
Иванов М.В. Геохимия осадконакопления в Чукотском море и прилегающих районах Северного Ледовитого океана.....	442
Иванова Э.В. Риски заболеваемости как следствие различного уровня загрязнения атмосферы.....	444
Ильясов Р.К. Эколого-геохимическая оценка загрязнения ртутью горнодобывающих районов (на примере Башкирского Зауралья).....	446
Завалишина Т.В., Непотребный А.И. Оценка состояния почв стржевской группы месторождений углеводородного сырья Томской области.....	448
Карева О.А. Применение идей системного анализа в геоэкологии.....	449
Комлева Е. Феномен ядерной энергии: духовно-гуманитарно-прагматичный взгляд.....	451
Корельский Д.С., Петрова Т.А. Оценка техногенного воздействия объектов нефтегазового комплекса на природную среду.....	455
Крещик А.А. Экологические проблемы загрязнения вод метил-трет-бутиловым эфиром. Очистка воды от мтб-эфира.....	456
Ксенофонтова Е.Д. Нормирование качества почв по ртути: международные (на примере Франции) и российские стандарты.....	460
Кудашев С.В. Эколого-экономические аспекты нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе	460
Купреева Н.В. Экогеохимия ртути в углях Иркутского бассейна.....	462

Ласовский П.В. Эколого-геологическая обстановка архипелага Шпицберген.....	464
Левчук И.Р. Применение современных аналитических методов при исследовании намывных техногенных массивов.....	466
Лукьянова С.Ю. Оценка эффективности комплексной очистки карьерных вод при фильтрации в массивах из вскрышных пород.....	468
Лукьянова С.Ю., Клепалов В.С., Федяев С.И. О литологическом составе отвалов коренных пород вскрыши на разрезах Кузбасса.....	469
Маады Э.В. Оценка геоэкологического состояния реки Туран в пределах Турано-Уюкской котловины	471
Миккульчик Е.И. Оценка экологического состояния почвенного покрова на территории строительства микрорайона «Снеговая падь» (Приморский край).....	473
Миронова А.С. Сравнительная характеристика элементного состава надземной и активной части Лабазника Вязолистного (<i>Filipendula ulmaria</i>).....	474
Монич Т.Е. Влияние выбросов автотранспорта на здоровье человека.....	476
Морозова В.В. Преимущества фотометрического определения марганца как загрязнителя окружающей среды и его определение на КФК – 2.....	477
Москаленко А.В. Разработка современного сорбента для очистки окружающей среды от радиоактивных элементов.....	479
Москаленко А.В. Состояние природных сред в районе угольного месторождения Талду-Дюргун.....	481
Мусина О.М. Оценка свойств песков строительных для целей рекультивации.....	483
Миронов А.Г., Шуфинский В.С., Копылова Н.В. Качество питьевой воды в Твери.....	485
Панина Д.А. Экологические и социальные последствия нефтедобычи в Ханты-Мансийском автономном округе.....	487
Первова М.С. Пути решения экологических проблем на калийных месторождениях.....	489
Петрова Т.А., Корельский Д.С. Подходы к оценке эколого-экономического риска негативного воздействия отходов минерально-сырьевого комплекса.....	491
Петрова В.А. Влияние горной промышленности на окружающую среду (на примере деятельности ОАО «Ковдорский ГОК»).....	493
Петрова Л.А. Геохимические особенности почв г. Усть-Каменогорска.....	495
Потокина М.В. Комплексный способ безреагентной очистки сточных вод и брикетирования ила.....	496
Раденков Т.А. Разработка композитного хингидронного датчика для мониторинга pH природных вод	498
Редькина Д.И., Корогод Н.П., Усенова Ш.Ж. Определение содержания урана в питьевой воде г. Павлодара Республики Казахстан.....	500
Самоний Н.И. Биополимеры – многообещающее направление в производстве пластиков.....	501
Сивуха С.Г. Производственный экологический контроль нефтеперекачивающей станции «Раскино».....	503
Смолярчук Е.А. Оценка влияния вод р. Первая Речка на Амурский залив в районе нефтебазы 1-я речка ОАО «Приморнефтепродукт».....	505
Спиридонова Э.В. Проблемы сохранения уникальных геологических объектов в окрестностях г. Красноярска.....	506
Стриженок А.В. Экологическая оценка состояния компонентов природной среды на территории, подвергающейся негативному воздействию Средне-Тиманского бокситового рудника.....	508
Сычев Е.В. Использование методики расчета пылевой нагрузки для оценки состояния рисков загрязнения земельных ресурсов.....	510
Усенова Ш.Ж. Оценка содержания тяжелых металлов (Zn, Cd, Pb, Cu) в волосах студентов из г. Павлодара и Павлодарской области (Казахстан).....	511
Фёдорова С.Н. Применение продукции пчеловодства в медицинских целях (обзор).....	513
Фоминных Д.Е. Обеспечение экологической безопасности среднего Приобья при работе систем поддержания пластового давления нефтяных месторождений.....	514
Фоминных Д.Е. Техногенный галогенез и естественное самовосстановление наземных экосистем на территории нефтяных месторождений Западной Сибири.....	516
Хуф С.Б. Психологические и инфраструктурные барьеры «экологического» мировоззрения.....	518
Цурко И.А. Оценка зависимости вероятности возникновения землетрясений от изменения ускорения вращения Земли.....	520
Юнда Е.Н. Прогнозирование рисков воздействия наноматериалов на живые организмы.....	521
Яблонская Д.А., Лубкова Т.Н. Эколого-геохимическая оценка состояния природной среды в районах метасоматических серных месторождений.....	523
Ялалтдинова А.Р. Предварительные результаты изучения пылеаэрозолей в зоне воздействия северной промышленной зоны г. Усть-Каменогорска (Республика Казахстан).....	525
Соктоев Б.Р., Монголина Т.А. Геохимические особенности солевых отложений питьевых вод Прибайкальского региона.....	527
Филимонок Е. А., Финк О.С., Комарова Д.А. Предварительная оценка содержания ртути в пылеаэрозолях на территории г. Томска.....	529
Швецова Д.В. Особенности элементного состава волос детей в Бакчарском районе Томской области...	530

Секция 18. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Казьмина О.В. Использование алюмосиликатного сырья для получения пеностекольных материалов	535
Аверкова А.В., Азаренко У.В. Получение пеностеклокристаллического материала на основе микрокремнезёма	537
Валиева А.Н. Комплексное использование волластонитовых руд Окуневского месторождения	538
Гайнутдинов Н.К. Выбор эффективной технологической схемы обогащения стекольных кварцевых песков	540
Горожанкин К.В. Искусственное окрашивание минералов группы кремнезема	542
Гумерова Ю.А. Исследование формирования структуры цементного камня на основе магнезиального вяжущего	543
Давидюк С.В., Душкина М.А. Технологические особенности подготовки стекольной шихты для получения низкотемпературного стеклогранулята	545
Душкина М.А., Давидюк С.В. Энергосберегающая технология получения пеностекла на основе тонкодисперсных кварцевых песков	547
Егорова Е.С. Фазовые преобразования в керамическом черепке на основе светложгущейся глины с добавкой золошлаковых отходов Казанской ТЭЦ	549
Иванова А.А., Фролова И.В. Технологические особенности использования карбонатной марганцевой руды Усинского месторождения в металлургии	551
Кантаев И.С., Пахомов Д.С. Разделение ильменита на индивидуальные компоненты	552
Карионова Н.П., Стрюков В.С. Теплоизоляционные керамические материалы на основе природного сырья	554
Княева Л.Г., Ревва И.Б. Пористые керамические материалы на основе вермикулита	556
Ковязина А.Е. Разработка состава и технологии для получения водостойких термостойких термоносилекатных материалов	558
Копытова Ю.С. Получение композиционных магнезиальных вяжущих веществ на основе природного и техногенного сырья	560
Кузнецова Н.А. Исследование механической прочности пеностекольных материалов	561
Лозовская И.В., Кутугин В.А. Разработка технологии получения минеральных вяжущих материалов на основе доменных гранулированных шлаков	563
Лубяной Д.Д., Лосев И.Н., Лубяная С.В. Комплексное использование ванадийсодержащего сырья при производстве термостойких отливок	565
Луханин М.В., Стеблюк А.Н. Техногенные отходы для дорожного бетона	567
Лядвин А.В. Эффективные строительные материалы на основе природных и техногенных кварцевых пород	569
Малютин Л.Н., Решетова А.А. Влияние хлораммонийной обработки каолина на выход муллита	570
Махныткина Л.А. Процессы растворения магнийсодержащих веществ в угольной кислоте	573
Митусова А.В., Колесова Т.В. Исследование процессов осветления керамического черепка для получения кирпича светлых тонов	574
Мухортова А.В. Исследование влияния структуры пеностеклокристаллических материалов на их свойства	576
Неустроева А.И. Возможность создания производства эффективных утеплителей в республике Саха (Якутия)	578
Николаева О.О., Климова В.В. Окрашенные стеклокристаллические материалы на основе калиевого полевого шпата	580
Новосёлова А.П., Сударев Е.А. Исследование влияния добавок на процессы гидратации и твердения цемента	582
Погребенкова В.В., Горбатенко В.В. Синтез муллита из пирофиллита месторождения Куль-Юрт-Тау	583
Половодова А.А. Исследование природного сырья и оценка его пригодности для производства базальтового волокна	585
Рассказова А.В., Прохоров К.В. Технологические аспекты комплексного использования бурогоугольного сырья Дальневосточного региона	587
Решетова А.А., Михалева Е.П., Скрипченко А.С., Говорова Л.П. Определение возможности получения алюмосиликатных пропантов из Еленинского каолина	589
Решетова А.А., Скрипченко А.С., Михалева Е.П., Говорова Л.П. Исследование особенностей химического активирования процесса спекания обогащенного каолина	591
Рыбаков А.В., Решетова А.А. Влияние добавки Al_2O_3 на выход муллита при прокаливании остатка хлораммонийной обработки боксита	593
Седельникова М.Б. Критерии использования природных минералов для получения керамических пигментов	595
Скачинский Я.А. Экологические проблемы геологической среды и проблемы связанные с отходами в Беларуси	597
Старикова Ю.Н. Получение теплоизоляционного материала из техногенного и природного сырья	599
Тодовьянская О.В. Получение керамических глазурей с использованием отхода переработки нефелиновых руд	600

Токарева Д.Н., Мельник Е.В. Получение светлого и окрашенного кирпича по безобжиговой технологии	602
Тимофеев С.С. Влияние концентрации бикарбоната магния на прочность магниального цемента	603
Хошимов А.В. Исследование влияния влажности торфа на его адсорбционные свойства	605
Якушева Ю.С., Мисько Е.А. Гранулирование сорбентов для регенерации минеральных масел	607

Секции 19. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

Вазим А.А. Реформирование взносов в социальные внебюджетные фонды	609
Абдулина Д.Э., Писарова Н.С. Эколого-экономические проблемы и методы их решения в нефтегазовом секторе	611
Агафонова В.К. Предоставление налоговых и иных льгот как способ стимулирования недропользователей к надлежащему выполнению обязанностей по ликвидации и консервации объектов горного производства	613
Анищук Н.К. Роль веритикально-интегрированных структур на нефтегазовом рынке	614
Бабинцев В.С., Демьяненко Ю.В. Модель построения ОЦО и ее экономические преимущества	617
Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Любятинская М.П. Экономическое обоснование проведения работ по реконструкции фундамента ленточной пилорамы	619
Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Любятинская М.П. Экономическое обоснование проведения работ по реконструкции электрохимической защиты магистральных газопроводов по причине развития стресс-коррозии	621
Богатырева Е.О., Глухова Д.В., Антух Л.П. Мотивация и стимулирование труда в нефтегазовой отрасли	623
Болсуновская Ю.А. Основные направления совершенствования системы страхования экологических рисков нефтегазовых компаний России	625
Бякова А.В., Темников А.Н., Юдина О.С. Экономическое обоснование оптимизации фонда скважин на примере Ошворцевско-Дмитриевского месторождения Удмуртской республики	627
Вершкова Е.М. Особенности формирования системы компетенций для оценки персонала нефтегазовых предприятий	629
Гермаханов Ш.А. Методы оценки компетентности персонала нефтегазовой компании	631
Гермаханов Ш.А. Зарубежный опыт разработки типологии компетенций персонала компании	633
Глухова Д.В., Антух Л.П. Организация процесса корпоративного финансирования на предприятии ООО «Газпром трансгаз Томск»	635
Глухова Д.В., Богатырева Е.О. Технологические и функциональные особенности организации труда на предприятиях нефтегазовой отрасли	637
Голоскоков А.Н. ЕРОЕI как показатель эффективности добычи энергоресурсов	639
Голоскоков А.Н. Критерии сравнения эффективности энергоресурсов и технологий производства жидкого топлива	641
Гончарук Е.Ф. Факторы инвестиционной привлекательности геологоразведочных работ в нефтегазовой отрасли	643
Гутвин С.А., Чигринова В.В. Перспективы освоения арктического шельфа	645
Демьяненко Ю.В., Добровинский А.П. Проблемы развития информационных систем управления бизнесом в России	647
Добровинский А.П. Проблемы измерения эффективности инвестиций в человеческий капитал	650
Дорохова Ю.А. Внедрение информационных технологий при оказании государственных и муниципальных услуг населению: опыт Томской области	655
Зайцева Д.И. План-фактный анализ как основной инструмент бюджетирования затрат на предприятии нефтяной и газовой промышленности	656
Зайцева Д.И. СVP-анализ как современный подход план-фактного анализа затрат и результатов	661
Зеленова Е.С. Оптовый и розничный рынок нефтепродуктов в регионах России	663
Игитхян И.А. Проблемы использования попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области	665
Карев А.В. Консолидация финансовой отчетности транснациональных корпораций	667
Кирнос Н.В. Оказание услуг в сфере экологического туризма на территории республики Хакасия на примере окрестностей поселка Цветногорск Боградского района	669
Козырева С.М. Аутсорсинг в нефтяной промышленности	671
Колотовкина К.Ю. Управление экологическими рисками	672
Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Особенности повышения рентабельности разработки малых залежей углеводородов	674
Кузенков В.З., Добровинский А.П., Гайворонский И.В., Кунавина Л.А. Особенности обеспечения качества проектно-изыскательских работ в нефтегазовой отрасли	676
Любятинская М.П. Система минимизации рентных платежей с учетом показателей относительной опасности конкретных загрязняющих веществ	679
Мироненко П.А. Кадровые проблемы нефтегазовых компаний и пути их решения	680
Савельева Н.В. Экспорт российского газа в Европейский союз и факторы изменения его уровня	681
Семиколонова О.С. Роль и значение инновационных процессов в нефтегазовых компаниях	683
Сизов А.В., Балдакова М.С. Перспективы развития рынка легких нефтепродуктов	685

Смолонская А.А. Проблемы моногородов России и пути их решения.....	686
Сурнина А.С. Налог на добычу полезных ископаемых: проблема взимания природной ренты.....	688
Темникова В.В., Чунихин А.Г. Проблема безработицы в России.....	690
Тыдыков Д. М., Шадский С. Н. Анализ рынка мазута.....	692
Усольцева Д.А. Нереализованные возможности Мазуевского месторождения стронциевых руд.....	695
Филиппова О.В. Понятие имущественного комплекса для эффективного управления предприятием...	697
Холин Я.А. Методы повышения рентабельности разработки мелких нефтегазовых месторождений.....	698
Цой Т.В., Любятинская М.П. Экологические затраты нефтегазовых компаний (на примере ОАО «Газ-пром»).....	699
Чалов Д.В., Демьяненко Ю.В. Проблемы выбора интегрированной системы класса ERP для эффективного управления нефтегазовым предприятием.....	701
Чигринова В.В. Эффективность извлечения сопутствующих элементов полезных ископаемых на этапе переработки углеводородного сырья.....	703
Шуман Е.В., Башкарёва А.С. Профессиональные компетенции экономиста.....	705
Энгельбрехт-Зенкина З.В. Метропольрегионы Германии.....	706

Секция 20. GEOLOGY, MINING AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

Bolsunovskaya L.M. Modern technologies in teaching English for specific purpose in the conditions of two level education system	709
Balachonzew M.W. Geodätische Positionierung von Defekten an den Rohrleitungen	710
Balobanenko A.A. Uranium-bearing waters of average flow basin of the Angara river.....	711
Barkhatov A.F. Mechanism and reasons of stress-corrosion cracks development on crude trunk lines	712
Beschasova P.A., Kurochkin M.S. The role of foreign companies in the petroleum engineering development in Russia	714
Bogdanova O.S., Gulyaeva M.D. Fire water pump peculiarities	715
Davydova A.E. The prospects of insulative and anticorrosion coatings with nanostructured fillers for pipelines protection	717
Epikhin A.V., Kovalev A.V. Influence of technological and geological factors on electric current impulses during drilling	718
Eremyan G.A. The improvement of methods for sedimentary rock particle size analysis	721
Fedin D.V., Zaykovskiy V.V. Gathering pipeline operational reliability increase	723
Filatova A.V. The use of air-mechanical foams by foamgenerators for dust suppression in the process of blasthole drilling in the mining exploration production	725
Gagarin A.A. Rotor machine diagnostics	725
Gerasimovich G.K., Oshlakova A.S. Production log test analysis in Zapadno-Ostaninskoe oil field (Western Siberia)	728
Grikov S.V. Wasserversorgung von Oag "Sibir"	730
Islyamov I.Sh. Hydrodynamics and heat transfer in cylindrical channel entry	731
Kauzman T.A. Die Neue Tendenzen zur Technologie der Anreicherung von Karbonat-und Mangan-Erzen ...	733
Khasenova D.F. Portable support surfaces in oil and gas pipeline repair-and-renewal operations under swamp conditions	734
Kissajewa J.S. Korrosionsschutz der Erdölleitungen	736
Kononov Y.M., Ivanov E.N. Influence of geology and technical well condition on reservoir pressure maintenance system in the Igolskoe field	738
Kozyreva T.V., Dmitrieva O.S. Environmental impact assessment of operating natural gas field (Orenburg condensed gas deposit)	740
Kudryashova L.K. Past and future of Kuzbass oil	741
Kupriyanov E.A. Geochemistry of Beitiantang district's groundwater	743
Kustova E.A., Sinyavina T.V. Die Benutzung von Komplexen Titan-tetrachlorid mit Vinylmonomeren in der Synthese von Modifizierten Petroleumharz	748
Mikheenko D.A. Marine seismic surveys in the Arctic	751
Naymushina O.S. Groundwater of the bottom current of the river Tom as a source for drinking water supply	753
Nelaev A.M. Gas flooding in Russia. Reasons and capabilities	755
Novoseltseva E.A. Current state and main tendencies in the petrochemical industry	758
Pokrovskiy V.D. Water supply of big European cities	758
Pracojo F.S. Limestone facies carbonate analysis of Baturaja formation, Negeri Agung – Gedung Lepihan area, South Sumatera	760
Rakitin O.I., Goncharik S.S. Oil and gas pipeline coating analysis	763
Romanov R.V. The solution to environmental problems while drilling for wells	764
Reutov J.A. Feasibility study of new gas pipeline construction materials	766
Richkov Y.I. Statoil's through-tubing drilling operations in the North sea	768
Savitskiy R.V., Blokhina O.L. The analysis of accidents at pipeline transport facilities in Russia	769
Sasonow P.A. Analyse der Effizienzverfahren der Beseitigung von Organischen Ablagerungen in den Erdölförderungs-röhren im Ölvorkommen Maiskoje des Tomsker Gebiets	771

Serbin A.A. Current problems of producing high-quality motor fuels	773
Shats S.V. The hydrodynamic cavitation phenomenon and its application to well drilling and operation	775
Shatskaya A.A., Abdusalyamov M.B. Shunet igneous body: sill or lava flow?	776
Shevnina J.S., Bolsunovskaya J.A. Ecological risks regulation in the system of HSE - management as the factor of effective social and ecological development in petroleum industry	779
Shmyrin E.S., Pribytkov P.A. Paint coatings in tank corrosion protection	781
Soktoev B.R., Mongolina T.A Geochemical composition of salt deposition as factor of water quality	782
Svekla K.S., Chernobay D.A. Collapsible pipeline systems	785
Syrodoy S.V. Prospects for the development of coal industry in Russia as a part of energy strategy	786
Timina I.O. Purification methods at radioactive contamination	788
Vijai Kumar B, Anurag Sundriyal, Kamal Chandra Dani Quantitative modeling and mathematical methods in reservoir simulation	789
Yagudina L.R. New data on the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region	791
Zabuga V.S. Review of history and development of explosive business	793

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова
студентов и молодых ученых


Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 00.00.2011. 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

сиональной 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 интегрированные знания и навыки командной работы, что является необходимым условием для ус-

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 политехнического университета при поддержке НК «ЮКОС» был открыт Центр профес-



Лекция

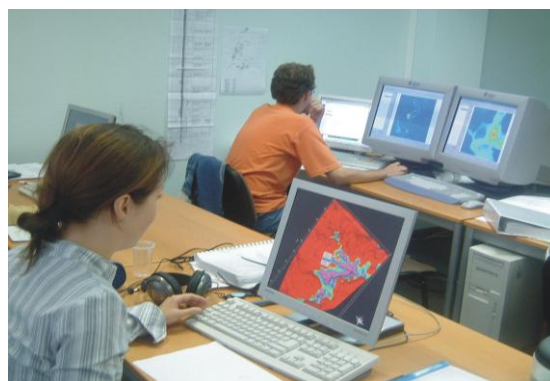
пешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

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 магистерская программа состоит из 4-х семестров, во время которых слушатели посещают лекционные и практические занятия.



Студенты в библиотеке

Обучение ведется по основным специальным дисциплинам: нефтепромысловой геологии, геофизике, физике 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 знаний при работе с реальными промысловыми данными. Студенты защищают свои групповые проекты перед экспертной комиссией. Имея все необходимое оборудование,



В компьютерном классе

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



Вручение дипломов магистрам в Британском посольстве

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.



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–дисках



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 №169068 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.

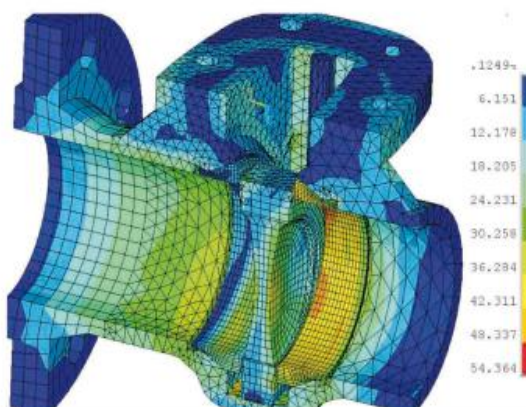
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- 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, прямоочных 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 наукоемких 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 спектроскопии
- 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 минерало-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 лучших из 12 вузов России;
- **принцип элитарности научных, инженерных и педагогических школ:** 40-летний опыт подготовки геологов-редкометалльчиков; 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 «Казатомпром», 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 привносят 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;
- Промысленно-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 радиозащиты;
- 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-редкометаллургов, 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 доктор наук, профессор (**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 «РУГ»;
- термолюминесцентные 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)
- «ВНР» (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.

Заклучившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.

