

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА

СТУДЕНЧЕСКИЙ ЧАПТЕР МЕЖДУНАРОДНОГО ОБЩЕСТВА
ИНЖЕНЕРОВ-НЕФТЯНИКОВ, г. ТОМСК



ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Том II

*Труды XIV Международного симпозиума имени академика
М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 65-летию
Победы советского народа над фашистской Германией в
Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.*

Издательство
Томского политехнического университета

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78

Проблемы геологии и освоения недр: труды XIV международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 65-летию Победы советского народа над фашистской Германией в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. Том I; 2-е издание; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 757 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, 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, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, экономики минерального сырья и горного права, опыту и проблемам организации молодежной науки.

Публикация сборника трудов XIV Международного научного симпозиума осуществляется при информационной поддержке Федерального агентства по науке и инновациям (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (№10-05-06800-моб_г).

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – В.А. Домаренко, доцент, к.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 – А.Т. Росляк, профессор, д.т.н.
Секция 9 – В.Д. Евсеев, профессор, д.т.н.
Секция 10 – С.Я. Рябчиков, профессор, д.т.н.
Секция 11 – В.Г. Крец, доцент, к.т.н.
Секция 12 – А.В. Рудаченко, доцент, к.т.н.
Секция 13 – В.Г. Лукьянов, профессор, д.т.н.
Секция 14 – Л.П. Рихванов, профессор, д.г.-м.н.
Секция 15 – В.И. Верещагин, профессор, д.х.н.
Секция 16 – Г.Ю. Боярко, профессор, д.э.н.
Секция 17 – Л.М. Болсуновская, доцент, к.фил.н.
Секция 18 – Е.П. Янкович, директор ГИ-центра
Секция 19 – Г.М. Иванова, доцент, к.г.-м.н.
Технический редактор – А.В. Шадрина, доцент, к.т.н.
О.Г. Токаренко, ст. преп., к.г.-м.н.

ISBN 978-5-98298-569-9

© ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2010
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2010

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF THE RUSSIAN FEDERATION
NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
INSTITUTE OF GEOLOGY AND OIL & GAS INDUSTRIES

SPE TOMSK STUDENT CHAPTER



PROBLEMS OF GEOLOGY AND SUBSURFACE DEVELOPMENT

Tom II

*Proceedings of the 14th International Scientific Symposium of Students,
Postgraduates and Young Scientists in honor of Academician M.A. Usov,
devoted to the 65-th Anniversary Soviet People's Victory against fascism
in the Great Patriotic War 1941-1945 years*

Tomsk Polytechnic University Publishing House
2010

UDC 504(063)
BBC 20.1я0
P78

P78 **Problems of Geology and Subsurface Development:** proceedings of the 14th International Scientific Symposium of Students, Postgraduates and Young Scientists in honor of Academician M.A. Usov, devoted to the 65-th Anniversary Soviet People's Victory against fascism in the Great Patriotic War 1941-1945 years. Tom I; 2-nd edition; Tomsk Polytechnic University. – Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publishing House, 2010. – 757 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, 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 were discussed, mineral economics and mining law were discussed.

Proceedings of the 14th International Scientific Symposium were published under the information support of Federal Science and Innovation Agency (Rosnauka) and under the support of Russian Foundation for Basic Research (№10-05-06800-mob_g).

UDC 504(063)
BBC 20.1я0

Editor-in-chief – V.A. Domarenko, Associate 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 – A.T. Roslyak, Professor

Panel 9 – V.D. Yevseyev, Professor

Panel 10 – S.Y. Ryabchikov, Professor

Panel 11 – V.G. Krets, Associate Professor

Panel 12 – A.V. Rudachenko, Associate Professor

Panel 13 – V.G. Lukyanov, Professor

Panel 14 – L.P. Rikhvanov, Professor

Panel 15 – V.I. Vereshagin, Professor

Panel 16 – G.Yu. Boyarko, Professor

Panel 17 – L.M. Bolsunovskaya, Associate Professor

Panel 18 – E.P. Yankovich, director of the Geoinformation Center

Panel 19 – G.M. Ivanova, Associate Professor

Technical editor – A.V. Shadrina, Associate Professor

O.G. Tokarenko, Senior Teacher

ISBN 978-5-98298-569-9

© State Educational Institution of Higher Professional Training
«National Research Tomsk Polytechnic University», 2010
© Design. National Research Tomsk Polytechnic University
Publishing House, 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

5 – 9 апреля 2010 г. в Томском политехническом университете (ТПУ) на базе Института геологии и нефтегазового дела (ИГНД) состоялся Четырнадцатый Международный научный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 65-летию Победы советского народа над фашистской Германией.

Организация и проведение Четырнадцатого Международного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр» осуществлялся при информационной поддержке Федерального агентства по науке и инновациям (Роснаука) и при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (№ 10-05-06800-моб.г). Поручена она была Институту геологии и нефтегазового дела (ныне Институту природных ресурсов) Национального исследовательского Томского политехнического университета как признание заслуг ИГНД ТПУ, старейшего высшего технического учебного заведения, в подготовке геологических кадров и высоких достижений в научных исследованиях. Институт геологии и нефтегазового дела в 2001 г. отметил свое 100-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.

ИГНД (горное отделение ТТИ), в настоящее время Институт природных ресурсов, 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) – 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 района; профессор М.К. Коровин, первым указавший на перспективы нефтегазовости Западной Сибири; профессор-горняк Д.А. Стрельников, среди учеников которого 14 Героев Социалистического труда и многие другие. Из почти 14 тысяч выпускников института (факультета) более 450 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – лауреатами Ленинской и Государственной премий; более 200 – докторами и более 800 кандидатами наук. Из стен ИГНД вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии Наук, 4 Героя Социалистического Труда.

Сегодня Институт природных ресурсов ТПУ – это один из крупнейших в России научно-образовательных комплексов в области геологии, поисков, разведки и разработки разнообразных полезных ископаемых, в том числе геологии углеводородного сырья, нефтегазодобычи, транспортировки и хранения нефти и газа. Он включает в себя 18 кафедр по трем направлениям: 1. Горно-геологическому; 2. Нефтегазовому; 3. Химико-технологическому; два Инновационных научно-образовательных Центра («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), 2 учебно-научно-производственных Центра («Вода», «Геоцентр»); Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела на базе ТПУ и Эдинбургского университета Heriot-Watt (Великобритания); 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 (ИГНД) обучается более 3000 студентов и работают свыше 250 преподавателей, среди которых 4 академика РАН, 8 академиков и членов-корреспондентов общественных академий, более 50 докторов и 180 кандидатов наук. Институт ведет подготовку кандидатов по 16 специальностям и докторов наук – по 8 научным специальностям.

С момента основания в ИГНД (ГРФ, НГФ) 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 Четырнадцатого Международного симпозиума заслушано и рассмотрено, с учетом стендовых, 886 докладов 983 авторов, среди которых 340 иногородних из 58 городов России и 45 зарубежных участников из 10 стран. Всего на симпозиум представлены доклады 595 студентов, 213 аспирантов, 63 молодых научных сотрудников, 62 инженера, 51 молодых преподавателей.

Участники симпозиума представляют 48 вузов и НИИ. Представителями вузов представлено 738 докладов, представителями Российской академии наук и ее филиалов – 20 докладов, представителями Национальных академий наук СНГ – 10 докладов, представителями отраслевых НИИ – 34 доклада. 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 Венгрии, Чехии, Вьетнама, Германии, США, Франции.

В день открытия XIV международного симпозиума для участников симпозиума в актовом зале ТПУ были организованы две интересные выставки: 1. «Вклад томских политехников в Победу над фашистской Германией в Великой Отечественной войне 1941-1945гг.». 2. «Традиции и научные достижения студентов и молодых ученых ИГНД с 1901 г. по 2010 г.».

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, Новочеркаска, 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), Белоруссии (г. Минск, г. Гомель), Армении (г. Ереван, г. Гюмри), Украины (г.г. Киев, Одесса, Ивано-Франковск, Днепрпетровск, Донецк и др.). 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 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), 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, Чешского технического университета (г. Прага, Чехия), Санкт-Петербургского государственного горного института 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), Института Земной коры СО РАН (г. Иркутск), Института геотехнической механики Национальной Академии Наук Украины (г. Киев), Геологического института Национальной Академии наук Азербайджана (г. Баку), Института геофизики и инженерной сейсмологии Национальной Академии наук Армении (г. Гюмри, Армения), Сибирского НИИ геологии, геофизики и минерального сырья (г. Новосибирск), Института географии СО РАН (г. Иркутск), Новосибирского государственного университета, Института морской геологии и геофизики ДВО РАН (г. Южно-Сахалинск), Научно-исследовательского института геологии Днепрпетровского национального университета (г. Днепрпетровск, Украина), Тихоокеанского океанологического института им. В. И. Ильичева ДВО РАН (г. Владивосток), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья, Таджикского государственного университета (г. Душанбе), ЯНИГП Центрального научно-исследовательского геологоразведочного института (г. Мирный, Якутия), Института геологических наук им. К.И. Сапгаева (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), Уральской государственной горно-геологической академии (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 Supérieure des Techniques Avancées (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), Красноярского научно-исследовательского института геологии и минерального сырья (г.

Красноярска). 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 ДЮ 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, Китайского геологического университета (г. Ухань, Китай) и др.

Работа симпозиума проходила в течение четырех дней одновременно по 19 секциям. Уникальность этого симпозиума состоит в том, что он проходит по всем фундаментальным научным направлениям геологического профиля, по методам поисков и разведки всех полезных ископаемых, технологии и техники их разведки, разработки и добычи, а также по экологическим проблемам и комплексному использованию минерального сырья, природоресурсного права и экономики минерального сырья. Участвуют в симпозиуме обычно 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 и разработки нефтяных и газовых месторождений, геоинформационных систем в науках о Земле, нефтегазопромышленного оборудования, технике и технологии разведки месторождений полезных ископаемых, добычи, транспорта и хранения нефти и газа, бурения скважин, горного дела, геоэкологии, гидрогеоэкологии, инженерной защиты окружающей среды, комплексного использования минерального сырья, горного и природоресурсного права, а также проблемы экономики минерально-сырьевых комплексов России и стран СНГ. На круглом столе были рассмотрены также вопросы научно-исследовательской работы молодежи в условиях современного образовательного процесса в вузах России: опыт традиции, новые формы, проблемы, перспективы. Для участников, делающих доклады на английском языке, работала специальная секция.

XIV Международный симпозиум открыл проректор-директор Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, профессор А.К. Мазуров. Перед участниками симпозиума на открытии каждой секции выступали, как всегда, ведущие ученые, которые осветили проблемы и перспективы развития науки в XXI веке по каждому из 19-ти научных направлений секций. Доклады ученых опубликованы в сборнике научных трудов.

Научный уровень докладов по представленным на симпозиум материалам очень высок, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляет собой принципиально новые открытия. Представленные результаты лучших научных работ молодых ученых чрезвычайно актуальны, отражают исследования, как в области фундаментальных наук, так имеют и важное прикладное значение и при дальнейшей научной разработке могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней. 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.

Главными рабочими языками на симпозиуме являлся русский и английский. Поскольку часть докладов участников делалась на английском языке, то для них работала специальная секция – «Геология и нефтегазовое дело», на которой было представлено 82 доклада. На открытии данной секции выступил представитель Британского Совета – Harriot Watt University

Среди молодых участников симпозиума был проведен конкурс на лучший доклад по каждой из 19 секций. Лучшие из них несли новую научную идею, или конструкторскую мысль, имеющие и теоретическое, и прикладное значение. К примеру, значительной научной новизной отличался доклад студента ТПУ А.В. Епихина (секция «Бурение нефтяных и газовых скважин») и «Технология и техника разведки МПИ»), который в своих исследованиях, анализируя полученные им ранее экспериментальные результаты, определил наиболее вероятные

причины возникновения электрических токов, протекающих через породоразрушающий инструмент. Он определил, что это явление связано с механоэмиссией электронов, термоэлектронной эмиссией, с образованием и разрушением двойного электрического слоя на контактах долото-горная порода и долото-буровой раствор (пластовый флюид). Кроме того, он установил способы разделения и изучения особенностей каждого механизма на созданной им экспериментальной буровой установке, в которой реализован новый метод записи электрических токов, протекающих через породоразрушающий инструмент. Аспирантом ТПУ Н.Е. Горшениным, научным сотрудником М.Ю. Журковым, студентами А.М. Степановым и С.В. Шацем высказаны оригинальные идеи по конструированию специальных буровых снарядов и выбору параметров при бурении скважин, особенно при скважинной гидродобыче, разведке угольных месторождений, выщелачивании урана. Особенно большой интерес вызвала разработка авторами В.Д. Важовым, С.Ю. Дацкевичем, М.Ю. Журковым и др. принципиально новой электроимпульсной буровой установки с погруженным источником высоковольтных импульсов (НИИ высоких напряжений ТПУ и Норвежский технологический университет). Студентом ТПУ А.В. Ковалевым были доложены результаты разработки новой технологии разрушения горной породы на забое скважины с применением принципиально нового гидромониторного бурового долота эжекторного типа, работающего на двухфазной жидкости с порошком высокоабразивного материала рэлита. Это совершенствование предполагается осуществить путем повышения дальности струи двухфазной жидкости за счет подавления в камере смешения долота турбулентного режима течения, возбуждением в ней ультравысоких колебаний. Большой интерес вызвал доклад ассистента Тюменского государственного нефтегазового университета А.А. Хлуса, посвященный усовершенствованию конструкций одношарошечного долота. Автором выполнена большая работа по математическому моделированию работы долота на забое, которое позволило найти оптимальную геометрию долота, позволяющую оптимизировать процесс разрушения горной породы. Рассмотрены также вопросы совершенствования технологии изготовления таких долот. Показано, что применение этих долот наиболее эффективно при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин.

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 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 разведке рудных и нефтегазовых месторождений. Большой интерес на секции геофизических методов поисков и разведки МПИ, в частности, вызвала научная работа студента ТПУ С.А. Попова, посвященная моделированию процессов генерации и эмиграции углеводородов природных нефтегазовых систем, оценке начальных геологических ресурсов южной части Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Автором предложена модель нафтидогенеза на исследованной территории. Ее достоинства – применение современного физико-математического аппарата и учет при постановке и решении задачи важнейших современных представлений о нефтегазообразовании в осадочных бассейнах. Это позволило автору выполнить моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов на всех ключевых этапах геологического и термодинамического развития недр и предложить в определенной степени оригинальный алгоритм количественной оценки начальных ресурсов углеводородов. Выполненное автором исследование позволяет лучше понять главные особенности процессов нефтегазообразования на северо-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и может быть использовано как возможный вариант методической основы для подобных исследований в других районах севера Западно-Сибирской провинции. Научный и практический интерес имеют и работы других авторов, ведущих геофизические исследования. Так, НИР аспиранта ТПУ М.Н. Гаврилова: «Анализ структуры физических полей Ийско-Тагульской площади с применением геоинформационных технологий» впервые позволяет провести систематизацию рудопроявлений, связанных с разноформационными базит-гипербазитовыми массивами; выявить закономерности локализации рудоносных базит-гипербазитовых массивов в физических полях и выявить основные геофизические критерии Cu-Ni оруденения на исследуемой площади и в подобных регионах, что позволит автору разработать оптимальную методику прогнозирования Cu-Ni оруденения. Интересна и научная работа Ю.С. Иванова, студента Новосибирского государственного университета: «Анализ активизированных долгоживущих нуклидов в донных отложениях озера Хубсугуя методами нейтронно-активационной гамма-спектрометрии».

При минералогических, петрографических, литологических и металлогенических исследованиях использовались такие новейшие методы, как атомная абсорбция, нейтронная активация, эмиссионный спектральный анализ, микрондовый анализ на микроанализаторе, исследования на импульсном оптическом спектрометре, получение ИК-спектров поглощения стекол в коротковолновой области, рентгеноструктурные исследования типохимизма минералов, моделирование минералообразования по методикам М.Б. Букаты, изотропно-геохимические исследования, изучение обогатимости кварцитов посредством аэрохимической очистки с ультразвуковым воздействием, исследования на основе лазерной томографии, электронный, кристаллооптический, фотолуминесцентный анализы, метод осколочной f-радиографии, оригинальные методики расчета количества керогена типа-II по результатам ядерно-геохимической аналитики пород, методики выявления зон флюидомиграции с использованием литогеохимических и петрографических анализов пород с использованием ГИС-технологий, методов физико-химического моделирования с применением программного продукта «HydroGeo», сканирующие электронные микроскопы, микроанализаторы, методы изучения кристаллохимии минералов и хромофоров элементов в минералах с помощью метода абсорбционной оптической спектроскопии, ИК-спектроскопии, рентгенофлуоресцентного анализа и др. При геохимических исследованиях широко применялись

уникальные возможности исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. Интерес представлял, в частности, доклад аспиранта Томского государственного университета Ю.В. Аношкиной: «Разработка методики определения рассеянных элементов в геологических образцах методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой». В представленной работе автором решена проблема определения тугоплавких элементов в геологических образцах. Разработанная ей и ее коллегами методика позволяет практически полностью переводить анализируемые пробы, в том числе, тугоплавкие элементы, в водные растворы. Чувствительность метода достаточно высокая, поэтому для проведения анализа требуются небольшие навески (не более 0,1 гр.), что важно для тонких геологических исследований, где количество материала ограничено. Достоверность разработанной методики была подтверждена другими методами в различных лабораториях. Были рассчитаны погрешности по различным критериям. Научную новизну и практическую значимость несет также доклад магистранта ТПУ Ф.С. Прокопьева по теме: «Разработка методики автоматизированной обработки геохимических данных, отобранных по потокам рассеяния средствами геоинформационных систем». На данном этапе в геологии не существует подобной программы, представленной автором. Актуальность ее состоит в том, что геохимические поиски месторождений по потокам рассеяния являются одними из пилотных методов оценки исследуемой территории на перспективность наличия месторождений, но обработка результатов таких исследований сегодня затруднена из-за большой трудоемкости обработки полученных данных. Автором предложен автоматизированный вариант обработки данных. Интересны также доклады Л.В. Бельской: «Изучение микроэлементного состава патогенных биоминералов методом РФА-СИ» (Омских государственный университет); Ю.В. Семеновой (Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН г. Иркутск): «Изотопный состав стронция и источники вещества метасадочных пород аккреционных комплексов Восточного Забайкалья». Интересны и другие работы молодых исследователей в данном направлении.

На секции «Месторождения полезных ископаемых» лучшие доклады содержат результаты теоретических и экспериментальных исследований эффективности применения методов и технологий: методы геолого-математического моделирования; изучение типоморфных свойств минералов, метод криометрии для изучения солевого состава растворов газовой-жидких включений в минералах; Аг-Аг метод для определения возраста отложений; современные методы определения содержаний химических элементов (атомно-абсорбционный, рентгено-флуоресцентный, нейтронно-активационный); метод электронного парамагнитного резонанса для оценки структурной упорядоченности минералов; микротермометрический метод с использованием микротермостойкого ТНMSG-600 (Linkam) для исследований флюидных включений; метод натяжного сплайна в программном пакете ArcGis; геомикробиологические методы (снегомерная, почвенно-грунтовая, водномикробиологическая съемка) с дистанционными структурно-геоморфологическими, структурно-гидрогеологическими методами. Используются современные приборы и программные средства: микротвердомер ПМТ-3М, атомно-абсорбционный спектрометр фирмы Varian, рентгено-флуоресцентный спектрометр Innov-X50; микроскоп исследовательского класса Axio Imager.A2m, микроскоп-спектрофотометр МФУ-К, программный продукт Micromine, программный продукт ArcGis.

Среди представленных докладов интересен доклад К.О. Аленберга, магистранта ТПУ: «Вещественный состав метасоматических образований на Кахтарминском барит-флюорит-полиметаллическом месторождении (Красноярский край)». В данной работе приведены результаты изучения измененных пород рудовмещающих толщ, состава, зональности метасоматитов. Сделаны выводы о химизме процессов изменения вмещающих пород, дана подробная геологическая характеристика месторождения и приведены сведения о минеральной составе и фациальных условиях отложения рудных минералов. В результате петрографо-минераграфического изучения метасоматитов Кахтарминского месторождения были выделены кварц-серицит-хлоритовые, карбонат-серицитовые, карбонат-гидрослюдистые подтипы метасоматитов, что позволило отнести их к березитовой формации. Выявленные особенности околорудного метасоматоза позволяют сделать оценку промышленной значимости месторождения. Разработаны метасоматические и минералогические критерии поисков аналогичного оруднения в регионе. Интересны также доклады Д.В. Зелинского, магистранта Томского государственного университета: «Возможность применения скважинной гелиевой съемки для поисков активных текущих запасов нефти на Южно-Ягунском месторождении (г. Когалым)» и А.Л. Тимкиной «Изменения физико-химических параметров флюидов с глубиной при формировании Васильковского золото-сульфидно-кварцевого месторождения (Казахстан) по результатам исследования флюидных включений» (Институт геологии и минералогии СО РАН, г. Новосибирск). Интерес представляют и другие доклады.

По научному направлению региональной геологии, палеонтологии и стратиграфии авторами продемонстрированы новейшие компьютерные технологии и, в частности, ГИС-технологии, в том числе новейшие программы, позволяющие обрабатывать аэрофото- и космоснимки с последующим прогнозом. При исследованиях использован кластерный, палеонтологический, математический, а также классический методы исследований. 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, определение абсолютного возраста пород, палеонтологических реконструкций при прогнозировании месторождений. В частности, интерес представляет одна из лучших работ Р.Р. Габдрахманова, студента Казанского государственного университета: «Литолого-минералогический состав пород уржумских отложений Казанско-Чебоксарского типа разреза по данным исследований шлифов и спектров ЭПР», в которой подчеркивается, что на основе традиционных литолого-минералогических методов используется метод электронного парамагнитного резонанса (ЭПР), позволяющий отличать слои с повышенным содержанием железа, марганца и кремнезема. Таким образом, становится возможным выделять морские и лагунные отложения, в частности бассейны повышен-

ной солености, и отличать нормально-морские фации от лагунно-континентальных, то есть реконструировать седиментационную историю уржумского горизонта, определяемую трендом доминирования континентальных обстановок над переходными и морскими. Расчленение стратотипического разреза уржумского яруса с применением метода ЭПР был применен впервые. В работах студентов ТПУ Ю.С. Мельник, А.Е. Ялова, Ю.А. Утеговой обнаружены и описаны новые палеонтологические находки, позволившие обосновать выделения стратиграфических подразделений юга Сибирской платформы и Северо-Запада АССР.

При гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях были применены методы и методики гидродинамического и гидрогеохимического моделирования, основанных на использовании компьютерных технологий, а также современных методов изучения ВРОВ (хромато-масс-спектрометрия) и исследования вод, применено более совершенное оборудование для исследований геологической среды (применение MP3-плеера в качестве устройства регистрации и хранения необходимой информации), использован квалитетрический метод при оценке климато-курортологического потенциала, 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 магистранта ТПУ А.В. Пашагина на тему: «Геохимия вод родников долины реки Хемчик и группы источников «Чойган» (Республика Тыва)», в котором автором на новом уровне исследован состав вод с применением масс-спектрального метода с индуктивно-связанной плазмой и газовой хроматографии при изучении газового состава вод. Автором для выделения водорастворенного газа применен оригинальный способ вакуумной дегазации проб воды. Это позволило автору получить новые данные о микрокомпонентном составе вод, о распространенности радиоактивных и редкоземельных элементов и выявлению специфики микрокомпонентов в ультрапресных радоновых, пресных углекислых и сероводородных водах. Автор с новых позиций подошел к вопросу выделения геохимических типов вод, используя геохимическую классификацию по степени равновесия вод с вторичными минеральными фазами, им раскрыты новые аспекты механизма формирования геохимических типов вод. Для выяснения условий формирования состава вод автором проведены нестандартные для гидрогеологии расчеты равновесия вод с алюмосиликатными и карбонатными породообразующими минералами и вторичными образованиями, возникающими в процессе развития системы вода-порода. И, наконец, автором рассмотрены современные принципы моделирования и применено моделирование условий формирования гидрокарбонатных натриевых вод. Интересен также доклад аспиранта ТПУ К.К. Кузеванова: «Анализ геохимических особенностей подземных вод палеогеновых отложений Томской области методами ГИС-технологий», в котором отмечается, что в связи с всевозрастающей техногенной нагрузкой на территорию юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна вопрос о гидрогеохимических особенностях подземных вод палеогеновых отложений, активно использующихся для организации централизованного водоснабжения, приобретает все большую актуальность. В работе с использованием ГИС-технологий приводится подробный анализ пространственной изменчивости гидрогеохимических показателей палеогеновых отложений, отмечается, что геохимия вод комплекса палеогеновых отложений подчиняется общей ландшафтно-климатической зональности. На основании анализа природного качества подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения, с учетом распространения в них нежелательных компонентов, подлежащих удалению, проведено районирование территории области по необходимым видам водоподготовки и рекомендованы наиболее приемлемые для местных условий технологические схемы. На карте районирования выделяются 6 категорий территории. Полученные результаты могут быть использованы в качестве рекомендации для организации водоснабжения различных потребителей. Интересны также и другие доклады по этой секции.

При исследовании 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 статического анализа данных и т.д.), в том числе новейшее программное обеспечение SENEX, W-Seis, GeoSeism, Surfer и GridMaster, позволяющие реконструировать тектоническое строение малоизученных территорий. 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, термобарический и геохимический методы реконструкции палеогидрогеохимических условий развития осадочных отложений, методы термостимулированной люминесценции грунтов при поисках месторождений нефти и газа, компьютерное моделирование залежей углеводородов с использованием трехмерных моделей, зарубежные и отечественные программные комплексы по моделированию истории формирования современных структур и прогноза нефтегазоносности месторождений углеводородов. В представленных молодыми учеными и студентами докладах рассмотрены вопросы геологического строения и нефтегазоносности Западно-Сибирской, Днепрово-Принятской, Прикаспийской, Волго-Уральской акватории северных морей и других нефтегазоносных провинций. Авторами проведена оценка перспектив нефтегазоносности новых территорий востока Томской области, акваторий северных морей (Баренцева моря, Карского моря и моря Лаптевых). В данном направлении интерес представляет доклад научного сотрудника Тюменского государственного нефтегазового университета А.А. Забоевой: «Методика создания концептуальной седиментационной модели на основе сейсмических данных», в котором был предложен для изучения покурских отложений новый алгоритм исследований, включающий проведение фациального анализа, создание куба пористости по сейсмическим данным, вариогранный анализ на основе полученного куба пористости, комплексный анализ керновых данных,

электрометрический анализ по особенностям кривой ПС, анализ особенностей распределения пористости, восстановления условий осадконакопления, прогнозирование распространения осадочных тел и коллекторских свойств, на основе которого были даны аргументированные рекомендации по созданию 3D геологической модели. Интересен также доклад аспиранта ТПУ М.Е. Мартынова: «Интерпретация результатов гидродинамических исследований в неоднородных пластах». Работа посвящена построению концептуальной модели геологического строения пласта на основе результатов интерпретации гидродинамических исследований объектов в эксплуатационной колонне скважин на неустановившемся режиме фильтрации. Методом подбора адекватных моделей пласта и их сопоставления с фактическими данными исследования автором определены достоверные фильтрационные параметры пласта-коллектора, выбрана концептуальная модель строения пласта-коллектора, а также даны рекомендации по ограничению забойных давлений в добывающих скважинах. Большой интерес также вызвал доклад инженера Центра профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ и Шотландского университета Heriot-Watt (Великобритания) Е.Н. Главной: «Сравнительный анализ методик определения анизотропии горизонтальной проницаемости», который посвящен определению и анализу анизотропии горизонтальной проницаемости, установлению масштаба проявления анизотропии, методикам определения параметров анизотропии на различных уровнях и проведению сравнительного анализа полученных результатов. В качестве методов исследования применялись палеофациальные реконструкции по пространственно ориентированному керну с использованием микроскопических и палеомагнитных исследований, индикаторные исследования скважин. Даны рекомендации для определения анизотропии в зависимости от стадии разработки месторождения. Научный и практический интерес имеют и многие другие доклады в данном научном направлении.

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, математические модели для описания процесса теплообмена в скважине между трехфазным флюидом и погружным оборудованием для добычи нефти. 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. 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, предложен новый оригинальный способ и материалы для ликвидации утечек в колонне насосно-компрессорных труб, новый метод оптимизации согласованных систем добычи и сбора нефти. 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 повы-

шения успешности и прогнозирования эффективности проведения гидроразрыва пласта; 5) вопросы конверсии попутных нефтяных газов в высокооктановые бензины на цеолитных нанокomпозитных катализаторах; 6) влияние ультрафиолетового облучения цеолитных нанокomпозитных катализаторов на выход и селективность образования жидких углеводородов. В одном из лучших докладов А.А. Халиуллина, студента филиала Тюменского государственного нефтегазового университета (г. Нефтеюганск), отмечается, что эффективность кислотных обработок призабойных зон пласта (ПЗП) в значительной мере зависит от степени очистки этих зон от продуктов реакции. Для нефтяных месторождений, находящихся в заключительной стадии эксплуатации, целью промывок после кислотных обработок является не только удаление продуктов реакции, но и загрязняющих пласт веществ. Для адресного воздействия кислотного раствора на выбранную часть пласта используют отклоняющие составы с целью блокирования традиционно принимающих интервалов и перенаправления кислоты в слабопроницаемые участки. В качестве отклоняющих составов используются водонефтяные и нефтекислотные эмульсии, растворы полимера в кислоте. Время промывки скважин с целью удаления из пласта продуктов реакции и загрязняющих веществ определяется приблизительно исходя из объема закаченного кислотного раствора и дебита (приемистости) скважины на момент начала ее эксплуатации. Такой подход оказывается либо неоправданно завышенным, что сопровождается увеличением времени обработки и ее удорожанием, отодвигает время ввода скважины в эксплуатацию, либо оказывается недостаточным для полного удаления продуктов реакции и загрязняющих веществ, что снижает потенциальную послеремонтную производительность скважин, уменьшает межремонтный период ее эксплуатации. С целью устранения этих недостатков предлагается гидродинамическая модель адресной промывки скважин после кислотного воздействия с использованием струйного насоса. В основу этой модели положен метод оценки дебита скважины, гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта. Большой интерес представляет доклад аспиранта ТПУ А.С. Медведева: «Получение высокооктановых бензинов марок «Евро-4 и -5» из прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокomпозитных катализаторах». Автором на основе проведенных исследований установлено, что возможно превращение прямогонных бензинов газового конденсата в высокооктановые бензины на цеолитных катализаторах, модифицированных различными наноразмерными частицами металлов – W, Mo, Zn и Cu. В докладе А.В. Иванова, магистранта ТПУ: «Симулятор двухфазной фильтрации в упругом пласте» представлена разработанная автором на основе информационных технологий методика расчета фильтрации флюидов в пористой среде, что дает возможность прогнозировать и контролировать процесс разработки углеводородных месторождений с большой для практики точностью. Несомненный интерес имеют и многие другие доклады секции.

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.

Одним из лучших докладов по данному направлению являются доклад аспиранта ТПУ А.В. Жилина: «Новое поколение средств технической диагностики системы электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов». Автором создан оригинальный метод технической диагностики системы электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов, позволяющий определять как недопустимо высокую скорость коррозии с одной стороны, так и недопустимо высокую степень наводороживания стенки трубы при различных потенциалах катодной защиты, измеряемых на трассе действующих подземных стальных трубопроводов. В процессе исследования автором разработан и запатентован аппаратно-программный комплекс, позволяющий количественно определять режимы катодной защиты, а также оценивать степень электролитического наводороживания стенки трубы. В состав комплекса входят специальный коррозионно-индикаторный зонд, полярограф и программное обеспечение «ТА-Коррозия». С помощью этого комплекса были проведены длительные исследования коррозионного поведения трубных сталей в нейтральных и слабощелочных грунтах в лабораторных и трассовых условиях. Данный комплекс позволяет в экспрессном режиме на трассе нефтегазопровода количественно определить остаточную скорость коррозии и степень электролитического наводороживания при различных потенциалах катодной защиты и принять соответствующие меры. Кроме этого интерес представляет доклад студента ТПУ Д.В. Федина «Повышение эксплуатационной надежности промыслового трубопровода путем комплексного применения внутритрубной очистки и ингибирования». Интересны своей новизной и практической значимостью и другие доклады по данной секции.

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 явле-

ний, 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. Например, в работе В.Н. Карповича, магистранта ТПУ, 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. Автору удалось смоделировать напряженно-деформационное состояние монтажных швов вертикального стального резервуара (РВС) в программном комплексе ANSYS®Workbench Simklation. В его работе тщательно проработан вопрос об оптимальном угле шва и предложен новый способ монтажа РВС из криволинейных листов. Одним из лучших докладов был признан доклад А.Ф. Бархатова, студента ТПУ: «Разработка датчиков, приборов и методов оценки коррозионной активности грунтов для повышения эффективности катодной защиты на стадиях проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов». Новизна его состоит в том, что в системах защиты трубопроводов он предлагает 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 отличаются от известных типа ДК1Ц, ДН1 (ООО «ВНИИГАЗ») низкой стоимостью, пригодностью для оперативных измерений, существенно расширяют перечень контролируемых факторов, влияющих на коррозию (более функциональны), малогабаритны, устанавливаются в грунт с помощью зонда вручную без рытья шурфа. Научная новизна методики определения коррозионной активности грунта основана на разделении измеряемых величин тока или потенциала на временную, стационарную и случайную составляющие, что позволяет определять удельное сопротивление грунта, рН 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. Интересны и другие доклады в этом направлении.

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. Были рассмотрены интересные конструкторские разработки, разработан ряд современных информационных технологий изучения геомеханических процессов, происходящих в горных выработках; в исследованиях используются вычислительные алгоритмы математической модели и программные средства. В частности, магистрантом Пермского государственного технического университета Т.А. Бикмаевой, разработана математическая модель метода прогноза газодинамических явлений из почвы горных выработок при очистной выемке карналитового пласта в условиях Верхнекамского месторождения калийных солей. На основе разработанной автором математической модели и анализа комплекса геологических показателей, решающих правила прогноза, создается возможность получить оценку опасности по газодинамическим явлениям конкретного участка шахтного поля. В математической постановке получение решающего правила сводится к определению конечного набора горно-геологических параметров, их интервалов, значений, присущих как опасным, так и неопасным по газодинамическим явлениям зонам, а также нахождению наиболее эффективных статистических процедур. В научной работе А.Ж. Имашева, магистранта Карагандинского государственного технического университета (Республика Казахстан): «Образование трещиноватости вокруг горной выработки» при изучении геомеханических процессов, протекающих в окрестности проведенной выработки, автор использовал модель, в которой учитываются не только упругие свойства горных пород, но и запредельное условие деформирования горных пород. Совокупность трещин и контактов слоев пород в массиве образует пространственную ослабляющую решетку, это в значительной мере определяет свойства горных пород и поведение массива вокруг горных выработок. В результате математического моделирования автором решена задача по определению зоны трещиноватости вблизи горной выработки не только в пространстве, но и во времени. Полученные данные в результате математического моделирования позволяют разработать рациональные паспорта крепления выработки и ее параметры на любой срок службы выработки после ее

проведения. При использовании анкерной крепи данная программа дает возможность определить оптимальную длину анкера для поддержания выработки.

В процессе исследования геоэкологических проблем и охраны 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 и т.д. Вся тематика научных экологических докладов на секции проходила по четырем направлениям: 1) общие геоэкологические проблемы планеты и территорий; 2) общие экологические проблемы и биотехнологии; 3) эколого-геохимические проблемы; 4) радиоэкология; 5) гидрогеоэкология. Научный и практический интерес по данному направлению, в частности, представляет собой научная работа аспиранта ТПУ Т.Н. Игнатовой на тему: «Влияние геохимической специфики региона на накопление химических элементов в золе организма человека». В докладе представлены результаты определения геохимической специфики биопсийного материала органов и тканей человека, а также золы организма человека в Западно-Сибирском и Южном регионах. Выявлены закономерности накопления радиоактивных и редкоземельных элементов в органах и тканях людей, проживающих в Западно-Сибирском и Южном регионах. Научное и прикладное значение имеет также доклад студентки ТПУ Е.А. Филимоновой на тему: «Вещественный состав пылеаэрозолей в зонах воздействия промышленных предприятий (на примере г.Томска)». В докладе представлены результаты исследования минералого-геохимической специализации атмосферных пылевых выпадений в зоне воздействия промышленных предприятий на человека в г.Томске (топливно-энергетический комплекс, предприятия стройиндустрии, нефтехимическое производство). Изучена динамика поступления техногенной пыли с комплексом редких, редкоземельных, радиоактивных элементов, макроэлементов, тяжелых металлов, Вг, Аи, Аг в зоне воздействия промышленных предприятий в зимние сезоны 2008 и 2009 гг. и ее последствия на здоровье человека. Одним из лучших докладов в области гидрогеоэкологии признан доклад студентов Казанского государственного университета Н.А. Курлянова и З.Г. Файзрахмановой: «Возможные пути разрешения проблемы качества хозяйственно-питьевого водоснабжения крупных городов (на примере г.Казани)». Интересны также доклады Р.К. Ильясова, студента Башкирского государственного университета (г.Уфа): «Применение ГИС-технологий при проведении геоэкологических исследований на примере г.Уфы»; доклад А.В. Масленниковой, аспиранта Московского государственного университета им. М.В.Ломоносова: «Оценка потоков загрязнения донных отложений водотоков после реконструкции Московской кольцевой автодороги (МКАД)»; доклад А.А. Гальцева, старшего преподавателя Сахалинского государственного университета: «Влияние ледового покрова Охотского моря на функционирование нефтегазового комплекса Сахалинской области»; доклад Н.Е. Яцечко, научного сотрудника, Ю.Л. Паукова, студента Днепрпетровского национального университета (Украина): «Влияние техногенного загрязнения на формирование микроэлементного состава подземных вод и пород Западного Донбасса»; доклад Я.С. Липиной, А.В. Крупского, научных сотрудников Института горного дела Дальневосточного отделения РАН (г. Хабаровск): «К вопросу оценки уровня загрязнения тяжелыми металлами водного объекта с территории хвостохранилища «Солнечного Гока» и многие, многие другие.

В научных работах, связанных с комплексным использованием различных видов сырья, в процессе исследований применялись такие современные методы исследования, как рентгенофлуорисцентный анализ, электронная сканирующая микроскопия, комплексно-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 ТПУ Н.А. Кузнецовой на тему: «Получение пеностеклянных теплоизоляционных материалов на основе золошлаковых отходов тепловых станций». Вопросы переработки и утилизации техногенных отходов являются актуальными как с точки зрения опасного загрязнения окружающей среды, так и рационального использования их как альтернативного источника сырья. К группе крупномасштабных, занимающих большие площади отвалов, требующие значительных эксплуатационных затрат на содержание, относятся золошлаковые отходы тепловых станций. В мировой и отечественной практике разработано достаточное количество составов и технологий получения материалов на основе данного вида отходов. В России практическое внедрение разработок осложняется отсутствием специальных способов подготовки отходов, позволяющих доводить их до товарного вида и устранять нестабильность химического состава. Н.А. Кузнецова предложила принципиально новую возможность использования золошлаковых отходов ГРЭС г. Томска в качестве компонента шихты для получения пеностеклянных материалов по низкотемпературной технологии (не более 900 °С). Полученный автором материал может применяться для изоляции конструкции зданий, сооружений, промышленных установок, трубопроводов и холодильников, для строительства дорог в сложных гидрогеологических условиях. Интересны также доклады студентов А.В. Макшанина и А.В. Бажитова (Сибирский Федеральный университет г.Красноярска): «Агломерационная флокуляция как способ повышения извлечения золота из техногенного сырья»; Р.В. Богомякова, младшего научного сотрудника Института горного

дела Дальневосточного отделения РАН (г.Хабаровск): «К вопросу комплексного использования отходов распыльной золотодобычи»; Д.А. Томчакова, Н.В. Тонкова: «Оценка перспективности использования биотехнологических методов при обогащении золотосодержащих руд Украинского щита» (Днепропетровский национальный университет, Украина). Научную и практическую значимость имеют и другие доклады.

В секции «Геоинформационные системы в науках о Земле» представлены доклады актуально ориентированные на решение прикладных вопросов и проблем в геологии. Авторы продемонстрировали оригинальность научных идей, нестандартный подход к решению поставленных задач с использованием современных геоинформационных технологий: ArcGis, Easy Trace, Erdas, Datamine Studio 3, ROXAR и др. В научном и практическом плане интересен доклад В.Д. Покровского, магистранта ТПУ: «Схематизация гидрогеологических условий микрорайона Черемошники (г.Томск) для гидродинамического моделирования». В докладе автором изложен материал самостоятельной работы, выполненной для обоснования численной модели количественного прогноза процессов техногенного подтопления микрорайона Черемошники г. Томска. Показаны приемы обработки большого объема архивных данных по изучению подтопления средствами геоинформационных систем. Раскрыты особенности создания электронной геологической модели области фильтрации. Использованы материалы современных геофизических исследований для расчленения разреза и оценки единовременного уровня подземных вод. На основе геоэлектрических разрезов создана конечно-разностная сетка области фильтрации для численного моделирования, определены граничные условия средствами ПК GMS. Численная модель подготовлена для выполнения прогнозного моделирования. Для уточнения модели методом подбора параметров предполагается использовать данные по уровням подземных вод за 2009 г. Интерес представляет также доклад студента ТПУ Д.Е. Выдрича на тему: «Геоинформационная система обеспечения геолого-съёмочной практики на учебном геологическом полигоне ТПУ (Хакасия)». В докладе представлены результаты разработки геоинформационной системы, предназначенной для использования в период проведения учебной геолого-съёмочной практики. Разработанная геоинформационная система отражает все основные моменты современного геолого-съёмочного производства и ее внедрение в учебную геолого-съёмочную практику несомненно повысит качество выпускаемых специалистов. Оживленные дискуссии и интерес вызвали и другие доклады на секции: доклад А.А. Гальцева, старшего преподавателя Сахалинского государственного университета, на тему: «Применение геоинформационных технологий для исследования ледового режима Дальневосточных морей России»; доклад Д.Е. Полиенко, студента ТПУ: «Проект создания космической системы мониторинга мировых геофизических явлений»; доклад А.С. Корниенко, А.В. Синченко, Т.Н. Нурмуродова, студентов Российского университета дружбы народов (г.Москва): «Моделирование карьерных откосов на основе лазерного и геотомографического сканирования». Интересны и многие другие доклады данного направления.

В секции экономики минерального сырья и горного права представляет интерес доклад Р.Р. Гайнутдиновой, студентки Уфимского государственного нефтяного технического университета: «Введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов как этап реформирования системы налогообложения нефтепользования». Интересны также доклады студентки ТПУ Т.Ю. Жаровой: «Анализ экономической эффективности внедрения технологий утилизации попутного нефтяного газа на промыслах Томской области» и доклад студентки ТПУ Е.С. Зеленовой: «Ценообразование на бензин и дизельное топливо в условиях РФ». Интерес представляют и многие другие доклады.

На «круглом столе» руководитель ОНИР студентов и молодых ученых ИПР (ИГНД), доцент Г.М. Иванова рассмотрела с участниками симпозиума очень важную в современных условиях комплексную систему подготовки высокопрофессиональных творческих специалистов в рамках Национального исследовательского Томского политехнического университета, особо остановившись на вопросах традиции, современности, проблемах и перспективах. Поиск новых форм организации работы молодёжной науки, обмен опытом в современных условиях сегодня очень актуален. Развитие инновационной деятельности, создание непрерывного цикла от генерации идей до производства наукоемкой инновационной продукции потребовало и новый подход, и совершенствование форм работы с молодёжью в научной сфере, ростки которой уже заложены и существуют в ТПУ. Об этом было озвучено в докладе аспирантов ТПУ Е.Л. Мещеряковой и С.В. Онучина: «Об опыте деятельности Молодёжного научного объединения (МНО) «Union Petroleum Up», работающем в тесном содружестве с академической наукой, в частности, с СО РАН (г. Томск, г. Новосибирск). Опыт организации молодёжного инновационного предприятия «Нефтьинвент» и завода сварочной техники, организованных самими студентами, был освещен в докладе их создателя, магистранта ИПР (ИГНД) ТПУ А.В. Кокорина. На «круглом столе» говорили о создании модели лингвистического инкубатора, о совершенствовании студенческой научно-исследовательской лаборатории «ЛУЧ» на базе Инновационного научно-образовательного Центра ИПР (ИГНД) ТПУ «Урановая геология» и т.д. и т.п.

Авторы научных работ на XIV Международном симпозиуме студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» – 2010 в своих докладах, как правило, продемонстрировали владение самыми современными методами научных исследований.

В процессе работы симпозиума на секциях были использованы современные технические средства демонстрации научных работ: мультимедийный проектор, компьютерный проектор, ноутбук, графопроектор, программа для презентаций «Powerpoint», оверхед, демонстрационное средство «Лектор 2000», видеопроекторы, диапроекторы, оптические преобразователи в режиме Power Point, 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 сопровождались показом фильмов собственного производства.

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

В период работы симпозиума для участников была организована интересная культурная программа. Были проведены экскурсии по городу, в Сибирский ботанический сад (в отдел тропической и субтропической растительности), в музей редких и древних книг, в музей истории Томского политехнического университета, в музей-кабинет академиков В.А. Обручева и М.А. Усова, в библиотеку Томского политехнического университета, в Центр подготовки магистров в области нефтяного инжиниринга, созданного на базе Эдинбургского университета «Хериот-Ватт» (Великобритания) и Томского политехнического университета, в современное автоматизированное хранилище с лабораторно-аналитическим Центром. Гости симпозиума познакомились с учебными корпусами и лабораториями ИГНД ТПУ, с двумя Инновационными научно-образовательными Центрами ИГНД («Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Урановая геология»), оснащенными новейшим современным оборудованием на уровне мировых стандартов, с минералогическим и палеонтологическим музеями Томского политехнического университета, для гостей был показан фильм об истории, традициях и научных достижениях ИГНД ТПУ. На закрытии симпозиума гости-участники отметили высокий научный и организационный уровень проведения Форума.

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

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.

К открытию симпозиума был издан сборник научных трудов симпозиума, компьютерная копия которого в виде CD-диска была выдана всем участникам симпозиума. Объем сборника издан в виде монографии и составляет 1000 стр. (усл. печ. листов – 115.50, размер шрифта – Times New Roman 9) тиражом – 300 экземпляров, в твердом переплете с глянцевой обложкой.

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

Редакционная коллегия симпозиума выражает благодарность администрации Томского политехнического университета (ректор ТПУ, профессор П.С. Чубик; проректор по НР и И ТПУ, профессор В.А. Власов), Центру профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ (директор И.Н. Кошовкин), руководству Института геологии и нефтегазового дела ТПУ (директор ИГНД ТПУ, профессор А.К. Мазуров), финансовая поддержка которых способствовала публикации данного сборника. Данный симпозиум проходил при денежной поддержке выигранного организаторами гранта РФФИ.

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

ПОСВЯЩАЕТСЯ 65 – ЛЕТИЮ ПОБЕДЫ СОВЕТСКОГО НАРОДА НАД ФАШИСТСКОЙ ГЕРМАНИЕЙ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941-1945 ГГ.

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

ДЕСЯТИЛЕТИЕ XXI ВЕКА – ПОД ЗНАКОМ НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО УНИВЕРСИТЕТА!

П.С. Чубик, профессор, ректор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прошедший 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).



**Фото 1. Ректор ТПУ П.С. Чубик беседует
с Президентом РФ Д.А. Медведевым**

Победа в конкурсе Министерства образования и науки РФ на установление категории "НИУ" определила вектор движения вуза на ближайшие десять лет. Впрочем, перемены планируются столь разительные, что под знаком этого десятилетия пройдет 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, характеризуют: передовой уровень студенчества; передовые преподавательские кадры; передовое оборудование и оснащение, а также соответствующая высокая оценка со стороны общественности.

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

Злободневная ресурсоэффективность

Одним из ключевых факторов, снижающих конкурентоспособность российской экономики и негативно влияющих на уровень жизни населения России, 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 ресурсоёмких стран мира. Например, коэффициент полезного действия наших материальных ресурсов (если за 100 процентов брать мировой уровень) – 30 процентов, 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, и это 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, фундаментальных 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 лет из средств Федерального бюджета на развитие вуза поступит 1,8 миллиардов рублей. Нужно отметить, что за 2009 год в рамках программы уже было получено 250 миллионов, и эти средства пошли на самое новейшее техническое оборудование. Средства эти даются ТПУ для использования научно-образовательного потенциала университета, имеющиеся в университете 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, - это 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). Это:

- 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.

Все научные направления вуза ориентированы на 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 ведущие специалисты. Такая кооперация науки и образования – насущная потребность времени.

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

Первая задача. Создание системы подготовки высококвалифицированных специалистов для разработки и реализации ресурсоэффективных технологий.



Фото 2. Президент РФ Д.А. Медведев на выставке современных научных достижений Томского политехнического университета

двух научных школ, признанных в России и мире. Особое внимание будет уделяться привлечению молодежи к научной деятельности, международному научному сотрудничеству. Кроме того, в инновационном направлении в ТПУ будет создано свыше 40 новых предприятий – объектов интеллектуальной собственности вуза, обеспечивающих ежегодный прирост к 2018 году 300–450 новых рабочих мест.

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.

Вторая задача. Создание инфраструктуры научной и инновационной деятельности.

Развитие в вузе получают фундамен-

тальные и прикладные исследования, а также инновационная деятельность. На базе каждого института начнут работать не менее

Третья задача. Развитие в вузе высокопрофессионального 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.

Четвертая задача. Совершенствование системы управления университетом.

По максимуму будет оптимизирована организационная структура и 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. рублей. Кроме того, будет совершенствоваться система управления качеством образовательной и научной деятельности университета.

Перспективный путь развития ТПУ

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

На протяжении более чем ста лет главным принципом в подходах к обучению в Томском политехническом остаётся соответствие времени и востребованность политехников экономикой и обществом. Из стен вуза ежегодно выходит более трёх тысяч высококлассных специалистов. В 2009 году на одного выпускника очной формы обучения пришлось 1,75 заявки от работодателей, – распределение получил 91 процент молодых политехников. 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.



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

В ближайшие годы планируется реализовать полномасштабный переход от классической модели образования "на всю жизнь" к концепции образования "в течение всей жизни". Причём, 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. На новый уровень выйдет подготовка магистров, 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. Кадровая политика университета занята сейчас созданием условий, 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.

Во главу угла ставится научная деятельность. Создана система её мотивации, в частности, растут стимулирующие надбавки сотрудникам за вклад в научную репутацию вуза. Учёные, получившие результаты, отмеченные в мировом сообществе, 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 университета обеспечиваются самыми современными приборами и оборудованием, доступны мировые источники научной информации. 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 продукции с брендом ТПУ**

Большой рывок в плане технического оснащения ТПУ сделал в 2007 году, когда 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, пропустив вперед 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 политехника 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. В идеале такие предприятия начнут работу чуть ли не при каждой кафедре, и их продукция пойдёт на рынок с брендом ТПУ.

Оценка ТПУ со стороны мировой общественности



Фото 4. Лаборатория гидродинамики Инновационного научно-образовательного Центра подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа ИГНД ТПУ

Важнейшим результатом выполнения Программы развития станет создание на территории России значительного 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 рельсы, приобретают еще большее значение. Наличие в стране подобных научно-образовательных центров, каким и станет ТПУ, свидетельствует о серьезности претензий России на позиции лидера. И выгоды, которые они принесут, намного больше чисто экономического эффекта. Томский политехнический университет – это 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 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!

P.S.

Начавшийся 2010 год войдет в историю Томского политехнического под знаком судьбоносного для Томска и важного для всей России события. В стенах ТПУ Президент Дмитрий Медведев провел выездное заседание Комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики РФ, на котором особо подчеркнул необходимость избавить страну от "унизительной сырьевой зависимости". Томские политехники получили одобрение целого ряда своих инициатив, в частности, в направлениях разработок и внедрения новых ресурсоэффективных технологий, создания малых инновационных предприятий, формирования эндаумент-фонда ТПУ. Президент России публично пообещал сделать первый взнос из своей зарплаты в фонд на развитие НИУ и сделал его уже в марте.

Достигнуты договоренности по дополнительному финансированию ТПУ как национального исследовательского университета, технико-внедренческой зоны Томской области и нашего будущего центра науки, образования и инноваций. По результатам визита в Томск Правительством будут разработаны конкретные меры поддержки участия крупного бизнеса в реализации инновационных проектов. Томску уже обещан статус инновационного региона с некоторыми налоговыми преференциями.

**ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ
«РАЦИОНАЛЬНОЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ И ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ» (ПНР-1)**

А.К. Мазуров, профессор, директор ИГНД

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На протяжении всей истории развития мировой цивилизации заключенные в недрах полезные ископаемые являлись основой развития экономики. Ситуация в мире может развиваться более или менее устойчиво до тех пор, пока нет недостатка в сырьевой продукции и ее экспортерах; если же дефицит возникает, развитие экономики будут использовать любые способы защиты своих экономических интересов. Значительная территория России и особенности ее геологического строения определяют исключительную роль минерально-сырьевой базы нашей страны в отечественной и мировой экономике. Россия удовлетворяет почти четверть мировых потребностей в природном газе, 10% спроса на нефть, уступая по объемам ее экспорта только Саудовской Аравии, и занимает третье место в мире после Австралии и Индонезии по вывозу каменного угля, обеспечивая почти 12 % его продаж на мировом рынке. Однако необходимо отметить, что природные ресурсы не возобновляются и они исчерпаемы, поэтому главная задача – это комплексное и рациональное использование минеральных ресурсов. Здесь следует отметить несколько проблем:



***А.К. Мазуров, д.г.-м.н.,
профессор, директор Ин-
ститута геологии и
нефтегазового дела
НИГПУ***

Первая – глубина переработки нефти на российских предприятиях составляет всего 69.9 %, на зарубежных заводах величина этого показателя 85–90 % и выше. Увеличение этого показателя на 10 % будет равнозначно росту добычи на 20–25 млн т в год, что адекватно открытию среднего по объему запасов нефтяного месторождения. В природном газе содержатся в значительных количествах тяжелые углеводороды, которые являются ценнейшим газохимическим сырьем. Неполное извлечение их из природных газов приводит к тому, что значительная часть этого сырья сжигается или поступает на экспорт по цене энергетического газа. Кроме того недоизвлеченные пропан и бутан осаждаются на стенках газопроводов и затрудняют транспортировку газа. В России ежегодно сжигается на факелах, или на энергетические цели примерно 22 млрд. куб м

попутного газа, из которого ценное химическое сырье вообще не извлекается.

Вторая проблема – в последние 25 лет коэффициент извлечения нефти снизился с 42 % до 30 %. Эта опасная тенденция обусловлена двумя причинами. Во-первых, трудноизвлекаемые запасы уже составляют более 50 %, а при их отработке КИН всегда ниже. Во – вторых, утвержденные проекты разработки предусматривают традиционное заводнение залежей и не используют современные достижения науки в этой области.

Еще одна проблема связана с отходами горного производства. В целом в России накоплено около 85 млрд. т. горных пород и отходов переработки полезных ископаемых. Ежегодно они увеличиваются на 2.4 млрд. т. Кроме того, что это огромная экологическая проблема, эти отходы представляют промышленный интерес. Например, в хвостохранилищах ГМК «Норильский никель» накоплено свыше тысячи тонн платины и палладия; в хвостах обогащения уральских рудников содержатся сотни тысяч тонн меди и цинка, сотни тонн серебра, десятки тонн золота; в отвалах ферросплавных заводов концентрации хрома и марганца выше, чем перерабатываемых в настоящее время рудах.



***Фото 1. Занятие студентов – геологов в
петрографической лаборатории***

ные народным хозяйством, подготовка профессиональной элиты для национальной экономики.

Огромные ресурсы металлов содержатся в углях. Например, ресурсы золота в Переясловском месторождении превышают 196 тонн; ресурсы скандия в углях Черногорского месторождения 13800 тонн. Этого количества достаточно для обеспечения мирового потребления на десятилетия.

Актуальность проекта

Целью проекта, представленного Институтом геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета, является 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 товарные продукты, востребован-

Этапы выполнения проекта

2010 г.: развитие материально-технической базы решения задач ПНР-1, интеграция научного и образовательного процессов, начальный этап разработки новых технологий в области повышения ресурсоэффективности и рационального природопользования.

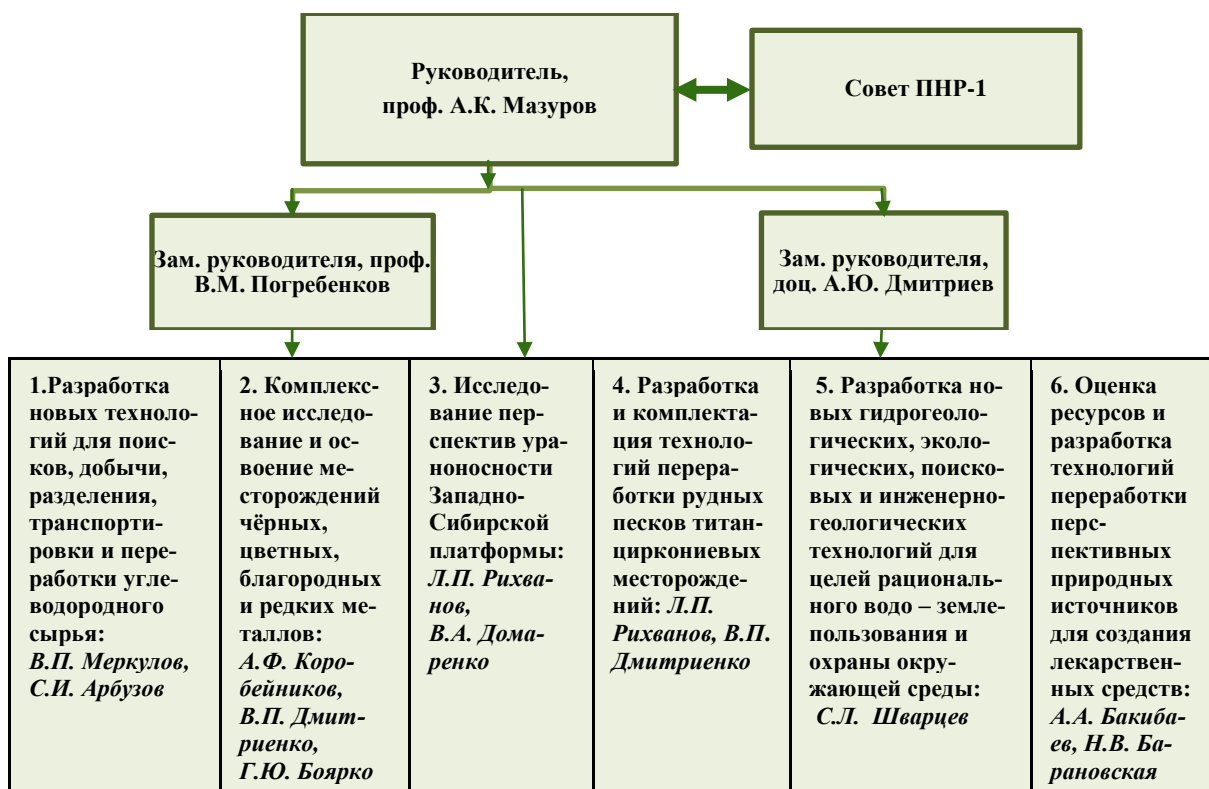
2010-2013 г.: активное включение в научный процесс студентов и магистрантов, подготовка кадров мирового уровня, создание научно-образовательного комплекса ресурсоэффективных технологий использования природных ресурсов. (Фото 1.)

2014-2018 гг.: реализация мероприятий в рамках АНО НИУ ТПУ.



Фото 2. Занятие в компьютерном классе в ЦППСНД ТПУ

Структура ПНР-1



Имеющийся задел для проекта

С 2001 г. в структуре ТПУ действует Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела).

Обучение в Центре проводится на основе магистерских программ университета Heriot-Watt (Шотландия) по трём направлениям: нефтяной инжиниринг; геология нефти и газа; геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа. (Фото 2).

Участники проекта в течение 2007-2008 гг.:

- выполнили целый ряд научных проектов, включая 13 проектов ФЦП, 26 проектов по грантам РФФИ, 14 международных научных проектов и т.д. с общим объемом финансирования более 150 млн. руб., в т.ч. 40 % – за счёт хозяйственных работ;

- приняли активное участие в реализации инновационной образовательной программы (ИОП) ТПУ в 2007–2008 годы в рамках приоритетного национального проекта «Образование».

В рамках ИОП создана международная научно-образовательная лаборатория «Нефтегазовая гидродинамика и теплообмен», два центра коллективного пользования, шесть научно-производственных центров, разработаны магистерские программы:

Геология, поиски и разведка руд редких и радиоактивных элементов.

Надежность газонефтепроводов и хранилищ.

Геолого-геофизические проблемы освоения месторождений нефти и газа.

Ожидаемые результаты

1.1 «Разработка новых технологий для поисков, добычи, разделения, транспортировки и переработки нефти, газа и угля»: будут разработаны трёхмерная модель очагов генерации углеводородов и зон нефтегазонакопления доюрских отложений Западно-Сибирской плиты, технологии поисков углеводородов на основе магнитных, радио- и гидрогеохимических исследований, технологии сбора и переработки легкого углеводородного сырья на цеолитсодержащих катализаторах, формирования активных центров на поверхности нанодисперсных катализаторов, усовершенствованы технологии бурения и вскрытия нефтегазоносных пластов, переработки золо- и шлакоотвалов. (Фото 3.)

1.2 «Комплексное исследование и освоение месторождений черных, цветных, благородных и редких металлов сибирского региона с применением современных технологий прогнозирования и поисков,

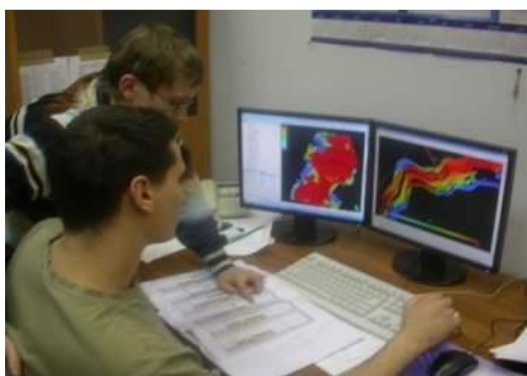


Фото 3. Моделирование очагов генерации углеводородов с использованием ГИС-технологий

геолого-экономической оценки, экологически безопасных способов добычи и методов переработки руд с получением товарных продуктов»: будут разработаны комплексные модели формирования месторождений черных, благородных и цветных металлов, экономические модели ресурсодобывающего производства, бесцианидные технологии переработки руд благородных и редких металлов, получены опытно-промышленные образцы средств для СГД, предложены технологии переработки руд Бакчарского месторождения.

1.3 «Исследование перспектив ураноносности мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской платформы с целью выявления на территории Западной Сибири месторождений урана, пригодных для обработки методом скважинного подземного выщелачивания (СПВ)»: будет составлен комплект прогнозных карт на уран, обоснованы про-

гнозные ресурсы урана, оценены ураноносные зоны, создан опытно-эксплуатационный участок по подземному выщелачиванию урана. (Фото 4.)

1.4 «Разработка и внедрение технологий переработки рудных песков титан-циркониевых месторождений – эффективная глубокая комплексная переработка тяжелого коллективного концентрата без его разделения на отдельные минеральные компоненты с извлечением на конечном этапе вместе с продуктами Ti и Zr редких и редкоземельных элементов: будут разработаны эффективные технологии переработки рудных песков, усовершенствованы технологии их скважинной гидродобычи, разделения легкой и тяжелой фракций песков, концентрирования элементов, создана сырьевая база тория в Сибири.

1.5 «Исследования химии вод питания промышленных и питьевых водозаборов. Разработка эффективных систем водоочистки и водоподготовки»: будут разработаны модели формирования вод зоны гипергенеза, речного стока и его подземной составляющей, методики инженерно-экологических изысканий, методология нормирования воздействий на водные объекты, утилизации отходов, методики определения химического состава вод, создан лабораторно-промышленный комплекс для разработки технологий водоподготовки и очистки стоков.

1.6 «Оценка ресурсов и разработка технологий переработки природного растительного сырья для создания лекарственных средств и биологических комплексов с различными видами активности»: будут разработаны новые композитные материалы для профилактики послеоперационного лечения, противовирусный препарат «Поливир», биополимеры на основе растительного сырья, экспресс-анализатор метаболической активности биокатализаторов.



Фото 4. Исследование ураноносности Западно-Сибирской платформы с использованием сканирующего электронного микроскопа

Привлечение партнёров

Министерство природных ресурсов РФ, Минатом РФ, Российская Академия наук, Сибирское отделение РАН, ОАО «Газпром», ОАО «Газпром трансгазТомск», ОАО ТНК-ВР, ОАО «Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», ОАО «СУЭК», ОАО «Мечел», ЗАО «Полюс», ОАО «Полиметалл», ОАО «Кузнецкие ферросплавы», ОАО ЗСМК, Иргиредмет, ООО «Юргинский машзавод», UNID Ltd. (Корея), Демуринский ГОК (Украина), ФГУП «Урангео», ЗАО ВНИИАЭС и др.

Сотрудничество с РАН и ВУЗами

Совместные коллективы	Действующие партнёры
Ведущая научная школа России: геология и геохимия благородных металлов (рук. проф. Коробейников А.Ф.)	Институт геологии и минералогии СО РАН
Ведущая научная школа России: Сибирская гидрогеохимическая школа (рук. проф. Шварцев С.Л.)	Ин-т геологии и геофизики нефти и газа СО РАН, ИЗК СО РАН, Ин-т геохимии и аналитической химии РАН, Геологический ин-т ДВО РАН, Геологический ин-т СО РАН, ЧИПР СО РАН.
МИНОЦ «Урановая геология»	Геологический ин-т СО РАН, Бурятский гос. ун-т, Амурский гос. ун-т, Монгольский ун-т науки и технологий.

Оценка эффективности

В результате реализации Программы будут созданы:

- 1) новые технологии 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 товарные продукты;
- 2) глобально-конкурентная система подготовки кадров в области рационального природопользования и высокотехнологичной переработки природных ресурсов, включая разработку основных и дополнительных программ подготовки кадров по приоритетным направлениям развития; будут подготовлены: до 2013 г. – 22 доктора наук, 98 кандидатов наук, 410 магистров, 680 бакалавров; до 2018 г. – 70 докторов наук, 360 кандидатов наук, 850 магистров, 1350 бакалавров;
- 3) база для развития фундаментальных и прикладных исследований, нацеленных на разработку ресурсоэффективных технологий;
- 4) научно-образовательный комплекс ресурсоэффективных технологий использования природных ресурсов;
- 5) созданы малые инновационные предприятия на базе разработанных ресурсоэффективных технологий.

**ПОДВИГ ТОМСКИХ ПОЛИТЕХНИКОВ-ГЕОЛОГОВ В
ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941-1945 гг.
(К 65 – ЛЕТИЮ ВЕЛИКОЙ ПОБЕДЫ)**

Г. М. Иванова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Уважаемые коллеги! Товарищи! Друзья! Приближается 65-летие Великой Победы советского народа над фашизмом. День Великой Победы, подарившей нам жизнь, свободу и независимость – День памяти бессмертному поколению, защитившему Родину от гибели и спасшему человечество от фашизма.

Подвигу бессмертного поколения посвящается и наш XIV Международный симпозиум «Проблемы геологии и освоения недр».

Что гибель нам! Мы даже смерти выше,
В могилах мы построились в отряд!
И ждём приказа нового,
И пусть не думают, что мёртвые не слышат,
Когда о них потомки говорят!

Эти пророческие слова лейтенанта Н. Майорова, погибшего в 1941 г. на Смоленщине, обращены к нам. Мы с Вами должны сохранить память об этом героическом поколении, защитившим нас ценою своей собственной жизни.

А начиналось это так. В воскресное утро 22 июня 1941 г. в г. Томске стояла тёплая погода. Многие томики отдыхали на природе. Студенты сдавали последние экзамены. Вдруг в 12 часов по московскому времени

радио внезапно замолчало. И через несколько минут взволнованные томичи услышали: «Граждане и гражданки Советского Союза! Сегодня, в 4 часа утра, без объявления войны германские войска напали на нашу страну».

22 июня в 9 часов вечера в г. Томске на площади Революции состоялся 50-тысячный митинг, на котором томичи заявили о своей решимости отдать все свои силы на борьбу с врагом. Среди них были и политехники. На следующий день в Томском индустриальном институте (так в то время назывался наш университет) состоялось собрание коллектива, на котором было заслушано сообщение директора института К.Н. Шмаргунова о вероломном нападении фашистских войск на Советский Союз. В заключение резолюции собрания говорилось: «Красная Армия и весь наш народ поведут победоносную Отечественную войну за Родину, за честь и свободу, и это будет самая справедливая из всех войн». Политехники поклялись вместе со всем народом встать на защиту нашей Родины.



Фото 1. Общегородской митинг трудящихся г.Томска, 22 июня 1941 г.

Политехники и среди них геологи и горняки совершили в этой жестокой борьбе ни один героический подвиг. Вот некоторые из них.

Уже в первые месяцы войны 1941 г. был сформирован под руководством профессионального разведчика, Героя Советского Союза Дмитрия Медведева особый разведывательно-диверсионный отряд, хорошо вооружённый и подвижный. Начальником штаба этого отряда был выпускник геологоразведочного факультета ТПИ – Дмитрий Староверов, отличный спортсмен. В этот отряд набирались исключительно спортсмены-добровольцы, среди них был и знаменитый боксёр – абсолютный чемпион Советского Союза Николай Королёв, и знаменитые бегуны-стайеры, многократные чемпионы и рекорсмены Советского Союза – братья Знаменские. Это был первый отряд, заброшенный в тыл к немцам в 1941 г. в Хотинский район Могилёвской области. Дмитрий Староверов, наш бывший студент, героически погиб в борьбе с карателями 11 октября 1941 г. у деревни Батаево, где ему сегодня поставлен памятник. Посмертно он награждён орденом Ленина.



Фото 3. И.В. Васильев, преподаватель геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)

Томского индустриального (политехнического) института Василий Иннокентьевич Васильев. Он после окончания института остался на кафедре, читал курс лекций по маркшейдерскому делу, собирался защитить диссертацию, но помешала война. Оставив жену с малолетней дочерью, младший лейтенант В.И. Васильев в составе

Так началась страшная по масштабам, жестокости и жертвам освободительная война. 1418 дней и ночей длилась кровопролитная битва. Она унесла миллионы жизней, но народ выстоял, победил. И свой вклад в эту Победу внесли политехники, в том числе горняки и геологи.

В первые же дни войны 631 студент и сотрудник ТПУ ушли на фронт. Это - 350 студентов, 68 преподавателей, 213 рабочих и служащих института. 60 из них ушли добровольцами. 224 политехника погибли, защищая Родину. Томские политехники сражались на всех фронтах Великой Отечественной войны: в решающих битвах с фашистами под Москвой и Ленинградом, под Сталинградом и на Курской дуге, на Днепре и в Белоруссии, Прибалтике, в странах Восточной Европы, при освобождении Манчжурии.



Фото 2. Д.Д. Староверов – выпускник ГРФ ТПИ

Решающий удар немцев под Москвой приняли на себя сибиряки, воевавшие в составе 166 стрелковой дивизии (командир дивизии А.Н. Холзин, комиссар И.И. Русанов, начальник штаба А.Л. Стафеев), в составе которой были и томские политехники. 30 июня 1941 г. отбыл из г. Томска последний эшелон со штабом дивизии. Первый батальон 423-го полка принял бой на станции Дно Псковской области. В этом бою погиб весь батальон. Главные силы 166 дивизии встретили врага на Смоленской земле. Бои шли в окрестностях городов Белый, Ярцево, Духовщина, у озера Щучьего, в районе Вязьмы. Здесь 166 дивизия вместе с другими частями Западного фронта приняла на себя полчища генерального наступления фашистских войск под Москвой. 75 суток сибиряки стояли на смерти. Операция немцев «Тайфун» провалилась. Немцы не смогли в этом направлении прорваться к Москве.

Некоторым частям 166 дивизии удалось прорваться из окружения к своим. Часть бойцов и командиров вынуждена была рассеяться по Валдинским лесам, создав партизанские отряды. Командиром знаменитого партизанского отряда «Смерть фашизму» был выпускник горного факультета

166 дивизии ушёл на фронт. Отряд В. Васильева «Смерть фашизму» действовал в составе партизанской бригады им. В.И. Чапаева. Он нанёс большой урон гитлеровцам. Партизанский отряд В. Васильева за шесть месяцев провёл 160 боевых операций, в которых было уничтожено 3600 немецких солдат и офицеров, 50 гитлеровцев взято в плен, взорвано и сожжено 39 танков и бронемашин, уничтожено 5 самолётов, подорвано 52 моста, пущено под откос 37 эшелонов. Уничтожение отряда В. Васильева контролировалось лично руководителем службой безопасности гитлеровского рейха в Берлине Кальтербруннером, о чём свидетельствуют документы. В тяжёлых непрерывных боях с карателями, которые вели партизаны, Васильев погиб 5 февраля 1943 г. Партизаны обнаружили изувеченное немцами тело своего командира. Посмертно В. Васильев награждён орденом Красного Знамени. Сегодня на месте гибели 166 дивизии в селе Верховье Смоленской области возвышается Монумент Славы, воздвигнутый томскими политехниками в 1983 г.

16 августа 1943 г. в деревне Рыбки Смоленской области погибла студентка горного факультета Томского индустриального института (сегодня - ТПУ) Александра Постольская, комсорг батальона 88 стрелковой дивизии. Это была жизнерадостная девушка. До войны в студенческие годы она увлекалась спортом, театром, музыкой, прекрасно пела, отлично училась. Когда началась война, Шура пошла добровольцем на фронт, сражалась на передовой. Шёл 1943 год. Бои шли жестокие за каждую пять земли. В письме матери она пишет: «Ты, мама, – жена старого коммуниста, мать троих детей, двое из которых сражаются в боях с фашистскими оккупантами. Поэтому ты должна быть готова ко всему... И пусть даже кто-нибудь из нас не вернётся, всё равно надо высоко держать голову».

Свой подвиг Шура Постольская совершила 16 августа 1943 г. В тяжелейшем бою погиб командир. Атака наших бойцов захлебнулась и тогда впереди место командира заняла Шура. С криком: «Вперёд за мной! Ни шагу назад! За Родину!» она повела бойцов в атаку. В этом бою Шура погибла, но стратегически важная высота была нами взята. В партбилете А.С. Постольской была найдена записка-завещание: «9/VIII-1943 г. Если погибну, то прошу сообщить моему отцу, что его наказ я выполнила, как подобает коммунисту. Александра». Посмертно А.С. Постольская была награждена орденами Отечественной войны I и II степени. Ежегодно много лет в память о героине в канун дня Победы по улицам г. Томска проходил молодёжный городской легкоатлетический кросс имени Шуры Постольской.



Фото 5. Паша Савельева – руководитель подпольной молодежной организации в г. Луцке

Свой вклад в Великую Победу внесли и учёные Томского политехнического института (университета), в том числе и учёные-геологи. Среди них профессор нашего факультета ТПИ (ТПУ) Константин Владимирович Радугин, который открыл крупное Усинское месторождение

зимой 1942 г. в Хакасии группа геологов в 3 человека вела изыскания трассы для стратегически важной тогда железной дороги. Позднее она была названа «Трасса мужества». Трасса была разведана и со всеми необходимыми данными нанесена на карту. Но у геологов кончился запас пищи, стояли страшные холода, обессиленные, они пытались срочно доставить результаты изысканий, дорогу надо было строить немедленно к стратегически важному для фронта сырью, которое было необходимо, чтобы обеспечить подвоз железной руды для Кузнецкого металлургического комбината с Коршунского месторождения, расположенного в суровых таежных условиях на одном из участков БАМа. Все трое геологов погибли. Среди них бывший студент Томского политехнического института (университета) – Александр Кошурников. Именами трёх героических геологов Александра Кошурникова, Алексея Журавлёва и Константина Стофато названы железнодорожные станции на железной дороге Абакан – Тайшет, горные вершины в Саянах и улицы сибирских городов.

О подвигах этого бессмертного поколения можно говорить долго и много. Вот слова лидера подпольной комсомольской организации в г. Луцке,

помогавшей партизанской бригаде Героя Советского Союза Дмитрия Медведева, в составе которой были и молодые политехники. Это слова, обращённые к нам, которые были выцарапаны ею на стене тюремной камеры перед смертью. Вот эти слова: «**Приближается чёрная страшная минута! Всё тело изувечено – ни рук, ни ног... но умираю молча. Страшно умирать в 22 года. Как хочется жить! Во имя жизни будущих после нас людей, во имя тебя, Родина, уходим мы... Расцветай, будь прекрасна родимая и прощай. Твоя Паша**». Паша Савельева была живём сожжена во дворе средневекового монастыря, после пыток не выдав своих друзей и организацию, которая продолжала успешно действовать и после её гибели.

Свой вклад в Великую Победу внесли и учёные Томского политехнического института (университета), в том числе и учёные-геологи. Среди них профессор нашего факультета ТПИ (ТПУ) Константин Владимирович Радугин, который открыл крупное Усинское месторождение



Фото 4. А. Постольская, студентка геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)



Фото 6. Александр Кошурников – выпускник геологоразведочного факультета ТТИ (ТПИ, ТПУ)

марганцевых руд в Кузнецком Алатау. Освоение этого месторождения в короткие сроки позволило на Кузнецком металлургическом заводе в годы войны изготовить и начать варить самую высококачественную броню II-ой мировой войны для знаменитых и лучших танков II-ой мировой войны – танка Т-34, сыгравшего большую роль в Победе. Константин Владимирович Радугин за своё столь важное тогда открытие получил Сталинскую премию. Большой вклад в Победу своими открытиями внесли и другие учёные-политехники.



Фото 7. В.К. Радугин, профессор геологоразведочного факультета ТПИ (ТПИ, ТПУ), Лауреат Сталинской премии (1943 г.)

В тылу большую работу вели студенты-политехники, в том числе геологи и горняки. Они работали в госпиталях, помогая и ухаживая за ранеными, сдавая им безвозмездно свою кровь, параллельно с учёбой работали на эвакуированных заводах и на хозяйственных работах в городе, помогали в уборке урожая. Страна воевала, не хватало рабочих рук. И здесь в тылу и стар, и млад трудились не покладая рук ради Победы, помогая Красной Армии и оружием, и продовольствием, и обмундированием, и лечением раненых. И это тоже подвиг народа, в одном ряду с которым были и политехники.

Боевой и славный путь от начала Великой Отечественной войны до Победы прошли много лет проработавшие с нами сотрудники нашего факультета ТПИ (ТПУ): заслуженные профессора Степан Степанович Сулакшин, Александр Григорьевич Бакиров, Владимир Константинович Черепнин; доценты Александр Иванович Баженов, Лев Иванович Иванчура, Любим Андреевич Пухляков, Ибрагим Газизович Галеев, Валентин Александрович Рубанов, Евгений Васильевич Ярошинский, Фёдор Перфильевич Нифонтов, Сергей Сергеевич Ильенко; старшие

инженеры Никифор Константинович Григорьев, Хамит Сабирович Мустафин, Борис Иванович Мирошняк, Леонид Федорович Митрофанов.

Сегодня с нами в строю продолжают трудиться заслуженный профессор Степан Степанович Сулакшин. Низкий всем им поклон! Мы их не забыли.

Уходят в прошлое героические и трагические события Великой Отечественной войны. Но благодарное человечество всегда должно помнить, что оно обязано своей жизнью тому военному поколению советской страны, разгромившему фашизм в 1941-45 гг. и помнить слова благодарности руководителей почти всех стран мира того военного и послевоенного периода.

Премьер-министр Великобритании У. Черчилль в 1944 г. в послании руководству Советского Союза писал: «Будущие поколения будут считать себя в долгу перед Красной Армией столь же безоговорочно, как и мы, которым довелось быть свидетелями великопленных побед русского народа». Президент США Т. Рузвельт 29 июля 1943 г. выразил своё восхищение стойкостью нашего советского народа: «Мир не видел большей преданности делу, большей решимости и самоотверженности, чем те, которые были проявлены русским народом и его армией. Спасая себя, Россия спасает весь мир от фашизма». В 1945 г. он писал руководству Советского Союза: «Мы высоко ценим великолепный вклад, внесённый могучим Советским Союзом в дело цивилизации и свободы человечества».

Перед памятью погибших мы должны сделать всё, чтобы подвиг победителей никогда не был забыт, и память о них передавалась из поколения в поколение всегда. Эта память должна быть вечной! Это гражданский долг каждого из нас.

ЧТО ЗНАЮТ СТУДЕНТЫ О ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ?

(по итогам социологического опроса)

А.В. Анисимов, студент

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Приближается 65-летие Победы советского народа над фашистской Германией, спасшей народы мира от фашизма. 22 июня 1941 г. без объявления войны на территорию СССР вторглась фашистская Германия. Так началась Великая Отечественная война.

Фашизм нес советским народам гибель и рабство. Гитлеровцы воевали под лозунгом: «Русский должен умереть, чтобы жили мы» по принципу: «Перед нами всё цветёт, за нами всё горит».

О Москве Гитлер сказал: «Столица русских должна быть окружена так, чтобы ни один житель – будь то взрослый или ребёнок – не мог её покинуть! Там, где стоит Москва, должно возникнуть море, которое навсегда скроет от цивилизованного мира столицу русского народа». Ленинград и другие города СССР фашисты тоже намеревались стереть с лица Земли вместе с населением. Славянским народам, и прежде всего русскому народу, было уготовано уничтожение. Всё это было предусмотрено в генеральном плане «Ост», разработанном главным имперским управлением безопасности под руководством Гимmlера.

Чтобы противостоять этой разрушительной фашистской машине, которая покорила все страны Европы и обрушилась на нашу страну, потребовалась мобилизация всех сил, нечеловеческое напряжение, полная самоотдача населения всей страны, героизм, мужество и самопожертвование лучшей части народа, чтобы не только отстоять свободу и независимость нашей Родины, но и разгромить зверя – фашизм – в его логове – в Берлине и спасти не только себя, но и всё человечество и цивилизацию от гибели.

Победа далась дорогой ценой. Советский народ потерял в Великой Отечественной войне 27 млн человек, из них замучено фашистами мирных жителей более 7 млн, истреблено около 6 млн. советских военнопленных, 4 млн юношей и девушек было угнано в рабство в Германию, многие там погибли. Убитые в боях, умершие от ран, пропавшие без вести составили более 8 млн. человек. Разрушены сотни советских городов, свыше 70 тысяч деревень сожжено и уничтожено, остались без крова более 25 млн человек. Вся европейская часть страны лежала в развалинах.

В канун трагической даты 22 июня в 2009 г. мы провели социологическое исследование среди студентов нашего университета, посвященное теме Великой Отечественной войны.

Предметом нашего исследования стало выяснение того, что знают студенты – молодые россияне, правнуки солдат Великой Отечественной войны о событиях Великой Отечественной войны, что знают они о фашизме, и что он нам нёс.

В исследовании приняли участие 100 студентов Томского политехнического университета от 17 до 24 лет. Результаты получились следующие.

Отказались отвечать на вопросы 10 человек, заявив, что данная тема их не интересует. Они составили 10 % от опрошенных.

На вопрос о дате и окончании Великой Отечественной войны получены результаты: 83 человека написали, что война началась в 1941 г. и закончилась в 1945 г. 6 человек не смогли ответить на этот вопрос. В одной из анкет было указано, что война началась в 1942 году. Точную дату – 22 июня 1941 г. и 9 мая 1945 г. назвали лишь 11 респондентов (рис. 1).

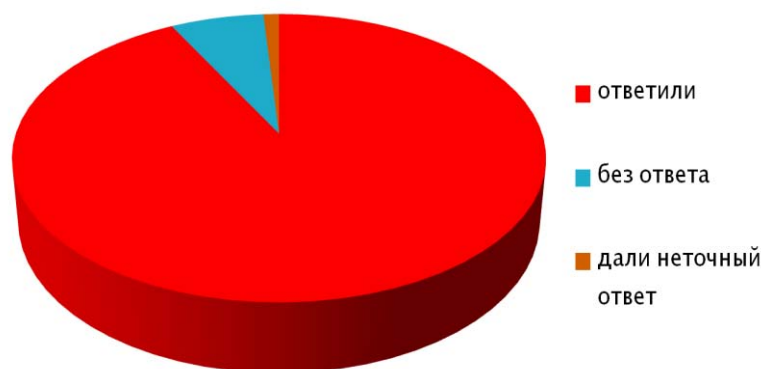


Рис. 1. Даты Великой Отечественной войны

Следующий вопрос звучал так: «Какая страна начала военные действия?». 85 человек ответили: «Германия», 4 респондента не смогли ответить на этот вопрос. Один из опрошенных назвал Австрию как страну-агрессора. (рис. 2).

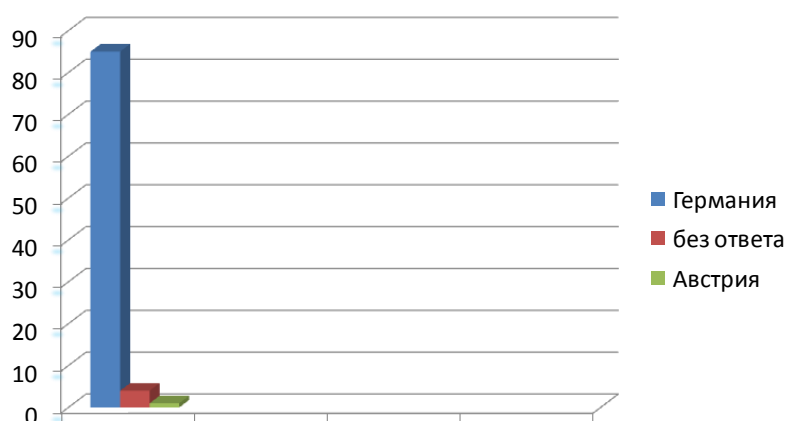


Рис. 2. Какая страна начала военные действия?

Фамилию и имя политического лидера Германии - Адольф Гитлер – вспомнили 82 респондента, 8 человек не смогли ответить на этот вопрос (рис. 3).

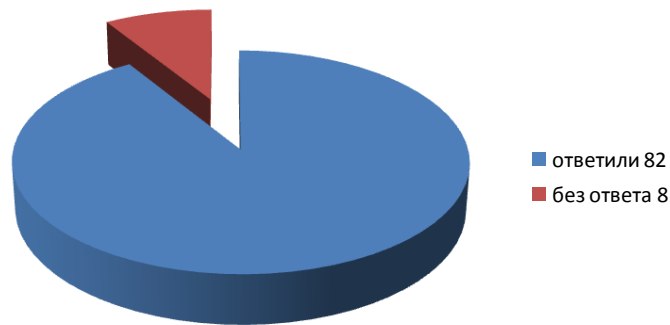


Рис. 3. Назовите фамилии политического лидера Германии

Правильно назвать Верховного Главнокомандующего Советского Союза – И.В. Сталина - смогли 66 человек (66 % от опрошенных). 8 студентов назвали Г.К. Жукова, 16 человек не смогли ответить на этот вопрос (рис. 4).

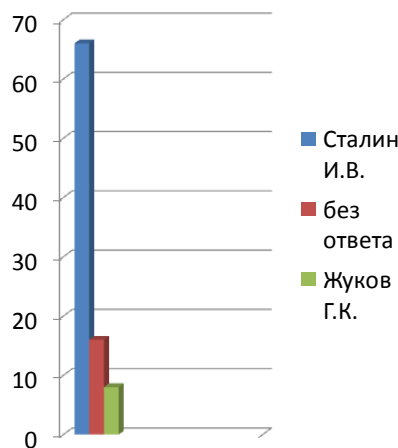


Рис. 4. Назовите имя Верховного Главнокомандующего Советского Союза

При ответе на вопрос: «До каких районов нашей страны дошли немецкие захватчики, оккупировав территорию СССР?» - 30 % студентов ответили: «Не знаю», 48 % сказали - «До Москвы», 3 % - «До Урала», 5 % уточнили, что немцы вышли к Волге, 1 заявил, что подошли к Курску. Лишь три студента дали более точный ответ: «Захватчики дошли до Москвы, Ленинграда, Сталинграда и вышли к Кавказу» (рис. 5).

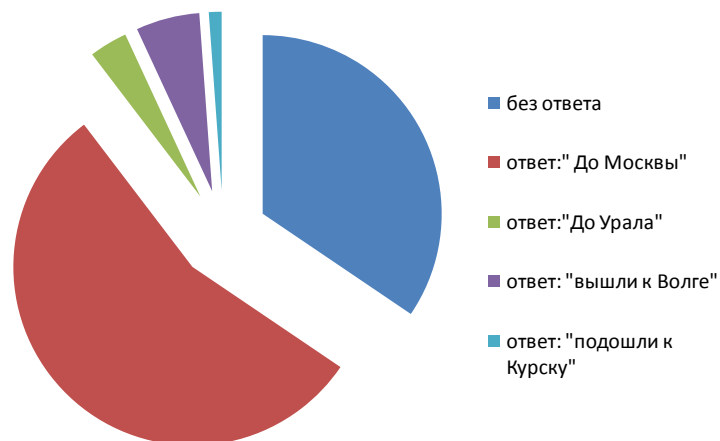


Рис. 5. До каких районов дошли немцы, оккупировав СССР?

На вопрос: «Какие страны покорила фашистская Германия во II Мировой войне?» 44 % ответили, что не знают. Правильный и полный ответ дать не смог никто. У остальных 46 опрошенных были лишь попытки ответа типа: «Польша» (16 %), «Франция» (5 %), «Чехословакия» (3 %), «Бельгия» (2 %), «Австрия» (1 %). У остальных 19 опрошенных ответы были необычные – «Египет», «Испания, Италия», «Голландия, Румыния», «Венгрия», «Финляндия», т.е. большинство из данных опрошенных занесли союзников Германии в список поработанных гитлеровцами стран (рис. 6).

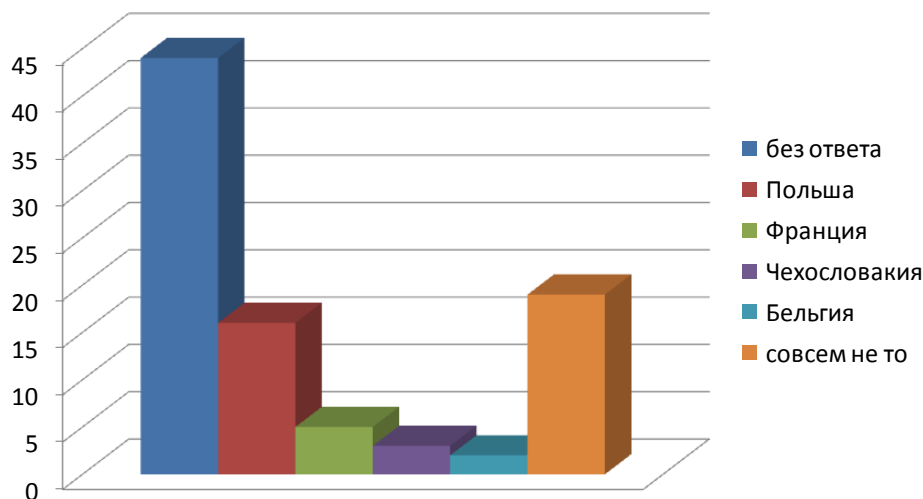


Рис. 6. Какие страны покорила фашистская Германия?

В ответах на вопрос о странах-союзниках СССР в борьбе с немецкими оккупантами 42 респондента указали: США или США и Англия, часть к указанным выше добавили ещё Францию. 48 % не знают ответа на этот вопрос (рис. 7).

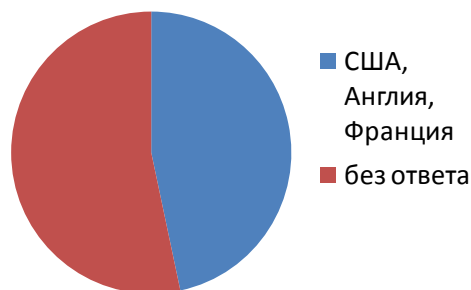


Рис. 7. Укажите страны – союзники СССР в борьбе с фашистами

Следующий вопрос звучал так: «Какие решающие битвы Великой Отечественной войны Вам известны?». На него не смогли ответить 22 %. В остальных 78 ответах респондентами были указаны: «Битва под Москвой» (24 %), «Сталинградская битва» (22 %), «Курская битва» (20 %), «Оборона Ленинграда» (11 %). Один ответ оказался довольно странным – «Полтавская битва» (рис. 8).

На вопрос «Каких военачальников СССР, сыгравших большую роль в Победе в Великой Отечественной войне Вы можете назвать?» были получены следующие ответы: 22 % назвали Г.К. Жукова и К.К. Рокоссовского, 20 % респондентов вспомнили только Г.К. Жукова; один студент назвал А.М. Василевского и один – И.С. Конева. Кроме того, у некоторых были необычные ответы на вопрос: А.Суворов, Берия, Морозов, Потёмкин, Нахимов, Покрышкин. 40 % не дали никакого ответа (рис. 9).

Имена известных Героев Великой Отечественной войны не смогли назвать 84 % из опрошенных студентов; лишь 6 респондентов вспомнили по одному имени: 2 студента назвали З.Космодемьянскую, 1 студент – А. Матросова, 1 студент – Н. Гастелло, 1 студент – героев-панфиловцев (без указания имен). Лишь один человек назвал 3-х Героев – З. Космодемьянская, М. Джалиль, М. Казей (рис. 10).

На вопрос: «Что такое фашизм и что он нес народам СССР?» не ответили 24 % респондентов, что очень печально. Некоторые ответы опять-таки оказались весьма странными. В частности, ответы были такие: «Фашизм освободил от СССР страны Балтии», или «Фашизм – это беды. Однако...можно извлечь и пользу - благодаря войне, развязанной фашистами, некоторые страны стали сильнее, усилив свою оборону» (2 % ответивших).

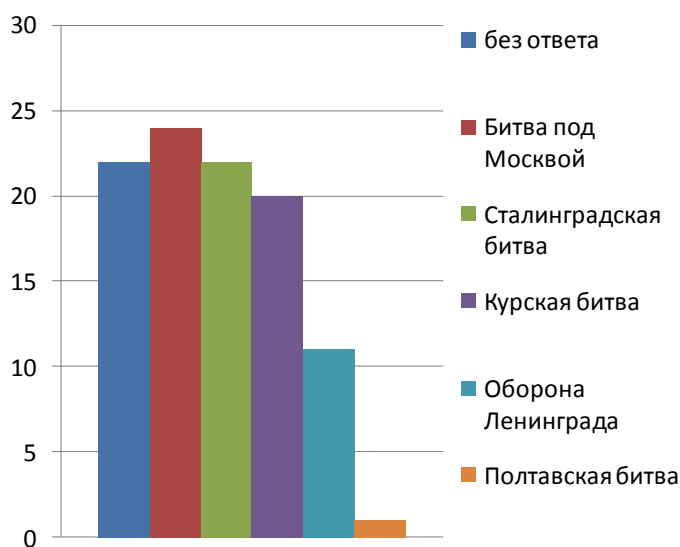


Рис. 8. Назовите решающие битвы в Великой Отечественной войне

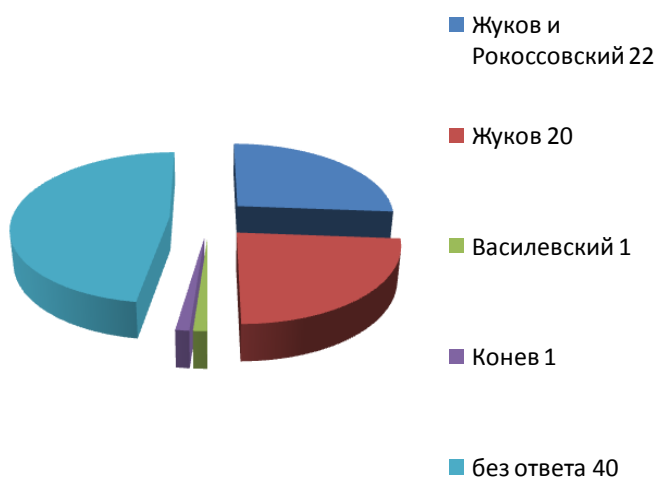


Рис. 9. Назовите военачальников СССР, сыгравших большую роль в Победе Великой Отечественной войны

Остальные 74 % опрошенных в общих чертах и очень поверхностно, но всё же ответили верно. В частности, 10 % пояснили, что фашизм – это идеология расового превосходства арийской расы над остальными нациями, нёсшая всем народам мира и СССР порабощение и уничтожение, а 64 % отметили, что фашизм – это война, горе, смерть, слёзы, беды, страх, потеря близких, разруха, голод (рис. 11).

На вопрос: «Кто из Вашей семьи принимал участие в Великой Отечественной войне?» последовали такие ответы: 5 респондентов ответили, что их близкие не участвовали в Великой Отечественной войне, 85 % опрошенных заявили, что их дед или прадед принимал в ней участие, двое указали, что их дедушка и бабушка – участники войны, трое отметили, что многие их родственники полегли на полях сражений в эту войну, 10 % на вопрос не ответили (рис. 12).

На вопрос: «Какие книги Вы прочитали о Великой Отечественной войне?» мы получили следующие ответы. 82 % опрошенных ответили, что таких книг они не читали, лишь 6 % перечислили такие произведения, назвав одно или два из них, как «Молодая Гвардия» (А. Фадеев), «Живые и мёртвые» (К. Симонов), «А зори здесь тихие» (Б. Васильев), «Они сражались за Родину» и «Судьба человека» (М. Шолохов), «Звезда» (Э. Казакевич). Два ответа были абсолютно неверными: студенты причислили романы «Гранатовый браслет» (А. Kupрин) и «Война и мир» (Л. Толстой) к произведениям о Великой Отечественной войне 1941-1945 г.г. (рис. 13).

Перечислить фильмы, которые студенты смотрели о Великой Отечественной войне, смогли лишь 28 %. Были названы фильмы: «А зори здесь тихие» (14 человек), «В бой идут одни старики» (4 человека), «Семнадцать мгновений весны» (4 человека), «Звезда» (2 человека), «Молодая Гвардия» (2 человека), «Мы из будущего» (2 человека), «Судьба человека» (1 человек). Кроме этого, были названы комедия «Девчата», не имеющая ничего

общего с Великой Отечественной войной, и кинофильм «Поднятая целина» (по М. Шолохову), рассказывающая о строительстве колхозов в первые годы коллективизации. 72 % опрошенных не смогли назвать ни одного фильма (рис. 14).

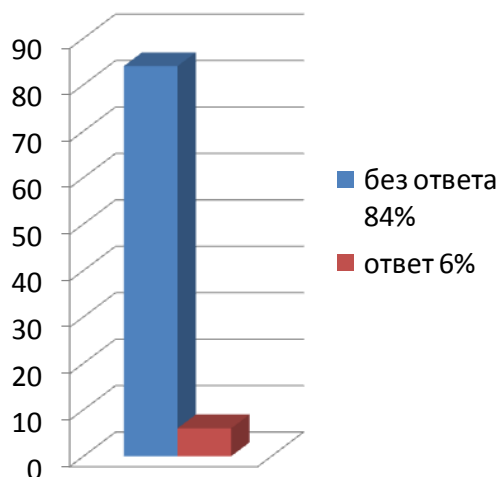


Рис. 10. Назовите Имена известных Героев Великой Отечественной войны

На вопрос: «Откуда Вы черпаете информацию о Великой Отечественной войне?» респонденты отвечали: «Из СМИ – телевидения, интернета, из кинофильмов, от знакомых» (42 %), лишь 6 человек сказали, что узнавали о войне из рассказов родственников и родителей и 3 человека ответили, что в школе на уроках истории (что является, на наш взгляд, очень плачевным результатом). Остальные 52 % не ответили на этот вопрос (рис. 15).

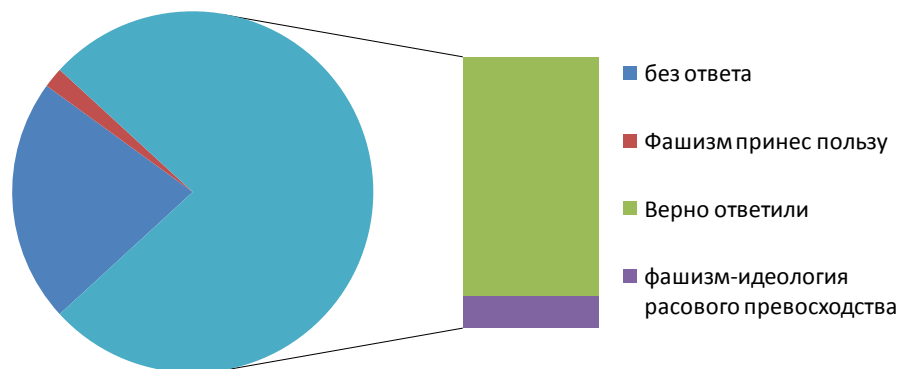


Рис. 11. Что такое фашизм и что он нёс народом СССР?

Проведённый нами опрос показал, что знания студентов ТПУ о столь важном событии в истории страны, как Великая Отечественная война, плачевны.

Несмотря на то, что большинство опрошенных – это внуки и правнуки ветеранов Великой Отечественной войны, они мало что знают о героических событиях тех дней. Откуда им знать? Молодёжь уже трёх поколений, начиная с 90-ых годов была лишена воспитания гражданского самосознания. В школе и в университете в учебных программах по истории России такая важная тема фактически отсутствует, преподаватели не знакомят студентов со столь важной страницей в истории страны. Большинство кураторов ТПУ также не проводят работу в студенческих группах по гражданскому воспитанию и формированию в студентах любви и уважения к своему Отечеству. Старостат ТПУ практически не работает в этом направлении, не включая патриотическую работу в сферу своей деятельности.

А ведь даже наши враги в лице фашистской Германии перед своим разгромом во Второй Мировой войне признали, что Великую Отечественную войну выиграл учитель СССР, т.е. государство, воспитавшее молодое поколение, любящее свою страну и преданное ей, которое стояло насмерть, защищая свою Родину.

Пытаясь исправить сложившуюся сегодня ситуацию по данной проблеме, в ряде вузов страны сейчас стали вводить факультативы по теме Великой Отечественной войны, и это правильно. Мы также хотели бы обратиться к учебному управлению ТПУ поддержать инициативу таких вузов и ввести подобные факультативы у нас.

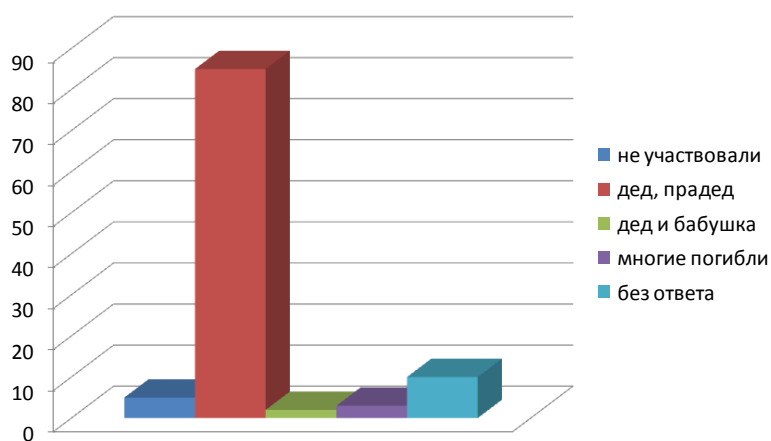


Рис. 12. Кто из Вашей семьи принимал участие в Великой Отечественной войне

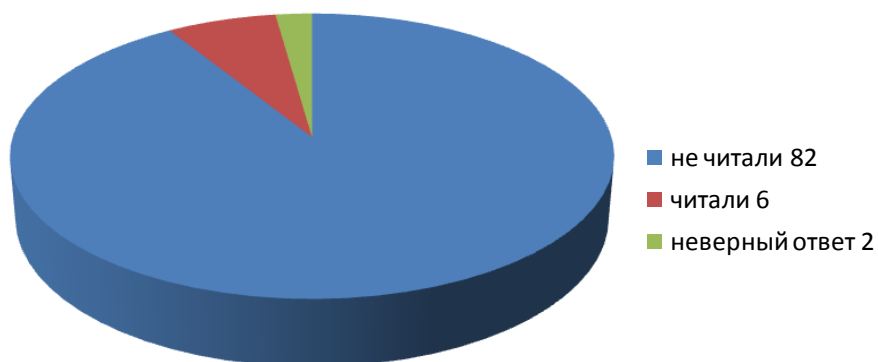


Рис. 13. Какие книги Вы прочитали о Великой Отечественной войне?

Кроме того, мы просим Институт кураторов уделять больше внимания такому важному направлению воспитательной работы, как патриотическое воспитание студентов.

Секция 8

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ЛЕГКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА НЕФТЕ- И ГАЗОПРОМЫСЛАХ

В.И. Ерофеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными источниками энергии человечества являются природные горючие ископаемые: торф, горючие сланцы, каменные и бурые угли, нефти, природный газ – это так называемые невозполнимые источники энергии и возобновимые источники энергии – солнечная энергия, энергия ветра, падающей воды, приливов и отливов и атомная энергия. Необходимо отметить, что до начала XX века основным источником энергии в мире было твердое топливо. Нефть и газ играли незначительную роль в мировом топливно-энергетическом балансе, однако в настоящее время велика роль нефти и газа – это не только источники энергии, но и ценное химическое сырье. Нефть и газ сегодня определяют как технический потенциал и социально-экономическое положение государства, так и его политику.

В XX веке с расширением поиска, увеличением добычи нефти и газа, а также с развитием трубопроводного транспорта роль этих источников энергии в силу их исключительных достоинств постоянно растет. В 50 – 60-е годы XX века прирост доли нефти и газа в мировом топливно-энергетическом балансе происходил быстрыми темпами, однако в 80-е годы в связи с сильным истощением запасов нефтяного и газового сырья крупнейших мировых месторождений эти темпы значительно замедлились и такая тенденция к снижению доли нефти в мировом топливно-энергетическом балансе сохраняется до сих пор [1].

По прогнозным оценкам спрос на нефть и газ в мире будет увеличиваться на 2-3 % в год в течение трех последующих десятилетий, в связи с этим от нефтегазовых компаний в целях повышения эффективности их работы требуется экономить энергию и углеводородное сырье на всех стадиях его добычи, разработки, транспорта и переработки в конечные ценные продукты. Усилия ученых, инженеров, конструкторов и технологов, работающих в области топливно-энергетического комплекса всегда были направлены на создание ресурсо-энергосберегающих технологий и оборудования. В результате проделанной работы был накоплен значительный практический опыт в деле добычи, разработки и применения энергоэффективных техники и технологий.

К настоящему времени разведанность европейских районов Росси и Западной Сибири достигает 65-70 % по нефти и 40-45 % по газу, в то время как Восточная Сибирь и Дальний Восток разведаны только на 6-7 %, а шельфы морей – лишь на 1 %, но именно на эти труднодоступные регионы приходится около 46 % перспективных и более 50 % прогнозных ресурсов нефти и около 80 % природного газа. Необходимо отметить, что среди шельфовых зон морей по перспективам на нефть наиболее высоко оцениваются Каспийское, Баренцево, Карское и Охотское моря. На шельфах этих морей высока вероятность открытия крупных нефтяных и газоконденсатных месторождений [2]. Ведутся активные поиски углеводородного сырья в Северном море, на Аляске, в Северной Атлантике, а также в Мексиканском заливе и других районах.

В связи с этим, основными задачами и проблемами при добыче и разработке старых и новых месторождений нефти и газа и переработке добытого углеводородного сырья будут:

- широкое использование передовых технологий и создание новых более ресурсо-энергосберегающих технологий при добыче и разработке нефтяных и газовых месторождений, позволяющие значительно повысить степень извлечения углеводородного сырья из недр 90-95 %;
- создание эффективных технологий добычи и разработки месторождений тяжелых (битуминозных пород) нефтей и шельфовых месторождений;
- утилизация и эффективная переработка всех побочных продуктов добычи нефти и газа: природного и попутных нефтяных газов, газовых конденсатов, пластовых вод и других;
- создание и внедрение новых технологий, позволяющие повысить степень химической переработки нефти в различные ценные продукты до 95-98 %;
- разработка новых процессов по переработке различных видов альтернативного углеводородного сырья в ценные продукты.

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.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ И ТИПА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗУЧЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ПРОБ

Т. А. Абрамов, О.В. Чивилева, О.А. Хмара

Научный руководитель профессор М. Л. Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В практике разведки нефтегазовых месторождений на этапе бурения скважин изучается структура вскрываемых долом пород-коллекторов, их газонефтеводонасыщенность и продуктивные характеристики. Часто бывает проблемным определение типа пластовых флюидов (газ, нефть, конденсат, смесь этих компонентов) из-за непредставительности объема получаемой пластовой жидкости во время испытания скважин в процессе бурения. Отобранные образцы проб в пробоотборники отправляются на изучение в специальные лаборатории по анализу проб. Но и в лабораториях на установках по изучению фазового состояния пластовых жидкостей не всегда удается четко определить состав углеводородов и отнести эти пробы к конечному виду месторождения: нефтяное, газовое, газоконденсатное, нефтяные оторочки и т.д.

Для более уверенного определения типа насыщения залежи часто недостаточно выполнить только лабораторный анализ. При комплексном анализе результатов испытания скважин и данных исследования проб в ЦЛ можно увереннее осуществить такой анализ.

В данной работе на примере комплексного анализа данных испытания скважины Северо-Губкинского месторождения и изучения отобранных проб в лаборатории показана возможность более точного определения типа залежи. Запись кривых восстановления давления и кривых притока, и последующая их интерпретация позволили определить коллекторские свойства пласта, выявить причины получения низких дебитов и непредставительности проб для анализа, которые связаны с преимущественным выпадом конденсата. При записи кривой восстановления давления (КВД) конденсат вновь растворяется в газе. Таким образом, во время записи КВД происходит основной подток жидкости в скважину, что свидетельствует о наличии текучих компонентов во флюиде. В итоге показано, что залежь соответствует категории насыщения легкой нефтью.

На рис. 1 приведены результаты испытания пласта БП₁₂⁴ скв. № 612. На первом этапе изучения пласта (интервал *а*) испытание проводилось в режиме освоения скважины с получением постоянного притока пластовой жидкости в скважину, исследование позволило определить насыщенность пластовых флюидов. Затем скважину остановили для записи кривой восстановления давления (КВД) (интервал *в*), данные полученные по КВД позволили определить фильтрационные параметры пласта, оценить состояние призабойной зоны и коэффициент продуктивности скважины. Далее проводилась отработка скважины на различных режимах с изменением диаметра штуцера на устье скважины (интервал *с*) для определения характеристик пласта и, наконец, выполнены газоконденсатные исследования с отбором проб газоконденсата и газа (интервал *д*). Испытание пласта проводилось в условиях фонтанирования скважины на шайбах диаметром 12 и 14 мм.

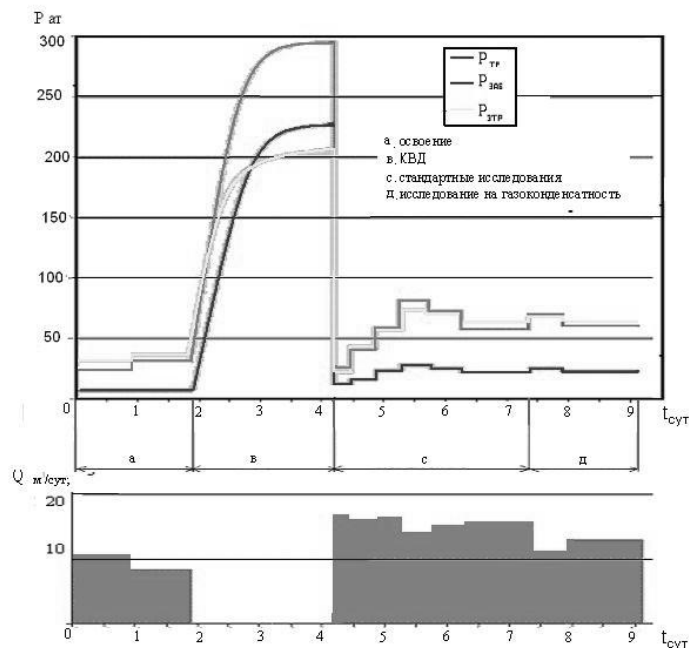


Рис. 1 Результаты испытания первого объекта БП₁₂⁴

На рис. 2 приведены графики КВД, полученной при испытании пласта БП₁₂⁴ в скв. № 612. График а – построен методом МДН. График б) КВД, построенная в полулогарифмических координатах, график в) –

производная давления в билогарифмических координатах. Как видно, график в координатах $P - \lg t$ имеет « неявно » выраженный конечный прямолинейный участок, который характеризует фильтрационные свойства пласта в удаленной зоне.

Однако на билогарифмическом графике производной давления не зафиксировано прямолинейного конечного участка, характеризующего радиальную фильтрацию в удаленной зоне. Поэтому, несмотря на продолжительную запись КВД (55 часов), конечный участок КВД, соответствующий работе пласта в удаленной зоне, не сформирован. На графиках точка a соответствует окончанию записи КВД, а точка b - возможному началу формирования конечного участка КВД.

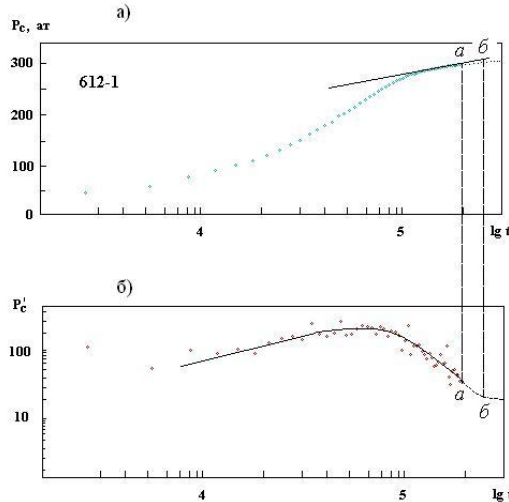


Рис. 2 Диаграммы давления, полученные при испытании объекта пласта БП₁₂⁴ в скв. № 612. а) КВД, построенная в полулогарифмических координатах, б) график производной давления КВД в билогарифмических координатах

Поскольку скважина работала непродолжительный период времени перед остановкой и время притока равно времени КВД, то для интерпретации диаграммы давления КВД применим метод Хорнера, что позволит определить $P_{пл}$.

На рис.3 построен график Хорнера, уравнение позволяет определить параметры пласта по КВД, построенных в координатах $P_c(t) - Lg \frac{T+t}{t}$.

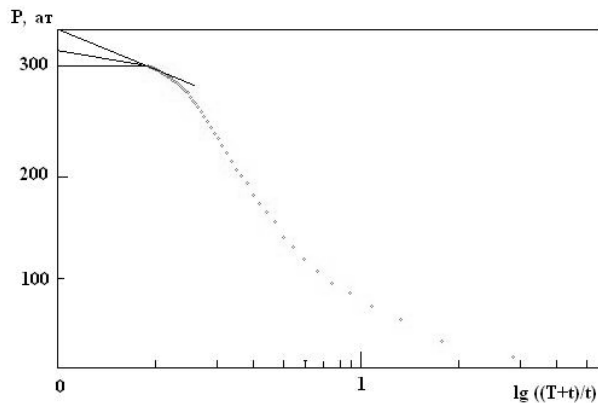


Рис. 3 График Хорнера для КВД

Давление, соответствующее точке пересечения прямой с осью ординат, равно пластовому давлению: $P_{пл} = 310 \text{ ат}$.

При расчете параметров по КВД принято во внимание, что коэффициент гидропроводности, определенный по индикаторной кривой, оказался выше, чем по КВД, по которой конечный прямолинейный участок получен обычным образом – проведением прямой через последние точки КВД.

При построении КВД на графике Хорнера (рис. 3) определяется пластовое давление как средняя величина между значением давления, отмеченном на оси ординат графика при экстраполяции линии, проведенной через последние точки КВД, и давлением конечной точки КВД.

Если сравнить гидропроводности, определенные по индикаторной кривой и по конечному участку КВД, то в соответствии со следующей зависимостью:

$$\frac{(kh/\mu)_{zn}}{(kh/\mu)_{gk}} = \frac{0.366\eta(\ln r_k/r_c)}{0.183Q/i} = 4,$$

где k – проницаемость, m^2 ; q – дебит скважины, $m^3/сут$; μ – вязкость газа, Па с; r_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м, гидропроводность по ИК оказалась выше, чем по КВД в 4 раза, что на практике невозможно, так как всегда имеет место скин-эффект. И поэтому гидропроводность пласта должна быть выше гидропроводности ПЗП.

Исходя из отмеченного следует, что КВД невосстановлена, а, следовательно, конечный участок КВД должен иметь гораздо меньший наклон. В наших расчетах наклон уменьшен в соответствии с рис. 2.

Параметры пласта следующие: пластовое давление – 310 ат, дебит скважины – 16.8 тыс. $m^3/сут$, скин-эффект – 4.2, гидропроводность – 6.5 Д см/сП.

В целом, можно предположить, что полученные значения гидропроводности пласта и скин-эффекта являются низкими. При более длительном замере КВД должен был бы сформироваться конечный прямолинейный участок с малым наклоном на графике Хорнера, так как тенденция к искривлению КВД в сторону горизонтального участка сохраняется как на графике Хорнера, так и на полулогарифмическом графике MDH.

Таким образом, гидропроводность и проницаемость пласта фактически должны быть намного выше полученных в данном расчете. Намного выше и скин-эффект. Высокие депрессии на пласт, достигающие 300 ат, также свидетельствуют о сильном снижении проницаемости в прискважинной зоне. Причем глубина зоны повреждения увеличивается по мере отбора газоконденсатных смесей из пласта. Такое снижение проницаемости в пласте можно объяснить только эффектом блокирования пор в прискважинной зоне выпадающим здесь конденсатом при снижении давления. Закупорка пор настолько существенна, и область выпадения конденсата настолько глубокая, что приходится существенно снижать давление в скважине для вызова притока из пласта.

Поэтому при более длительных замерах КВД, а еще лучше – при снижении депрессии на пласт, что можно осуществить при активизации ПЗП, например, проведением предварительно ГРП, с получением гораздо представительных притоков пластовых смесей и определить реальные характеристики пластового флюида.

Литература

1. R.N. Horne Modern well test analysis a computer-aided approach. – Stanford University, 2002 – 185p.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОХЛАЖДАЮЩЕГО ПОТОКА В ТЕПЛООБМЕННИКЕ НА РЕЖИМ РАБОТЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОГО СЕПАРАТОРА Р.В. Аксенов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Газовая промышленность относится к молодым и наиболее развивающимся отраслям. С каждым годом доля природного газа в топливном энергетическом балансе страны увеличивается. Природный газ направляется как в различные отрасли промышленности, так и на бытовые нужды. Кроме того, с каждым годом растёт его доля в экспорте [1].

Приоритетное развитие газовой промышленности, в частности в сибирском регионе, обуславливает повышенные требования к разработке газовых и газоконденсатных месторождений.

Газоконденсатные залежи содержат значительное количество высших углеводородов – ценнейшего сырья для нефтехимии и нефтепереработки. Используемые в Томской области схемы промысловой подготовки газа, основаны на процессе низкотемпературной сепарации (НТС). Сепарацию пластовой смеси и стабилизацию конденсата проводят с целью получения товарных продуктов – газа и конденсата. Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 35 °С и последующем разделении жидкой и газовой фаз. Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона.

Основные достоинства технологии НТС заключаются в том, что установки относительно просты в эксплуатации и техническом обслуживании и помимо извлечения жидких углеводородов одновременно осуществляется и осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций. Однако когда в процессе эксплуатации месторождения пластовое давление падает, "свободный перепад" давления на дросселе уменьшается и, следовательно, повышается температура сепарации. В результате уменьшается удельное количество и степень извлечения целевых компонентов. В этот период необходимо найти способ понижения температуры на низкотемпературной ступени сепарации.

Целью данной работы является модернизация технологической схемы подготовки газа методом НТС именно в условиях исчерпания дроссель-эффекта для поддержания или увеличения степени извлечения тяжелых углеводородов.

Повлиять на температуру в низкотемпературном сепараторе можно через температуру потока, охлаждающего газ во втором теплообменнике газ-газ. Для этого можно применить эффект понижения температуры при испарении жидкости. Этот эффект можно реализовать, если использовать пропан-бутановую фракцию

(ПБФ), получающуюся на промысловой установке деэтанзации и стабилизации конденсата, для подачи в поток охлаждающего газа.

Проверить это предложение рациональнее всего с помощью моделирующего программного комплекса ХАЙСИС [3]. В нем была смоделирована существующая типовая технологическая схема установки комплексной подготовки газа. Произведено сравнение количества и составов нестабильного конденсата производственного режима и расчетного и сделан вывод об адекватности модели. На базе полученной моделирующей схемы проведено изменение технологической схемы установки путем подачи потока ПБФ в поток осушенного газа, охлаждающего поток сырого газ, идущего на низкотемпературный сепаратор. На новой схеме с помощью расчетных исследований был подобран режим, при котором температура сепарации снизилась до минус 41 °С и выход нестабильного конденсата был увеличен на 3 тыс.кг/час.

Таблица 1

Влияние впрыска ПБФ на изменение степени извлечения целевых компонентов из сырого газа

Режим	Степень извлечения, %			
	Этан	Пропан	Бутаны	Пентаны
Производственный	0,38	9,06	30,91	71,87
Новый	3,24	22,01	55,07	88,92
Прирост степени извлечения	2,86	12,95	24,16	17,05

В заключение можно сказать, что использование нового режима позволит увеличить степень извлечения целевых компонентов и выход стабильного конденсата (табл.1).

Литература

1. Гриценко А.И., Истомина В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с.: ил.
2. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. – М.: Недр - бизнесцентр, 2000. – 278 с. : ил.
3. Руководство пользователя. – AspenTech Hysys, 2006.

МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЛЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КРИВЫМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

А.С. Аниканов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В докладе рассматриваются проблемы идентификации нестационарных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) по кривой восстановления давления (КВД), для решения которых предлагаются модели и алгоритмы интерпретации, позволяющие определять параметры нефтяных пластов в процессе проведения исследований, обеспечить устойчивость оценок, повысить их точность и сократить простои скважин.

Проблемы идентификация нестационарных ГДИС по КВД

Нестационарные гидродинамические исследования скважин (ГДИС) по кривым восстановления давления (КВД) являются одним из наиболее информативных методов определения коллекторских и геометрических параметров пластов нефтяных и газовых месторождений [1]. Задача идентификации для ГДИС состоит в построении оптимальной, в смысле заданных показателей качества, модели гидродинамических параметров скважины (забойного давления, дебитов, температуры и т.п.) и оценке неизвестных фильтрационных параметров, энергетического состояния и геометрических параметров нефтяных пластов. Проблемы идентификации ГДИС по КВД связаны с решением прямых и обратных задач интерпретации по результатам измерений забойного давления в стволе скважины после ее остановки и продолжающего притока жидкости в скважину. Качество результатов интерпретации ГДИС по КВД зависит от многих объективных и субъективных факторов, основными из которых являются: адекватность модели КВД, погрешность измерений забойного давления, точность дополнительных априорных сведений и экспертных оценок, устойчивость и точность метода решения обратной задачи. Модель КВД выбирается в соответствии с моделью пластовой системы, условиями разработки, строением пласта - коллектора, режимом работы скважин и представляет достаточно сложную задачу.

Следует отметить, что многие классические методы решения задач идентификации для ГДИС на установившихся и не установившихся режимах фильтрации флюидов (метод касательных, наилучшего совмещения, детерминированных моментов и т.д.) не гарантируют устойчивость оценок параметров пласта и допустимую точность решений [1-2]. Неустойчивость и низкая точность решений часто проявляются в условиях малых выборок, когда по ряду технических причин, в том числе и в целях сокращения времени простоя скважины, уменьшения потери добычи нефти, требуется прервать исследования. Изменение режимов работы скважин, влияние границ пласта, неоднородностей приводит к появлению дефектных (аномальных) значений забойных давлений и дебитов исследуемых скважин, что является причиной неустойчивости решения. Другая особенность классиче-

ского подхода связана с планированием исследований и проведением интерпретации результатов ГДИС после их завершения, что часто приводит к простым скважин и значительным затратам.

Наиболее общим решением задач идентификации ГДИС, обеспечения устойчивости и повышения точности оценок параметров пласта по данным ГДИС является предложенный в [3] 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, что обеспечивает устойчивость процедур решения задач идентификации и существенно повышает их точность.

Данная работа является развитием метода интегрированных моделей для ГДИС [3], где для сокращения времени простоя скважин предлагаются алгоритмы адаптивной идентификации, позволяющие определять параметры нефтяных пластов по КВД, не планируя заранее время завершения исследований.

Адаптивная идентификация ГДИС по КВД

Адаптивная идентификация ГДИС по КВД с учетом дополнительной априорной информации заключается в последовательном, по мере получения информации о забойном давлении, вычислении вектора оценок параметров модели КВД $\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v}_n^*, \bar{\mathbf{b}})$ и вектора управляющих параметров \mathbf{v}_n^* путем решения двух оптимизационных задач [3]:

$$\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v}_n^*, \bar{\mathbf{b}}) = \arg \min_{\bar{\mathbf{b}}_n \in R_m} (\Phi(\bar{\mathbf{b}}_n, \bar{\mathbf{b}}, \mathbf{v}_n^*)), \quad \mathbf{v}_n^* = \arg \min_{\mathbf{v}_n \in R_m} \left\| \mathbf{P}_3^* - \mathbf{P}_3(\bar{\mathbf{b}}^*(\mathbf{v}_n^*, \bar{\mathbf{b}})) \right\|^2, \quad n = n_n, n_n + 1, n_n + 2, \dots, n_n + n_k, \quad (1)$$

где $\arg \min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции $f(x)$, $f(x^*) = \min_x f(x)$, $\|X\|$ – норма вектора X ; $\Phi(\bar{\mathbf{b}}_n, \bar{\mathbf{b}}, \mathbf{v}_n^*)$ – комбинированный функционал качества интегрированной системы моделей КВД, состоящий из частных квадратичных критериев качества модели КВД и моделей дополнительных априорных сведений; $\mathbf{P}_3^* = (P_3^*(t_i), i = \overline{1, n})$, $\mathbf{P}_3(\bar{\mathbf{b}}) = (P_3(t_i, \bar{\mathbf{b}}, i = \overline{1, n})$ – векторы измеренных и вычисленных на основе модели КВД $P_3(t, \bar{\mathbf{b}})$ значений забойного давления; n_n – объем измерений забойного давления в выбранном начальном участке КВД $[t_0, t_n]$; n_k – объем измерений забойного давления, необходимых для обеспечения требуемой точности оценок; $\mathbf{v} = (v_k, k = \overline{1, p})$ – управляющие параметры, определяющие значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{\mathbf{b}} = (\bar{b}_k, k = \overline{1, p})$. При значениях управляющих параметров, равных нулю ($\mathbf{v} = \mathbf{0}$), априорная информация не учитывается, и оценки фильтрационных параметров $\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{v}_n^*, \bar{\mathbf{b}})$ (1) совпадают с классическими оценками метода наилучшего совмещения [1]:

$$\bar{\mathbf{b}}_n^*(\mathbf{0}) = \arg \min_{\bar{\mathbf{b}}_n \in R_m} \left\| \mathbf{P}_3^* - \mathbf{P}_3(\bar{\mathbf{b}}) \right\|^2. \quad (2)$$

Решение о завершении исследований может быть принято на основе визуального анализа графика зависимости оценок (1) от времени либо по критерию стабилизации оценок, где за n_k , например, принимается то значение n , при котором выполняется неравенство $|(a_{n-i}^* - a_n^*) / a_n^*| \leq eps, i = 1, 2, 3 \dots (eps - \text{заданная точность})$.

В докладе приводятся результаты анализа точности оценок фильтрационных параметров и пластового давления, полученные на основе (1) с использованием модели КВД для однородного нефтяного пласта с учетом притока жидкости в скважину после ее остановки:

$$P_3(t, \bar{\mathbf{b}}) = P_3(t_0) + \frac{1}{4\pi\alpha_1} \int_{t_0}^t \frac{(q(t_0) - q(t - \tau, \alpha_3))}{\tau} \exp\left(-\frac{r_c^2}{4\alpha_2 \cdot \tau}\right) \cdot d\tau, \quad (3)$$

где α_1 – гидропроводность нефтяного пласта, α_2 – его пьезопроводность; $q(\tau, \alpha_2) = q(t_0) \exp(-\alpha_2 \tau)$ – модель дебита жидкости в скважине после ее остановки; $q(t_0)$ – дебит скважины в момент ее остановки (t_0); $P_3(t_0)$ – начальное значение забойного давления; $r_c = 0,1$ м – радиус скважины; В качестве дополнительных сведений использовались данные о пластовом давлении $\bar{P}_{ni} = 142 \text{ ат}$ и гидропроводности $\bar{\alpha}_1 = 1 \text{ Дсм} / \text{сП}$.

В табл. приведены значения забойных давлений после остановки скважины, оценки пластового давления, пьезопроводности и гидропроводности, полученные с использованием зарубежного программного комплекса «PanSystem» при обработке всей КВД за 99 часов исследований, а также методов адаптивной идентификации и наилучшего совмещения за разные периоды исследований.

Из табл. видно, что предложенный метод адаптивной идентификации с учетом дополнительной априорной информации дает более точные оценки фильтрационных параметров и энергетического состояния нефтяного пласта по сравнению с методом наилучшего совмещения. Так для метода адаптивной идентификации достаточно остановить скважину на 40 часов, что позволяет в два раза сократить время исследований по сравнению с технологией обработки данных, реализованной в программе «PanSystem».

Подобные результаты имеют место при использовании оценок (1) в интерпретации результатов исследований скважин по КВД, КВУ месторождений Томской и Тюменской области, что подтверждает целесообразность использования предлагаемого метода.

В заключение отмечается, что рассмотренные алгоритмы адаптивной идентификации ГДИС по КВД позволяют:

1. определять параметры нефтяных пластов и скважин в процессе проведения гидродинамических исследований скважин по КВД;
2. учитывать дополнительную априорную информацию, что обеспечивает устойчивость и повышает точность оценок параметров нефтяных пластов;
3. принимать решение о прекращении исследований в ходе их проведения, что позволяет значительно сократить простои скважин и увеличить добычу нефти.

Таблица

Результаты обработки КВД скважины № 323 нефтяного месторождения

Методы	Время, час	Забойное давление, ат	Пластовое давление, ат	Пьезопроводность, м ² /с	Гидропроводность, Дсм/сП
«PanSystem»	99	145,6	152,3	4,53E-04	1,3
Адаптивная идентификация	40	142,6	153,4	5,00E-04	1,4
	60	144,3	153,7	4,97E-04	1,4
	80	145,1	153,6	4,97E-04	1,4
	99	-	153,4	4,99E-04	1,4
Наилучшее совмещение	40	-	161,1	3,11E-04	0,9
	60	-	154,4	4,88E-04	1,4
	80	-	148,4	1,32E-03	3,7
	99	-	152,3	6,18E-04	1,7

Литература

1. Кульпин Л.Г. Гидродинамические методы исследований нефтегазовых пластов/ Л.Г. Кульпин, Ю.А. Мясников. – М.: Недра, 1974. –200 с.
2. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. М.: Наука, 1998.–304 с.
3. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неуставившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации// Известия ТПУ. – 2006.–Т. 309. –№ 5. – С.156-161.

РАЙОНИРОВАНИЕ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ ПО ХАРАКТЕРУ ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ ДЛЯ РАЦИОНАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Д. Аствацатуров, А.А. Купцов

Научный руководитель заведующий кафедрой М.В. Трохимчук
Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Волгоград, Россия

При проектировании морских нефтегазовых сооружений на мелководье возникают значительные ледовые нагрузки, которые по величине превышают другие виды воздействия (ветер, течения, волнения и др.) и являются основными расчетными показателями. Поэтому в последние годы возрос интерес к изучению явления обледенения. Наиболее опасными для морской конструкции являются дрейфующие формы ледового покрова, характерные для весеннего периода.

Выбор конструкции и элементов морских нефтегазопромысловых сооружений осуществляется на основании расчета нагрузок и воздействий льда по СНИП [1], согласно которому необходимы данные о:

- площади ледяных полей;
- скорости и направлении их движения (дрейфа);
- расчетной толщине льда (1-,5- и 10%-ной обеспеченности);
- пределе прочности льда на сжатие;
- пределе прочности льда на изгиб;
- пределе прочности льда на раздробление;
- солености воды и льда;
- толщине слоя снега на льду;
- среднесуточной температуре воздуха;
- характере колебаний уровней воды;
- геоморфологических особенностях берегов.

При строительстве морских сооружений необходимо знать:

- физико-механические свойства воздействующего льда, определяемые на основании изучения строения ледяного покрова;
- испытания образцов на прочность;

- поведения ледяного покрова (его деформативных свойств) под нагрузкой.

Для осуществления безаварийных операций по возведению и эксплуатации морских нефтегазовых платформ, подводных трубопроводных систем, точечных приборов и др., а также транспортирование углеводородного сырья от месторождения в береговую зону необходимо иметь данные о экспериментальных датах появления и исчезновения льда, продолжительности ледового периода, площади, скорости, направления и сплоченности дрейфующих ледяных полей, повторяемости экстремально холодных зим.

Для проведения производственных операций на платформах определен минимальный предел температур для каждого вида работ, ниже которого работа прекращается. Поэтому для планирования производительного процесса необходимы сведения о начале, конце и продолжительности ледового периода, количестве дней с температурой, при которой работы приостанавливаются.

Кроме того, необходимо иметь ясное представление о характере взаимодействия льда и сооружения, т.е. определять величину обледенения конструкции, которое включает:

- скорость обледенения;
- среднегодовое число дней с обледенением;
- величины толщины обледенения элементов морских сооружений;
- механизм разрушения ледяного покрова.

На основе проведенных исследований различных условий Северного Каспия (климатические, гидрологические, геологические, геоморфологические, связанные с промышленным освоением морских месторождений) были выделены три района (рис.1). Причем, каждый район характеризуется однообразным ледовым режимом, сформировавшимся под действием ветровой нагрузки, течения, волнения (табл. 1).

Таблица 1

Режимные характеристики ледовых условий и физико-механические свойства льда

Наименование параметра	Характеристика района		
	1 район	2 район	3 район
Дата экстремально раннего появления льда	28.11	25.10	18.10
Дата экстремально позднего появления льда	15.03	16.04	14.04
Продолжительность ледового периода, дни	107	169	178
Лед: толщина ровного льда, h_d , м	0,83	0,72	0,68
Толщина наслоенного льда, h_d , м	1,6	1,5	1,4
Прочность ровного льда на сжатие R_c , МПа	0,14-8,0	0,15	0,16
Прочность ровного льда на изгиб $R_{из}$, МПа	0,7	0,73	0,78
Прочность наслоенного льда на сжатие $R_{нс}$, МПа	1,0	1,1	1,2
Прочность наслоенного льда на изгиб $R_{нн}$, МПа	0,5	0,7	0,8

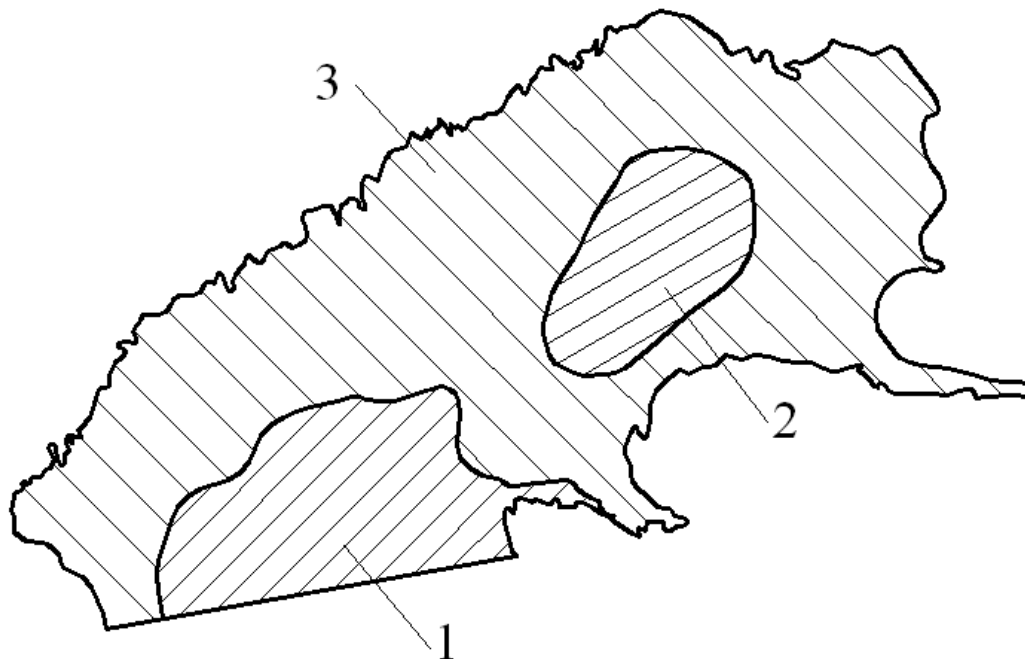


Рис. 1 Схема районирования Северного Каспия по характеру ледовых условий

Учитывая режим ледообразования можно наиболее рационально сделать выбор морского нефтегазового сооружения и избежать возможности аварийных ситуаций, связанных с ледовым покровом и с дрейфующими

ледяными телами. Значительная часть морских нефтегазовых месторождений сосредоточена в зонах северо-востока и западной части моря.

Анализ ледовых условий показал, что за последние 10-15 лет сроки замерзания, в связи с трансгрессией Каспийского моря, сдвинулись на более позднее время (на 5-15 дней), а сроки таяния на более ранние (на 6-12 дней). Продолжительность ледового периода сократилось на 15-20 дней.

Для проведения производственных операций на платформах определен минимальный предел температур для каждого вида работ, ниже которого работа прекращается. Поэтому для планирования производительного процесса необходимы сведения о начале, конце и продолжительности ледового периода, количестве дней с температурой, при которой работы приостанавливаются.

Выявлено, что в зимний период идет обледенение морских сооружений. Медленное морское брызговое обледенение возможно в период с декабря по январь, в период отрицательных температур в сочетании с сильными волнами и ветрами может образовываться атмосферное обледенение. Уровень обледенения зависит от высотной отметки, на которой установлены сооружения (табл. 2).

Выявлено, что при нефтегазовом освоении Северного Каспия особое внимание необходимо уделить третьему району, связанному с береговой зоной, в котором ледовые условия наиболее нестабильны, так поздней осенью и ранней весной наблюдается береговой и дрейфующий, битый лед, идет образование торосов и стамух.

Таблица 2

Период повторяемости процесса обледенения

Тип района	Период повторяемости, лет	Высота, м						
		до 10	10	30	50	60	70	90
1 район	5	3,8	5,7	7,6	8,8	10,2	11,7	12,2
	10	6,8	10,8	13,1	15,7	17,0	19,4	21,3
2 район	5	4,0	5,8	7,7	9,0	11,0	11,9	12,7
	10	6,9	11,2	13,4	15,9	17,3	20,0	22,0
3 район	5	4,2	5,9	7,8	9,2	11,6	12,0	13,0
	10	7,1	11,3	13,6	16,0	17,5	22,1	22,2

Литература

1. СНИП 2.06.04-82х «Нагрузки и воздействие на гидротехнические сооружения» (волновые, ледовые и от судов), /Госстрой России – М.: ФГУП «ПНИИИС» Госстроя России, 1995-89с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СТАЦИОНАРНОГО ТЕПЛООБМЕНА
МЕЖДУ ТРЕХФАЗНЫМ ФЛЮИДОМ И ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ
В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ**

А.И. Бабанов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Несмотря на то, что месторождения углеводородов характеризуются различным составом и физико-химическими свойствами нефтей, строением коллекторов и глубинами залегания углеводородов, причины отказов УЭНЦ зачастую одинаковы и их доли в общем числе отказов примерно равны.

Наибольший интерес, из-за их большого числа, представляют две причины:

заклинивание насоса;

снижение изоляции;

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

Солеобразования, являющиеся одним из доминирующих осложняющих факторов, представляют собой отложения, подобно накипи на поверхности домашних чайников, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, внутреннюю и внешнюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину, препятствуя потоку жидкости и эффективному теплопереносу между погружным электродвигателем (ПЭД) и омывающим флюидом.

Солевой налет обычно располагается слоями и иногда бывает покрыт парафиновым или битуминозным покрытием. Изъязвления и коррозия стали могут развиваться под слоем солевых накоплений благодаря бактериям и кислому газу, нарушая целостность стали (рис. 1). Отсутствие работ, посвященных исследованию механизма теплообмена между ПЭД и газожидкостным потоком в присутствии солевого налета приводит нас к необходимости более детального рассмотрения вопроса движения флюида в скважине, т.к. именно он обуславливает теплоперенос. Ниже рассматриваются результаты численного моделирования стационарного процесса переноса тепла от ПЭД к обтекающему его потоку скважинной продукции в общей постановке, в частности с уче-

том влияния типа и структуры потока, концентрации газа, мощности солевого налета, технологических факторов.

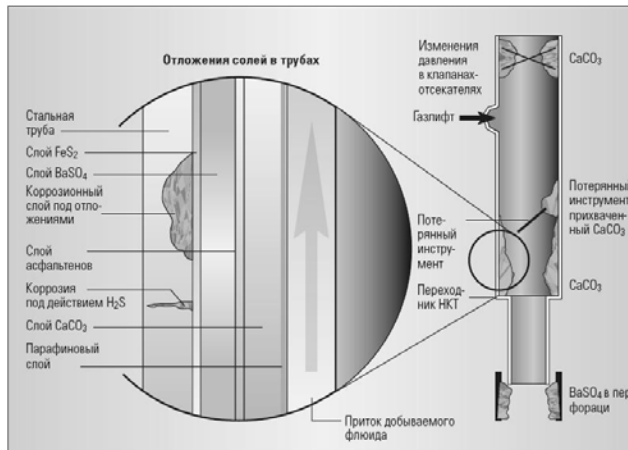


Рис. 1 Солеотложения внутри труб

соответственно номинальная мощность, КПД, длина и радиус

Аналізу подвергается температурный режим погружного электродвигателя в период стабильной работы в присутствии слоя солеотложений.

Уравнения математической модели. Метод аналитического решения

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

$$q = \frac{N \cdot (1 - \eta_d)}{\pi \cdot R_d^2 \cdot L}, \quad \text{ПЭД.}$$

где N, η, L, R -

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

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

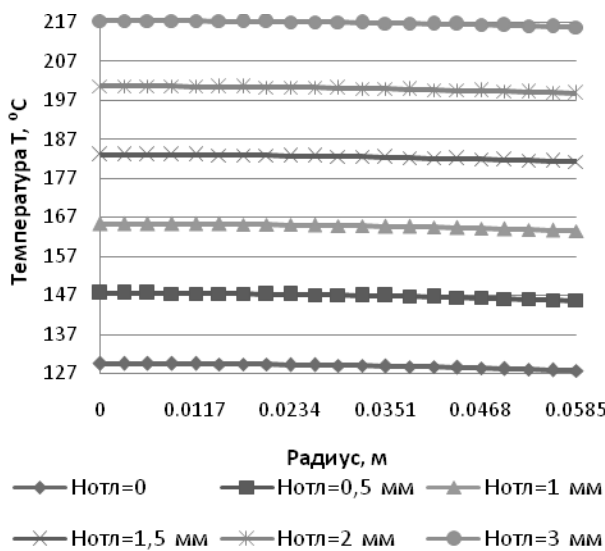


Рис. 2 Распределение температуры в теле ПЭД 4ЭД22-117 при различной мощности слоя солеотложений

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

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

Распределение температуры в двигателе определяется следующим соотношением:

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

где константы

$$C_2 = \left(\frac{\lambda_d}{\lambda_{от}} \ln R_d - \frac{1}{2} \right) \chi \frac{R_d^2}{2} + A_2, \quad \text{и}$$

$$A_2 = T_c + \frac{q_d}{\lambda_{от}} \frac{R_d^2}{2} \ln(R_d + h) + \frac{1}{\alpha} q_d \frac{R_d}{2}.$$

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

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

для ламинарного режима обтекания,

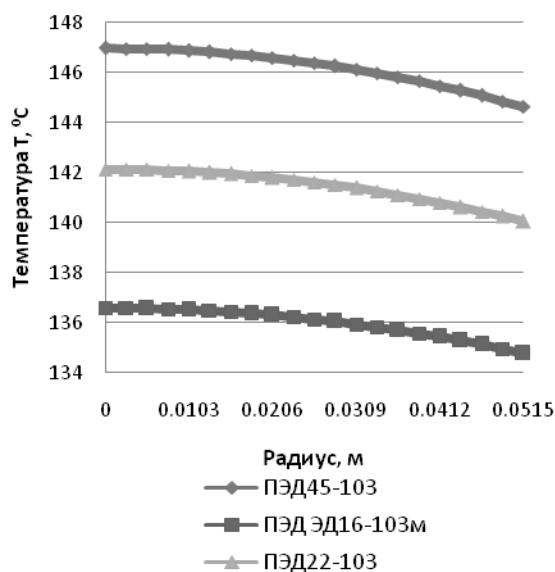


Рис. 3 Распределение температуры в теле ПЭД при $w=2w_{нпм}$

Температурный режим ПЭД зависит как от мощности модуля, так и от скорости набегающего потока.

Литература

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.-М.: «Нефть и газ» РГ У нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
2. www.slb.com.
3. James F. Lea and John L. Bearden: "ESP's: On and Offshore Problems and Solutions", SPE March 28-31, 1999.
4. Frank P. Incroperera, David P. Dewitt: "Fundamentals of Heat and Mass Transfer", John Wiley and Sons (2002).
5. H.-Q. Zhang, Q. Wang, C. Sarica, and J. P. Brill: "Unified Model of Heat Transfer in Gas/Liquid Pipe Flow", SPE March 28-31, 1999.
6. Hasan A. R. and Kabir C. S.: "Aspects of Heat Transfer During Two-phase Flow in Wellbores," SPEPF (August 1994), 211.

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПРОФИЛАКТИКИ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ

А.И. Бабанов

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прямые затраты на удаление солевых отложений из одной скважины могут достигать 2,5 млн долл., а затраты в связи с задержкой добычи — еще больше. Точно так же, как в медицине, профилактика лучше лечения, сохранение работающей скважины в удовлетворительном состоянии в конечном счете является самым эффективным способом добычи углеводородов. В большинстве случаев предотвращение солеобразования путем химического ингибирования служит предпочтительным методом поддержания продуктивности скважины. Методы ингибирования могут варьироваться от основных методов разбавления до наиболее передовых и экономичных методов с использованием пороговых ингибиторов солеобразования.

В последние годы наблюдается много важных достижений в области регулирования и устранения солевых отложений. В настоящее время в распоряжении компаний-операторов находится ряд химических продуктов и механических средств, предназначенных для удаления и предотвращения роста отложений. Совершенствование технологии размещения, способов воздействия на химический состав коллекторов и высокоэффективных растворов обеспечивает более экономичные варианты для химического ингибирования и удаления солевых отложений из пластов. Достижения в методах удаления отложений с использованием новых абразивных материалов предлагают быстрые и надежные способы удаления отложений во внутритрубном пространстве без риска повреждения стальных труб.

Каждая новая технология позволяет улучшить один из аспектов борьбы с отложениями в стволе скважины. В сочетании эти новые технологии становятся частью процесса управления отложениями, при котором можно применять методы контроля для выявления начальных условий солеобразования и разработки оптимальной стратегии снижения потерь добычи в связи с солеобразованием и сокращения расходов на их устранение. Стратегия должна включать мероприятия по предотвращению образования отложений и их периодическому

для турбулентного режима движения смеси в кольцевом канале

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

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

Re, Pr, Nu — критерии соответственно Рейнольдса, Прандтля и Нуссельта.

Определяющим размером в последнем выражении является эквивалентный диаметр кольцевого канала, определяющей температурой - температура потока Тс. Индекс «см» означает, что параметры определены при температуре потока, индекс «ст» — при температуре стенки цилиндра.

Ниже приведены графические зависимости влияния мощности солевого налета на распределение температуры в теле ПЭД (Рис. 2) и зависимость нагрева ПЭД от номинальной скорости омывающего флюида (Рис. 3).

Выводы

Солевой налет оказывает заметное влияние на теплообмен системы «ПЭД-Обтекающий флюид»;

устранению. Инженеры, работающие с коллекторами, склонными к солеобразованию, благодарны за каждое улучшение технологий, используемых для решения проблем солеобразования, с которыми они сталкиваются.

Объединение обработки ингибитором солеобразования с гидроразрывом пласта

Защита расклиненных трещин от загрязнения минеральными отложениями в большой степени зависит от надлежащего размещения ингибитора. Участки трещины, оставленные необработанными ингибитором, могут получить неустраняемые повреждения ввиду неэффективности воздействия растворителей отложений на минеральные отложения, находящиеся в массе проппанта. В результате предпринимаются усилия с целью закачки ингибиторов солеобразования в жидкость гидроразрыва, что гарантирует воздействие на массу проппанта.

Компания «Шлюмберже» разработала альтернативную систему доставки ингибиторов ScaleFRAC, объединяющую обработку ингибитором солеобразования и гидроразрыв пласта в одноэтапный процесс с использованием нового жидкого ингибитора, совместимого с жидкостями гидроразрыва.

Этот ингибитор эффективно размещается в любом месте расклиненной трещины путем закачки ингибитора солеобразования на стадиях создания подушки и закачки песка в ходе операции гидроразрыва. Ингибитор сохраняется путем адсорбции на пласте в зоне поглощения или путем осаждения на проппанте. По мере прохождения пластовой воды через зону адсорбции ингибитора она растворяет достаточное количество ингибитора для предотвращения скапливания воды в трещинах и стволе скважины. (Рис. 1).

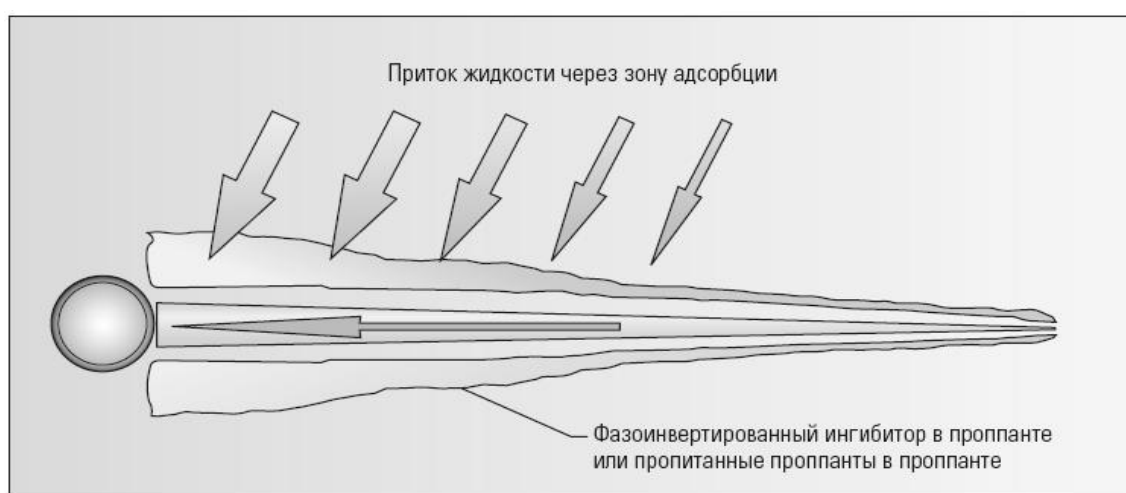


Рис. 1 Гидроразрыв пласта с размещением ингибитора

Новая технология устраняет обработку отложений под давлением непосредственно после гидроразрыва пласта и не создает проблемы медленного восстановления добычи нефти из-за изменений смачиваемости, вызываемых обычными обработками отложений под давлением.

Новая система доставки ингибиторов широко используется на промыслах Северного склона Аляски и нашла применение на промыслах Северного моря и Пермского бассейна. К примеру, результаты, достигнутые в Пермском бассейне, показывают, что концентрации ингибитора в добываемой воде остаются выше пороговых значений, необходимых для предотвращения солеобразования, значительно дольше, чем при традиционных обработках (рис. 2). Данные по вымыванию ингибитора, полученные в двух скважинах, которые были обработаны системой ScaleFRAC, свидетельствуют, что концентрация ингибитора в добытой воде оставалась выше порогового значения — обычно от 1 до 5 ppm — для предотвращения осаждения и роста солевых отложений. Из скважин А и В, обработанных по новому методу размещения ингибитора, вода, не содержащая солевых отложений, добывалась значительно дольше, чем из скважин, обработанных по обычной технологии.

Новая комбинированная обработка ингибитором вместе с гидроразрывом обеспечивает стабильную продуктивность трещины благодаря улучшению размещения ингибитора. Она также упрощает материально-техническое обеспечение буровой ввиду объединения закачки под давлением и обработки ингибитором. Кроме того, скважина быстрее возвращается к эксплуатации, поскольку не производится остановка скважины для обеспечения адсорбирования или осаждения ингибитора в пласте.

Недавно английская компания АЕА Technology разработала новый пористый керамический проппант, который пропитывается ингибитором солеобразования для использования при гидроразрыве пласта.

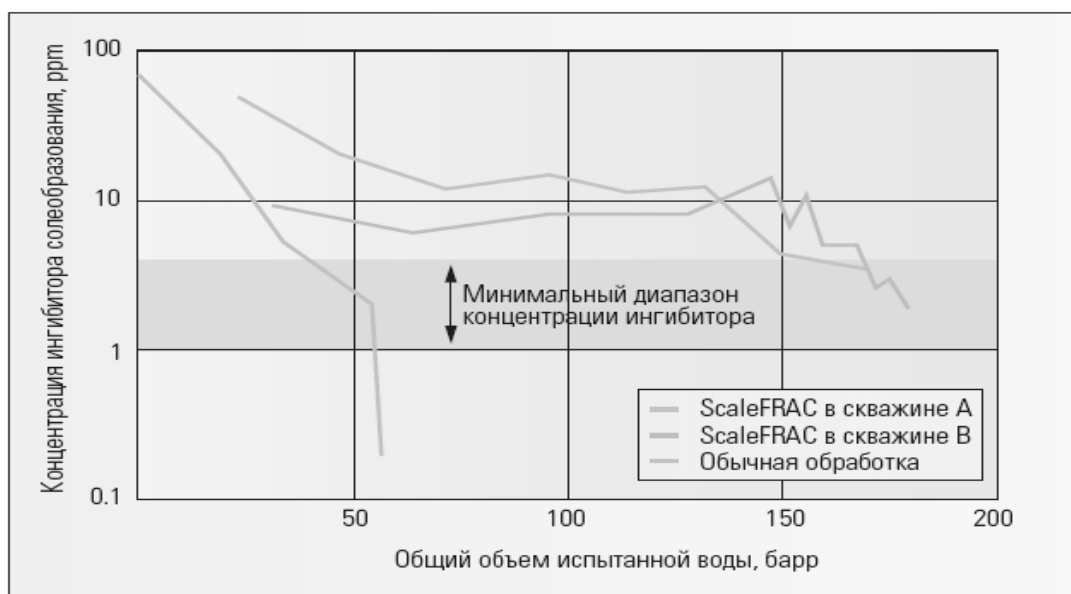


Рис. 2 Сохранение ингибитора

Новым свойством ингибитора солеобразования АЕА является то, что соль, содержащаяся в обычно используемом на нефтепромыслах ингибиторе солеобразования, осаждается таким образом, что она заполняет поры легкого керамического проппанта. Затем пропитанный керамический проппант может быть заменен частью первоначального проппанта в процессе гидроразрыва пласта. После начала эксплуатации любая вода, протекающая над поверхностью пропитанного проппанта, будет вызывать растворение ингибитора солеобразования, защищая стенки от осаждения солей из воды. Ингибитор высвобождается в результате его растворения во внутренних порах отдельных гранул проппанта. Тем самым предотвращаются потери ингибитора посредством фазовых ловушек. После полного растворения ингибитора керамический субстрат остается и продолжает служить расклинивающим агентом.

Литература

1. Кашавцев А.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. - М.: 2004. -432 с.
2. www.slb.com.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НА ХОХРЯКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

И.В.Бобрикова

Научный руководитель доцент Г.Ф.Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Нефтяные месторождения Западной Сибири, разрабатываются в режиме поддержания пластового давления заводнением, в частности и Хохряковская группа месторождений. На большинстве объектов разработки наблюдается опережающее обводнение, свидетельствующее о неравномерности выработки запасов и невозможности достижения проектных значений коэффициента извлечения нефти.

Хохряковское нефтяное месторождение открыто в 1972 году, введено в разработку с 1985 года. Промышленная нефтеносность связана с юрскими горизонтами ЮВ₁ и ЮВ₂, разрабатываемых совместно как единый эксплуатационный объект. Основной причиной начальной стадии обводнения на Хохряковском месторождении является заводнение их из-за площадной неоднородности коллектора по проницаемости.

Для предотвращения этого отрицательного явления применяется нестационарное заводнение, сочетающее циклическую закачку воды с изменением направления фильтрационных потоков, что позволяет обеспечить вытеснение нефти для низкопроницаемых пород.

На месторождении сформирована блочная система заводнения, с очаговыми скважинами, что позволило проводить циклическую закачку. Экспериментальным участком был выбран блок 3_2 Хохряковского месторождения. (Рис.1)

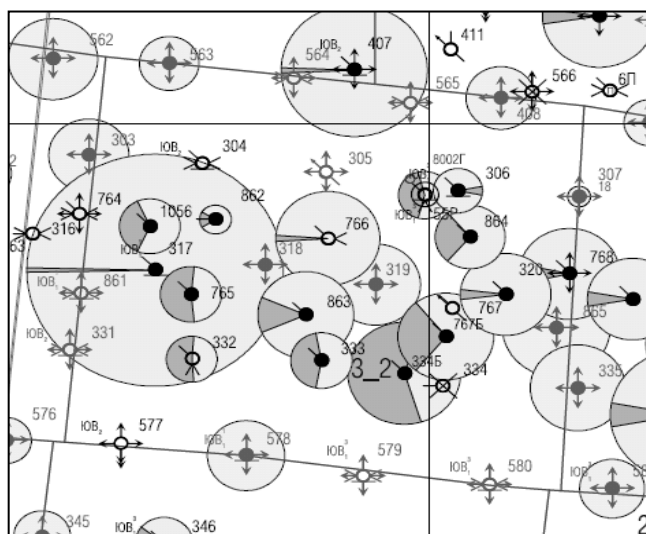


Рис.1 Блок 3_2 Хохряковского месторождения

В экспериментальных и аналитических работах изучались вопросы неустановившейся фильтрации несмешивающихся жидкостей в пласте при различной технологии периодического изменения давления или расхода воды - величина и особенности перетоков жидкости между слоями и зонами разной проницаемости, оценка эффективности процесса. Во всех известных исследованиях реальный пласт представляется в виде двухслойной системы с различной характеристикой слоев. Цынковой О.Э. была предложена математическая модель процессов [1], которые в настоящее время используются при проектировании разработки месторождений с использованием рассматриваемого метода.

Использование этой модели позволяет определить относительную частоту смены циклов. Изменение расхода нагнетаемой воды, являющееся критерием нестационарности процесса:

$$\omega = \omega_p C \mu m l^2 k^{-1}$$

где ω - относительная частота циклов; ω_p - рабочая абсолютная частота колебаний расхода; C - коэффициент упругости породы и жидкости; μ, m, l, k - характерные средние вязкость, пористость, длина и проницаемость пласта соответственно.

Установлено, что оптимальное значение относительной частоты смены циклов $\omega=2$. Это значение отвечает завершению распределения пластового давления, а также достижению максимальных перетоков жидкости по длине пласта.

Из указанного соотношения для обоснования режима циклической закачки воды в пласты определяется оптимальная рабочая частота смены циклов:

$$\omega_p = 2\chi / l^2, \text{ или } t = l^2 / 2\chi$$

где $\chi = k / \mu C m$ средняя пьезопроводность пласта; t - длительность полуцикла нестационарного воздействия [2].

Подставив в формулу значения параметров для блока 3_2, определим оптимальную частоту смены циклов: $t=28,7$ сут. Устанавливаем частоту смены циклов 30сут.

По блоку 3_2 произвели геолого-технические мероприятия (ГРП, оптимизацию), сопровождая со стороны очаговых скважин №№318,319 циклическим регулированием закачки. В результате по реагирующим скважинам снизилась обводненность на 10% и получены приросты по скважине № 863 – 11 т/сут; и по скв. № 862 – 12 т/сут. совместно с ГТМ.

Выводы:

В современных условиях традиционные системы ППД не могут обеспечить эффективного воздействия на неоднородные объекты с трудноизвлекаемыми запасами. Высокоэффективное и циклическое заводнение с оперативным поскважинным управлением и широким диапазоном создаваемых давлений и расходов может обеспечить нестационарное заводнение.

Циклическое изменение закачки позволяет сократить потребление электроэнергии.

Совершенствование системы заводнения является безопасным, экономически выгодным для предприятия.

Комплексное совершенствование системы заводнения в настоящем, и будущем остается одним из основных методов выработки остаточных запасов нефти.

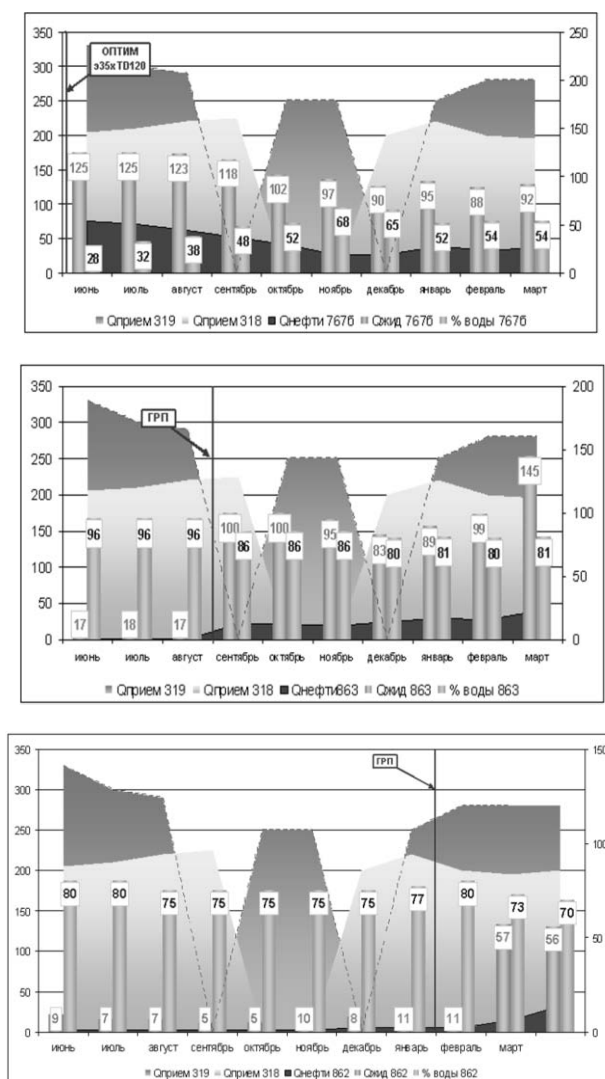


Рис.2 Циклическая закачка скважин №№318,319, блока 3_2

Литература

1. Горбатилов В., Костюченко С.Пальянов А. Технология дискретных закачек – основа для модернизации систем ППД и совершенствования методов заводнения нефтяных залежей // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. – 2001г. - №2. – С.53
2. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1968. – 301с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН СРЕДНЕ-НЮРОЛЬСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.С. Богданов

Научный руководитель ассистент Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проектные решения, принятые в “Технологической схеме разработки Средне-Нюрольского месторождения” предусматривали бурение 18 горизонтальных скважин на объекте Ю13-4. Согласно решениям проекта горизонтальные скважины были пробурены и размещены в центральной части залежи Ю13-4. Всего за период разработки было пробурено 16 горизонтальных скважин, из них в добыче участвовали 15 скважин, одна скважина (№106) в освоении.

По состоянию на 1.01.2008 г. все скважины, за исключением скважины №106, действующие. Параметры эксплуатации горизонтальных скважин в динамике показаны в таблице 1.

Таблица 1

Показатели эксплуатации горизонтальных скважин

Объект	№ скв.	Характер насыщения пласта	Нефтенасыщенная толщина, м	Дата ввода в эксплуатацию	Начальные показатели		Текущие показатели на 1.01.2008 г.	
					Дебит нефти, т/сут	% воды	Дебит нефти, т/сут	% воды
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю ₁ ³⁻⁴	G1	ВНЗ	12	01.01.04	78,5	3,0	67,03	2,1
	G2	НЗ	16	01.01.04	224,5	0,0	81,7	0,5
	104	НЗ	15	01.08.05	38	3,4	23,9	1,0
	105	НЗ	16	01.11.05	133	15,8	145,8	1,3
	121Г	ВНЗ	10	01.12.05	63,8	6,0	41,3	3,0
	123Г	ВНЗ	13	01.05.05	40,9	9,5	13,4	6,4
	126Г	НЗ	16	01.06.05	52,7	13,7	20,1	23,0
	127Г	НЗ	16	01.08.04	142,1	3,6	51	8,1
	128Г	ВНЗ	12	01.07.04	167,7	5,6	32	3,8
	130Г	ВНЗ	15	01.02.05	116,4	3,2	28,6	7,1
	136Г	ВНЗ	12	01.10.04	92,5	6,3	48,8	10,6
	137Г	ВНЗ	15	01.04.05	23,3	67,9	3,9	92,6
	140Г	ВНЗ	10	01.08.05	149,0	7,3	48,8	4,9
141Г	ВНЗ	10	01.06.05	162,6	2,5	69,5	3,8	

За период эксплуатации горизонтальных скважин по состоянию на 1.01.2008 г. получены следующие результаты:

Накопленная добыча нефти – 444,9 тыс.т., что составляет 83% всей добычи по месторождению с начала разработки;

Накопленная добыча жидкости – 479,1 тыс.т. или 83% от общей добычи по месторождения;

Средняя текущая обводненность – 13%;

На 1 скважину в среднем добыто 40,4 тыс.т нефти.

В целом работу горизонтальных скважин можно охарактеризовать следующими показателями:

средний дебит нефти за период эксплуатации скважин (0,5-2 года) снизился в 2 раза (с 91 до 45 т/сут)

пластовое давление снизилось в среднем на 20 МПа

средняя обводненность осталась на уровне начальной (12%).

Основным технологическим критерием оценки эффективности работы горизонтальной скважины является дебит нефти, с которым скважина вступила в работу, а также продолжительность стабильной добычи нефти.

Из таблицы 1 видно, что за период эксплуатации горизонтальных скважин, пробуренных на месторождении, текущие дебиты нефти практически по всем скважинам значительно снизились, за исключением скважины №105, ее срок эксплуатации на дату проведения анализа составлял всего 2 месяца.

Наименее продуктивные скважины №№G3, 128 и 137 характеризуются следующей динамикой дебитов нефти:

скв. **128** – за 1,5 года эксплуатации дебит нефти снизился относительно начального в 5 раз;

скв. **137** – за 8 месяцев эксплуатации, текущий дебит нефти снижен, по сравнению с начальным, в 6 раз.

Относительно успешной можно назвать работу скважин №№104, 105, G1 и G2, период их эксплуатации характеризуются следующей динамикой дебитов:

скв. **105** – работала стабильно 2 месяца с дебитом нефти 133-146 т/сут;

скв. **104** – работала стабильно 4 месяца с дебитом нефти 30-32 т/сут, текущий дебит нефти снизился до 23 т/сут ;

скв. **G1** – работает 4 года, в течение периода эксплуатации дебит имел тенденции снижения и роста, текущий дебит нефти равен 67 т/сут, снижен относительно начальной величины незначительно - в 1,2 раза;

скв. **G2** – работает 4 года, в течение периода эксплуатации дебит имел тенденции снижения и роста, текущий дебит нефти равен 81,7 т/сут, т.е. ниже начального в 2,7 раза.

О стабильности работы скважин №№104 и 105 судить преждевременно ввиду малого срока их эксплуатации, тем не менее, результаты их работы относительно успешны, что обеспечено расположением скважин в нефтяной зоне с высокой нефтенасыщенной толщиной, равной 16 м, а также созданием оптимального режима их работы, обе скважины оборудованы ЭЦН.

Снижение производительности горизонтальных скважин обусловлено также сложностью геологического строения залежи, характеризующегося наличием большого количества разрывных нарушений различного направления. Процесс добычи ряда скважин осуществляется при направлении горизонтального окончания ствола в

непосредственной близости или практически параллельном тектоническому нарушению (скв. №№104, 121, 123, 128).

Результаты эксплуатации большинства горизонтальных скважин показали значительное снижение дебитов нефти скважин в течение периода разработки. При снижении дебитов поведение обводненности скважин несколько различно:

- изменяется незначительно – скважины №№ G1, G2 и 141;
- возрастает (в 1,5-2,3 раза) - скважины №№ 126, 127, 130, 136 и 137;
- уменьшается значительно (в 3-12 раз) – скважины №№ 104, 105 ;
- уменьшается (в 1,5-2,3 раза) – скважины №№ 121, 123, 128 и 140.

Проведенный таким образом анализ результатов эксплуатации горизонтальных скважин на месторождении показал снижение дебитов нефти при достаточно стабильной обводненности продукции. Горизонтальные скважины работают с невысокой обводненностью, несмотря на расположение большинства из них в водонефтяной зоне, занимающей 81% от общей площади залежи.

Исключение составляют скважины №№ G3 и 137, вступившие в эксплуатацию с высокой обводненностью, соответственно равной 49 и 67%. За 8 месяцев работы скважины №137 дебит нефти снизился в 6 раз, а обводненность продукции достигла 93%.

Высокая обводненность скважины №137 обусловлена, по-видимому, близостью ее расположения к ВНК и к нагнетательной скважине №142, работа которой не осложнена тектоническими нарушениями. Высокая начальная обводненность скважины №G3 объясняется тем, что при вводе в эксплуатацию скважина вскрыла водонефтяной пласт, в процессе работы скважины обводненность ее продукции снизилась до 11,9%, что обусловлено, по видимому, снижением дебита жидкости. Эксплуатация скважины № G3 при низких дебитах и высокой обводненности объясняется также некачественной проводкой скважин.

Анализ промысловых данных показал, что на снижение производительности горизонтальных скважин в процессе их эксплуатации повлияли, в основном, следующие факторы:

- снижение пластового давления в зоне отбора на 10-20 МПа;
- наличие большого количества разрывных нарушений на залежи;
- некачественное освоение и некачественная проводка скважин.

Литература

1. Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки Средне-Нюрольского месторождения. Томск, 2008
2. Мищенко И.Т. «Скважинная добыча нефти» - М.: Нефть и газ, 2003
3. «Нефтяное хозяйство» .№ 4, 2004

МЕТОД РЕКОНСТРУКЦИИ ПОЛУПОГРУЖНОЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗОНАХ МАЛЫХ ГЛУБИН

С.В. Богославская, А.А. Топчиев

Научный руководитель заведующий кафедрой М.В. Трохимчук
**Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
 г. Волгоград, Россия**

В настоящее время многие плавучие буровые сооружения исчерпали свой срок эксплуатации. Предлагается эффективный способ модернизации ранее эксплуатируемой полупогружной буровой установки, который заключается в преобразовании данной конструкции в несущий элемент для формирования ледостойкой стационарной платформы в мелководной зоне.

Установка состоит из двух понтонов со стабилизирующими колоннами (рис.1). Понтоны представляют собой призмы с заостренными оконечностями и скругленными скулами. Каждый понтон разделен на отсеки. Путем постепенного заполнения отсеков водой сооружение становится на дно. Для устойчивого положения конструкции к внешним сторонам понтонов заранее присоединяются кронштейны, которые служат креплением для свайных элементов, устанавливаемых в морских условиях. Выполненный расчет напряженно-деформированного состояния основных конструктивных элементов с учетом предлагаемой реконструкции показал, что максимальные напряжения возникают в местах соединения верхней кницы к шпангоуту (рис.2, рис. 3). Поэтому особое внимание следует уделить методам крепления кронштейнов к корпусам понтонов.

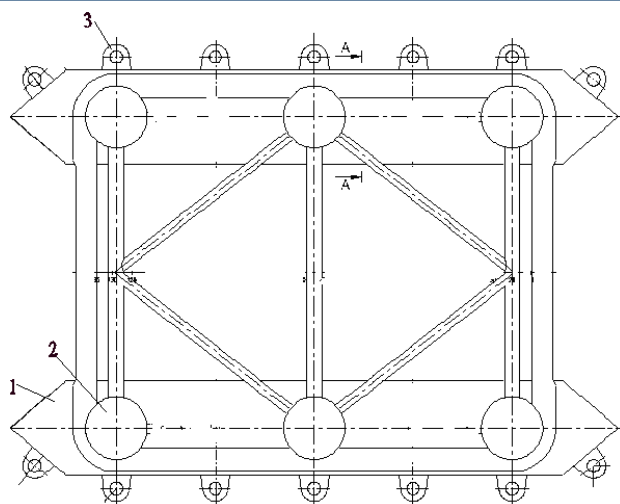


Рис. 1 Конструктивная схема установки: 1 – понтон; 2 – колонна; 3 – кронштейн для свай

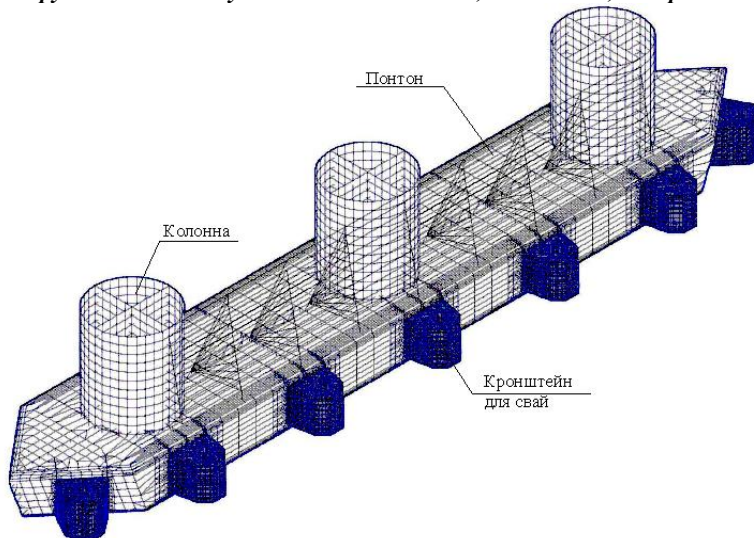


Рис. 2 Общий вид конечно-элементной модели нижнего понтона с кронштейнами свайного крепления

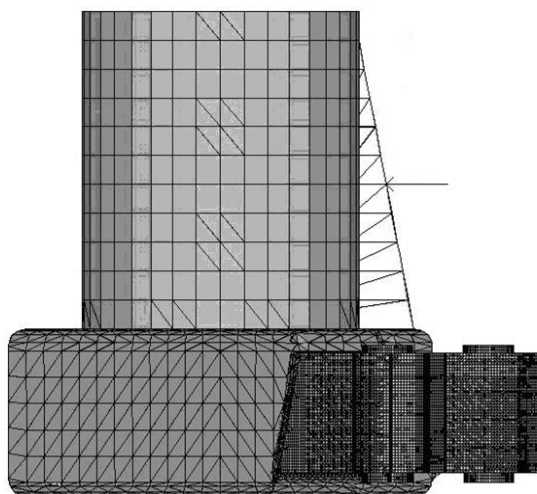


Рис. 3 Конечно-элементная модель под действием горизонтальной нагрузки

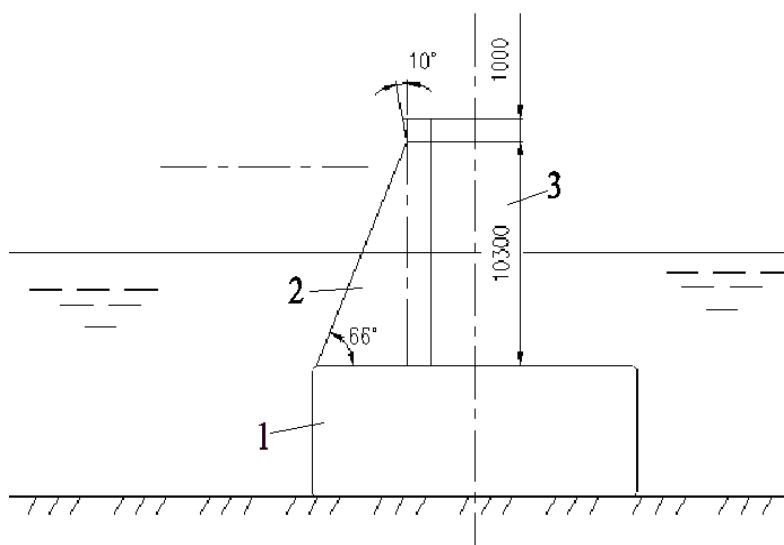


Рис. 4 Ледовая защита: 1 – понтон; 2 – ледорез; 3 – колонна

Для мелководных зон наибольшей внешней нагрузкой является лед. При воздействии ледовых образований перед колоннами возможно нагромождение обломков льда. По периметру стабилизирующих колонн предлагается установка ледорезов с наклонной передней гранью (рис.4).

Высота ледовой защиты принимается из условий, чтобы в диапазоне возможных уровней моря в период эксплуатации ледовое образование разрушалось защитным элементом. Угол наклона граней защитной конструкции к горизонту выбран $\beta = 66^\circ$ с учетом условия размещения противоледовой конструкции в рамках плоскости понтонов. На верхней части ледовой защиты установлен дополнительный пояс высотой 1,0 м с обратным углом наклона в 10° для фиксации точки опрокидывания наплавляющего льда назад.

Анализ коррозионного износа основных элементов конструкций согласно проведенных расчетов по СНиП и Российскому Морскому Регистру Судоходства показал, что срок службы данного сооружения составит более 40 лет.

Предлагаемый способ модернизации полупогружной буровой установки приведет к созданию надежной опоры для возведения верхнего строения ледостойкой стационарной платформы. Данная реконструкция значительно сократит срок возведения и демонтажа платформы, кроме того, она более экономически выгодна, чем вновь возводимое сооружение.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДЫ ОРГАНИЧЕСКОГО ТЕМПЛАТА НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРОВ В КОНВЕРСИИ ПНГ В ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Г.С. Боженкова, Е.В. Болотов, М.М. Вайсбеккер

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время необходимость утилизации огромных выбросов газообразных углеводородов в регионах добычи нефти и газа для улучшения и сохранения экологической обстановки и решения проблем энерго- и ресурсосбережения является актуальной задачей современной нефте-, газодобывающей и нефтехимической промышленности. До недавнего времени значительная часть углеводородных компонентов природного, попутного нефтяного (ПНГ) и нефтезаводских газов использовались лишь в качестве технологического топлива или просто сжигались на факелах и не находила применения для синтеза химических продуктов.

Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов (ПНГ) может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и высокооктановые компоненты моторных топлив на цеолитных катализаторах. Благодаря уникальной структуре каналов, термической стабильности, кислотности, селективным свойствам, цеолиты типа MFI (ZSM-5) используются как сорбенты и катализаторы, применяются в нефтехимической и химической промышленности, при разделении газов и жидкостей.

Физико-химические свойства высококремнеземных цеолитов зависят от условий синтеза, в первую очередь от состава используемого темплата, композиционного геля, природы реагентов и других факторов. В качестве темплатов могут выступать заряженные и незаряженные, органические и неорганические молекулы. Темплат в процессе синтеза может выполнять несколько эффектов, такие как темплатный, поры-наполняющий, рН-стабилизирующий и компенсационный эффект. Помимо этого природа темплата влияет на силикатный модуль, степень кристалличности и удельную поверхность синтезируемого цеолита. Однако в литературе отсутствуют данные систематических исследований эффекта темплата на физико-химические и каталитические свойства цеолитов типа ZSM-5.

Целью данной работы явилось изучение влияния природы органического темплата на структурные, каталитические свойства цеолитов и на каталитическую активность в процессе конверсии ПНГ на ВКЦ.

В качестве объектов исследования были выбраны высококремнеземные цеолиты (ВКЦ) типа ZSM-5. Образцы получали из щелочных алюмокремнегелей при 150 – 185 °С в течение 4 – 6 суток с использованием различных органических структурообразующих добавок: гексаметилендиамина (ЦКЕ – Г), ϵ – капролактама (ЦКЕ – КЛ), спиртовой фракции (ЦКЕ – СФ), пентаэритрита (ЦКЕ – ПЭ) и «Х – масла» - отходов производства капролактама (ЦКЕ – ХМ). После синтеза порошки цеолитов промывали водой, сушили при 105 – 110 °С и прокаливали при 550 – 600 °С. По данным рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии установили, что все полученные катализаторы относятся к цеолитам типа MFI (ZSM-5).

Для изучения структуры и адсорбционных свойств ВКЦ проведена адсорбция бензола и метанола. Адсорбцию изучали на вакуумной установке с кварцевыми весами Мак-Бена при 293 К. Распределение объемов пор по размерам рассчитывали из изотерм десорбции бензола. Изменения в структуре микропор определяли согласно теории объемного заполнения микропор по уравнению Дубинина-Радушкевича. Распределение диаметров пор по размерам рассчитывали используя уравнение Томсона-Кельвина. Методом температурно-программированной десорбции аммиака изучены кислотные свойства ВКЦ. Силу и концентрацию кислотных центров рассчитывали по уравнению Вигнера-Поляни. Каталитические свойства ВКЦ осуществляли на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при 500-650, объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Исходный углеводородный состав ПНГ, мас. %: метан - 0,65; этан - 6,24; пропан – 79,00 и бутаны 8,86.

Из микрофотографий, полученных на растровом электронном микроскопе Philips «SEM-515», видно, что ВКЦ, приготовленные с разными темплатами, состоят из кристаллов различной формы. Одна из них соответствует типичной морфологии ZSM-5 – гексагональной. Для ЦКЕ-ХМ и ЦКЕ-СФ, морфология кристаллов – кубоидальная. Форма кристаллов ЦКЕ-Г и ЦКЕ-ПЭ является эллипсоидальной. Различная морфология была вызвана разным размером и геометрической формой используемых темплатов, так как из-за этих свойств органических добавок происходит различное заполнение каналов цеолита темплатом и ориентированный рост кристаллов также был различным, что и привело к различным морфологиям.

Для выяснения зависимости структурных характеристик синтезируемых цеолитов от размера молекул темплата были рассчитаны кинетические диаметры органических молекул. Для олигомера ϵ – капролактама кинетический диаметр составляет 18,7 Å, гексаметилендиамина – 16,5 Å, ϵ – капролактама – 16,2 Å, циклогексанола – 15,8 Å, циклогексанола – 14,4 Å и пентаэритрита – 13,7 Å. При анализе структурных параметров и диаметров структурообразующих добавок, оказалось, что объем микропор, структурный параметр и общий объем пор повышается с увеличением кинетического диаметра темплата. С другой стороны, с увеличением размера темплата уменьшается объем переходных пор, что может быть объяснено тем, что с увеличением кинетического диаметра темплата образуются кристаллы цеолита больших размеров, что может сказаться и на повышении степени кристалличности ВКЦ.

При сопоставлении размеров органических темплатов и объемов микропор ВКЦ с их кислотными характеристиками было выяснено, что с увеличением размера темплата уменьшается концентрация льюисовских кислотных центров в ВКЦ, так как в присутствии темплата образуются кристаллы больших размеров, следовательно, кристалличность образца увеличивается, а число дефектов в структуре цеолита, ответственных за число кислотных центров Льюиса, уменьшается. Концентрация брэнстедовских кислотных центров в ВКЦ, напротив, увеличивается с увеличением кинетического диаметра органических молекул.

Исследование каталитических свойств ВКЦ, синтезированных с использованием различных органических темплатов, показало, что активность цеолитов сильно зависит от типа кислотных центров и пористой структуры цеолитов. При низких температурах процесса конверсии ПНГ на ВКЦ выход алканов незначительно, но, увеличивается с ростом концентрации кислотных центров Брэнстеда. При повышении температуры основной вклад в процесс крекинга ПНГ вносят преимущественно льюисовские центры. Наибольшее содержание алкенов в продуктах конверсии ПНГ наблюдается, когда катализатор содержит больше кислотных L-центров, и, в тоже время, наименьшую концентрацию всех кислотных центров. Увеличение общей кислотности ВКЦ не влияет на выход алкенов из ПНГ. Реакции ароматизации промежуточных углеводородов процесса конверсии ПНГ происходят преимущественно на брэнстедовских кислотных центрах, поэтому максимальный выход ароматических углеводородов наблюдается на ВКЦ с наивысшей концентрацией кислотных центров II типа. Максимальная степень конверсии ПНГ на ВКЦ наблюдается, по-видимому, при каком-то оптимальном соотношении кислотных центров Брэнстеда и Льюиса.

Также выход продуктов процесса конверсии ПНГ хорошо коррелирует со структурными параметрами (объем микропор) ВКЦ. Из алканов в продуктах конверсии ПНГ имеются только низкомолекулярные углеводороды: метан и этан. Поэтому объем микропор ВКЦ не влияет на выход этих соединений. Выход алкенов в продуктах конверсии ПНГ уменьшается с увеличением объема микропор ВКЦ, а выход аренов, как и следовало ожидать, увеличивается с повышением объема микропор ВКЦ. Согласно установленным закономерностям по влиянию кинетического диаметра органических структурообразующих добавок на кислотность ВКЦ, при рассмотрении зависимости размер темплата – выход алкенов и аренов проявилась такая же закономерность: увеличение кинетического диаметра темплата приводит к увеличению выхода аренов (при высоких температурах) и к уменьшению выхода алкенов при температуре 773 К на ВКЦ.

Из сопоставления кинетических диаметров молекул органического темплата со свойствами цеолитов можно сделать вывод о том, что размер структурообразующих добавок, в основном, влияет на объем микропор, адсорбционную емкость, на размер микропор, концентрацию кислотных центров ВКЦ и на состав продуктов

конверсии ПНГ. Однако есть и отклонения от данных зависимостей, следовательно, помимо размера молекул темплата на свойства катализатора влияют и их химические свойства. Одна из функций органического основания при кристаллизации ВКЦ – поддержание высокого значения pH (~12) реакционной среды, поэтому целесообразно рассмотреть основные свойства этих веществ. Можно предположить, что чем более сильным основанием является молекула темплата, тем большим сродством она будет обладать с кислотной поверхностью формирующейся структуры цеолита и тем большее влияние органическая добавка будет оказывать на свойства синтезируемого катализатора. Так, например, молекула гексаметилендиамина имеет атом азота, который может выступать донором неподеленной пары, тем самым, обуславливая основные свойства. Молекула капролактама обладает дифильной природой: содержит в своем составе гидрофильную имидную группировку –CO-NH- и гидрофобную –(CH₂)₅-, поэтому взаимодействие с поверхностью адсорбентов может быть различным. В синтетической смеси цеолита не происходит агрегирования молекул капролактама с увеличением его равновесной концентрации в растворе. Это может быть причиной того, что образец ЦКЕ-КЛ, по сравнению с ЦКЕ-СФ, характеризуется наименьшими структурными параметрами, несмотря на то, что капролактаму имеет больший кинетический диаметр, чем циклогексанол и циклогексанон.

Также сильное влияние на свойства катализатора будет оказывать не только сила основного центра, но и их количество, так например, смесь олигомеров капролактама состоит из молекул, содержащих большое число основных центров. Кетоны и одноатомные спирты являются слабыми основаниями, но они обладают большей склонностью к образованию водородных связей. Кроме того, смесь циклогексанола и циклогексанона может образовывать конгломераты. Возможно по этой причине, катализатор ЦКЕ-СФ, приготовленный с использованием этой смеси в качестве темплата, проявляет аномальные свойства, выделяясь из закономерностей для остальных образцов. Пентаэритрит относится к классу многоатомных спиртов, специфической чертой их является большая кислотность, по сравнению с одноатомными спиртами.

Таким образом, структура цеолитов типа ZSM и их основные физико-химические свойства задаются органическими темплатами. Синтез цеолитов типа ZSM лучше всего протекает в присутствии органических оснований, однако особенности геометрии органических катионов мало влияют на топологию каркаса ВКЦ, но оказывает заметное влияние на пористую структуру и, как следствие, на кислотные и каталитические свойства цеолитов.

Литература

1. Пат. 2313488 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения//Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). - № 2006113868/15. Заявлено 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.
2. Пат. 2313487 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Высококремнеземный цеолит и способ его получения// Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). - № 2006113866/15. Заявлено 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.
3. Пат. 2312063 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический пористый кристаллический материал и способ его получения//Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ).- № 2006112167/15. Заявлено 04.12.2006. Оpubл. 10.12.2007. Бюл. № 34. – 8 с.
4. Пат. 2313486 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения// Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). - № 2006112169/15. Заявлено 12.04.2006. Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.

ВЛИЯНИЕ АКТИВАЦИИ ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ УФ-ОБЛУЧЕНИЕМ НА ВЫХОД И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПНГ

¹Е.В. Болотов, ¹М.М. Вайсбеккер, ²М.В. Ерофеев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

¹Томский государственный университет, г. Томск, Россия,

²Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия

В последние годы в связи с дефицитом нефтяного сырья проводятся интенсивные исследования по созданию процессов получения низших олефинов, ароматических углеводородов и моторных топлив из альтернативных видов сырья: природного и попутного нефтяного газов, окиси углерода, низкомолекулярных одноатомных спиртов (метанола, этанола, бутанола) и других видов. До последнего времени на многих нефтепромыслах извлекаемые вместе с нефтью попутные нефтяные газы (ПНГ) из-за отсутствия соответствующего технологического оборудования по их утилизации, транспортировке и переработке просто сжигались на факелах. Однако наиболее рациональным и экономически оправданным вариантом использования ПНГ, состоящие из углеводородов C₂-C₅ является их химическое превращение на катализаторах в стабильную фазу – углеводородную жидкость или «сухой» углеводородный газ (метан, этан).

Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах.

Целью настоящей работы является исследование влияния активации цеолитных наноконкомпозитных катализаторов УФ-облучением на выход и селективность образования жидких углеводородов из ПНГ.

Цеолитные катализаторы ЦКЕ-Г получали гидротермальной кристаллизацией исходных алюмокремнегелей при 170-175 в течение 2-4 суток в присутствии органической структурообразующей добавки гексаметилен-

диамина. По данным рентгенофазного анализа и ИК-спектроскопии полученные цеолиты относятся к высококремнеземным цеолитам типа MFI или по старой цеолитной классификации ZSM-5 [1].

Каталитические свойства ЦКЕ-Г осуществляли на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при 500-650, объемной скорости подачи УВ сырья (ПНГ) 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Исходный углеводородный состав ПНГ, мас. %: метан - 0,65; этан - 6,24; пропан - 79,00 и бутаны 8,86. Углеводородный состав исходного сырья и продуктов конверсии ПНГ определяли газохроматографическим методом на хроматографе марки «Хроматэк-Кристалл 5000.1», разделение газообразных углеводородов осуществляли на набивной колонке (внутренний диаметр 3 мм, длина 3 м), наполненной 8% NaOH/Al₂O₃ (детектор – катаметр), жидких продуктов – на капиллярной колонке (длина 30 м, кварц), с нанесенной неподвижной фазой SE-30. Количественный анализ продуктов конверсии ПНГ осуществляли по программе «Хроматэк аналитик 2.5». В экспериментах использовалась KrCl – коаксильная эксиллампа барьерного разряда с длиной волны 308 нм, разработанная в Институте сильноточной электроники СО РАН [2-3]. Перед экспериментом цеолитсодержащие катализаторы подвергались предварительной активации с помощью УФ-облучения KrCl – коаксильной эксиллампой в течение 15-45 мин.

Исследование влияния температуры на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-Г (M=50) позволило установить, что с ростом температуры процесса с 500 до 650 °С и объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ выход жидких углеводородов из ПНГ растет с 5,6 до 20,7 %, а степень конверсии ПНГ увеличивается с 40,1 до 97,7 % (таблица).

Таблица

Влияние температуры процесса на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном катализаторе Н-ЦКЕ-Г (M=50) и подвергнутом УФ-облучению (λ = 308 нм), при объемной скорости подачи сырья 240ч⁻¹

Название / Температура	500	500 (УФ)	550	550 (УФ)	600	600 (УФ)	650	650 (УФ)
Масса газовой фазы, мас. %	94,4	94,3	83,2	84,6	78,1	81,4	79,3	76,5
Масса газовой фазы, мас. %	5,6	5,7	16,8	15,4	18,6	21,9	20,7	23,5
Метан	15,1	14,7	32,1	31,7	49,5	47,1	59,5	59,5
Этан	17,7	17,4	24,8	24,7	27,1	26,1	24,5	24,5
Этилен	1,6	1,6	3,8	3,9	6,7	7,0	9,1	9,1
Пропан	56,2	57,7	32,6	33,7	11,5	13,6	2,8	2,8
Пропилен	1,7	1,8	3,0	3,1	3,5	3,9	2,9	3,0
и-бутан	2,5	2,6	1,1	1,1	0,2	0,3	0,1	0,1
н-бутан	3,0	3,1	1,2	1,2	0,2	0,3	0,1	0,1
Состав жидкой фазы, мас. %								
бензол	8,8	8,7	14,4	14,0	22,1	21,6	33,5	32,3
толуол	35,4	36,2	39,5	39,1	39,7	42,6	37,1	36,5
этилбензол	2,7	2,9	2,6	2,5	2,2	2,3	1,7	1,7
п,м-ксилолы	20,2	23,3	18,7	18,6	13,2	13,7	7,7	8,3
о-ксилол	6,3	7,2	6,1	6,1	4,5	4,6	2,8	2,9
м-этилтолуол	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
псевдокумол	1,3	0,7	1,5	0,7	0,9	0,5	0,4	0,2
С ₉ -арены	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2
1,2,3-триметилбензол	0,6	1,6	0,7	1,5	0,4	1,0	0,2	0,5
м-диэтилбензол	0,6	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,1	0,1
С ₁₀ -арены	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
1,2-диметил-3-этилбензол	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
С ₁₁ -арены	1,0	0,9	1,3	1,0	1,4	1,1	1,8	1,3
1,3,5-триметил-2-этилбензол	1,6	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	0,4	0,5
нафталин	5,9	3,0	3,0	2,6	4,0	2,9	4,6	4,8
δ -метилнафталин	4,1	2,8	2,2	2,4	2,9	1,9	2,5	2,8
α-метилнафталин	2,0	1,2	1,0	1,0	1,4	0,8	1,2	1,3
α -этилнафталин	0,3	0,3	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2
2-диметилнафталин	0,4	0,4	0,2	0,2	0,3	0,1	0,2	0,2
Степень конверсии, %	40,1	41,6	69,3	71,1	88,5	90,6	97,7	97,8

Основными продуктами среди жидких углеводородов являются бензол, толуол и ксилолы, выход бензола с ростом температуры увеличивается от 8,8 % при 500 °С до 33,5 % при 650 °С. Среди газообразных продуктов основными углеводородами являются метан и этан, выход которых с ростом температуры процесса конверсии ПНГ увеличивается и суммарный выход метана и этана (сухой газ) при 650 °С 84 %, которые могут быть использованы для топливных целей или поставляться в магистральных газопроводах с природным газом. С ростом температуры процесс основными реакциями конверсии ПНГ являются реакции крекинга с образованием метана и этана и реакции дегидроциклизации пропана и бутана с образованием алкилароматических углеводородов C₆-C₉. Необходимо также отметить, что с ростом температуры выход поликонденсированных соединений (нафталиновые производные) снижается, по-видимому, за счет протекания реакций dealкилирования углеводородов C₁₀-C₁₂ с образованием более простых и стабильных ароматических углеводородов C₆-C₉. Под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-облучения, происходит повышение выхода ароматических соединений на 2-3 % (таблица). Такой характер протекания процесса можно объяснить тем, что под действием УФ-облучения, происходит частичный разрыв связей Si – O тетраэдров SiO₄ в цеолитной кристаллической решетке с образованием льюисовских кислотных центров. На это также указывают данные исследования кислотных свойств цеолитсодержащих катализаторов под действием УФ-облучения. Было установлено, что под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ-Г происходит значительное увеличение концентрации льюисовских слабокислотных центров, что приводит к повышению активности цеолитного катализатора и выходу алкилароматических углеводородов C₆-C₉.

Таким образом, проведенные исследования по конверсии ПНГ на цеолитных наноконструктивных катализаторах показали, что под действием УФ-облучения цеолитного катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-облучения, происходит повышение активности и селективности образования ароматических соединений на 2-3 %.

Литература

1. Пат. 2235590 РФ, МКИ В 01 J 29/46. Катализатор для превращения алифатических углеводородов C₂-C₁₂, способ его получения и способ превращения алифатических углеводородов C₂-C₁₂ в высокооктановый бензин и/или ароматические углеводороды // Ерофеев В.И., Горностаев В.В., Коваль Л.М. и др. (РФ). - № 2003103214. Заявлено 03.02.2003. Опубл. 09.10.2004. Бюл. № 25. - 13 с.
2. Медведев Ю.В., Иванов В.Г., Середа Н.И., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И. и др. Воздействие мощного ультрафиолетового излучения на поток природного газа в проточном фотореакторе // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - № 3-4. - С. 83-87.
3. Медведев Ю.В., Польшгалов Ю.И., Ерофеев В.И. и др. Облучение метанольных растворов Xe₂ и KrCl – эксилампами барьерного разряда // Газовая промышленность. - 2005. - № 2. - С. 63-65.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖДАНИЦЕ (ЧЕШСКАЯ РЕСПУБЛИКА)

К.Бриза, А.Р. Мавлиев

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт - Петербург, Россия

На нефтегазоносных месторождениях Южной Моравии (Чешская Республика - ЧР) в последние годы наблюдается снижение объемов добываемой нефти. Это обусловлено истощением месторождений, ростом обводненности добываемой жидкости и снижением среднего дебита скважин по нефти. Другой важной причиной являются сложные геологические условия месторождений Южной Моравии: высокая неоднородность пластов, низкие пластовые давления, низкие пластовые температуры, а также сложная тектоника антиклинальных структур.

Компания ОАО «МНД» (г. Годонин), разрабатывающая большинство нефтегазоносных месторождений Южной Моравии, уделяет большое внимание повышению нефтеотдачи пластов, особенно на месторождениях с высоковязкой нефтью. В отличие от большинства месторождений Южной Моравии, характеризующихся малой вязкостью нефти (от 0,35 до 2,45 мПа·с), разработка месторождений с высокой вязкостью нефти значительно осложнена и имеет низкий коэффициент извлечения (КИН). Это негативно сказывается на экономических показателях разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Ярким примером нефтегазового месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, имеющим широкий диапазон вязкости нефти (от 24,2 до 409,5 мПа·с), является месторождение Жданице. Продуктивные пласты этого месторождения представлены песчаниками, залегающими на глубине 950 м, с пластовым давлением 7,0 МПа и температурой 29,9°С. Пористость продуктивных отложений составляет 18-20%, проницаемость изменяется в пределах от 80 до 200 мД, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 5 метров [1].

Проведенный анализ опытно-промышленных, технологических работ и анализ гидродинамического моделирования процессов происходящих при разработке месторождения, выполненных с 1997 по 2004 годы, показывает, что для увеличения коэффициента нефтеотдачи в условиях неоднородных по проницаемости пластов, содержащих нефти различной вязкости, необходимо применять методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

При разработке небольших месторождений нефти, преобладающих в ЧР, важно учитывать их рентабельность при выборе МУН. Помимо этого необходимо, чтобы выбор МУН соответствовал законодательству данного государства. К примеру, проведенное гидродинамическое моделирование газового воздействия (закачка

углекислого газа) на пласт месторождения Жданице, показало увеличение нефтеотдачи. Однако законодательство Чешской Республики пока не позволяет проводить закачку углекислого газа в недра Земли.

С учетом этого в данной работе предлагается комплексная технология, направленная на повышение нефтеотдачи месторождения Жданице, сущность которой заключается в полимерном заводнении с последующей закачкой растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Ограничивающим критерием применения метода полимерного заводнения является также вязкость пластовой нефти. По мнению многих исследователей [2], вязкость нефти должна изменяться в пределах от 3 до 125 мПа·с. Однако есть примеры положительных результатов, которые были достигнуты с помощью полимерного заводнения при вытеснении нефти с вязкостью до 250 мПа·с. При вязкости нефти более 435 мПа·с метод оказался неэффективным.

Для оценки эффективности полимерного заводнения с последующей закачкой ПАВ необходимо провести экспериментальные исследования процесса вытеснения высоковязкой нефти из модели неоднородного пласта. Для сравнения вытесняющей способности предлагаемого комплексного воздействия на пласт, было выбрано простое заводнение (пластовая вода). Эксперименты были выполнены в лаборатории повышения нефтеотдачи пластов кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского государственного горного института имени Г.В. Плеханова.

Для экспериментальных исследований использовалась насыпная модель пласта, представляющая собой две цилиндрические колонки одинакового размера, заполненные кварцевым песком (массовое содержание 98 %) различного фракционного состава (0,063-0,125 мм) и глиной (2 %). Длина цилиндров составляет 140 мм, диаметр 28 мм. Проницаемость по воде высокопроницаемой и низкопроницаемой модели пласта составила соответственно 190 и 80 мД, пористость - 0,32 и 0,29.

Вытеснение нефти из модели неоднородного пласта проводилось при температуре 22°C для двух вариантов вязкостей нефти – 1 вариант (92 мПа·с) и 2 вариант (195 мПа·с). В качестве вытесняющих агентов применялась модель пластовой воды, раствор полиакриламида (ПАА) «Sokoflok 26» (0,01%; 0,05%), раствор неионогенного ПАВ «РДН-0» (3%). В таблице 1 представлены результаты исследований вытеснения нефти (1 вариант, 2 вариант). Во время проведения экспериментов создавался градиент давления от 100 до 400 кПа. Для сравнения результатов вытеснения нефти из модели пласта водой полимерным раствором и раствором ПАВ эксперименты продолжались до момента, когда на выходе из модели пласта не наблюдалась нефть.

В первом варианте (модель пласта, насыщенная нефтью вязкостью 92 мПа·с) все используемые вытесняющие агенты – пластовая вода, растворы полимеров дали положительные эффекты. Закачка раствора ПАВ в первом варианте не была осуществлена, поскольку были получены высокие значения коэффициентов вытеснения (КВ) при воздействии растворами полимеров с концентрацией ПАА 0,01%; 0,05% (0,57; 0,63).

Во втором варианте (модель пласта, насыщенная нефтью вязкостью 195 мПа·с) вытеснение нефти происходит менее интенсивно (Рис.1). Вытеснение водой оказывается малоэффективным. По сравнению с предыдущим вариантом, в этом случае не только снизилось среднее значение КВ с 0,46 на 0,24, но и снизился охват модели пласта заводнением. Несмотря на то, что дополнительная закачка раствора ПАВ (3%) повысила в конечном счете средний КВ до 0,31, низкопроницаемый пласт в процесс вытеснения ПАВом не был вовлечен. Полимерное заводнение, используемое во втором варианте, также показывает более высокие результаты по сравнению с простой водой, которая использовалась в варианте 1. Хотя среднее значение КВ снизилось во втором эксперименте с 0,63 до 0,33, полимерный раствор способствовал выравниванию фронта вытеснения в неоднородном пласте. После закачки 3%-го раствора ПАВ, вытеснение в высоко- и низкопроницаемом пласте происходило равномерно, в результате чего среднее значение КВ увеличилось до 0,51.

Таблица 1

Результаты экспериментов по вытеснению нефти различной вязкости на модели неоднородного пласта при закачке различных вытесняющих агентов

	Вытесняющий агент	Коэффициент вытеснения		
		НП	ВП	Среднее значение
Вариант 1	пластовая вода	0,37	0,54	0,46
	раствор ПАА 0,01%	0,48	0,65	0,57
	раствор ПАА 0,05%	0,59	0,67	0,63
Вариант 2	пластовая вода/раствор ПАВ (3%)	0,19/0/(0,19)	0,29/0,13/(0,42)	0,24/0,07/(0,31)
	раствор ПАА (0,01%)/раствор ПАВ (3%)	0,23/0,05/(0,28)	0,35/0,16/(0,51)	0,29/0,11/(0,40)
	раствор ПАА (0,05%)/раствор ПАВ (3%)	0,28/0,14/(0,42)	0,37/0,22/(0,59)	0,33/0,18/(0,51)

Пояснение: **НП** - низкопроницаемый пласт; **ВП** - высокопроницаемый пласт; в скобках указана сумма коэффициентов вытеснения после закачки раствора полимера и раствора ПАВ

В процессе вытеснения растворами полимеров наблюдалось снижение скорости фильтрации в сравнении с вытеснением пластовой водой. По результатам экспериментов при вытеснении растворами полимеров было получено максимальное значение K_B при меньшем объеме закачки в отличие от вытеснения водой. При поли-

мерном заводнении максимальные значения K_B достигаются при закачке вытесняющего агента в пределах 0,8-1,2 порового объема ($V/V_{пор}$). В случае вытеснения нефти пластовой водой максимальное значение K_B достигало при фильтрации более 2 поровых объемов.

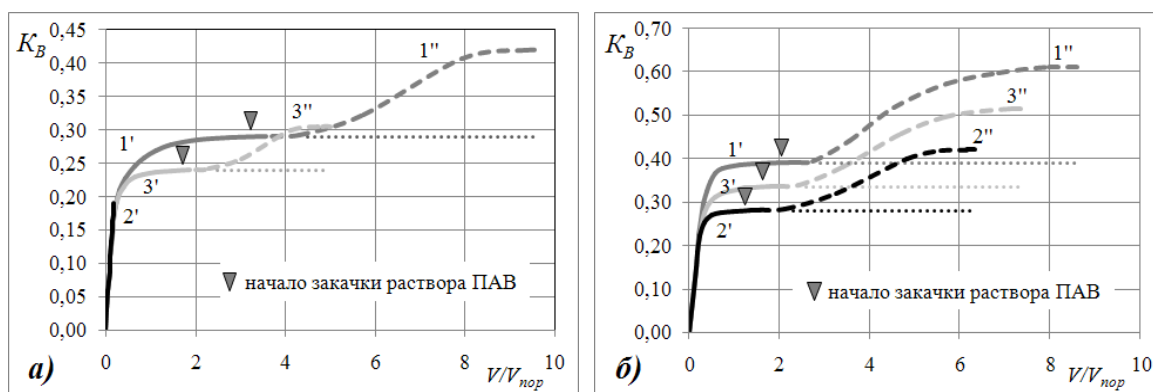


Рис.1 Зависимость коэффициента вытеснения нефти вязкостью 195 мПа·с от объема закачки $V/V_{пор}$ где (а) - вытеснение пластовой водой с последующей закачкой ПАВ (3%); (б) - вытеснение раствором полимера (0,05%) с последующей закачкой ПАВ (3%); ('') - первая оторочка; ('') - вторая оторочка; 1 - высокопроницаемый пласт; 2 - низкопроницаемый пласт; 3 - модель неоднородного пласта

Таким образом, в результате лабораторных исследований комплексная технология воздействия на пласт полимерным раствором и раствором ПАВ способна повысить нефтеотдачу за счет повышения охвата пласта заводнением и увеличением коэффициента вытеснения нефти.

Полученные экспериментальные данные подтверждают положительное воздействие полимерного заводнения на неоднородный пласт: замедляется фильтрация жидкости, но при этом улучшается извлечение нефти из низкопроницаемых пластов. Аналогичный эффект можно получить при внедрении данной технологии на месторождении Жданице.

Выбор МУН в конкретных геологических условиях требует, без сомнения, применения физического и математического моделирования, опытно-промысловых испытаний, технологической и экономической оценки. Полимерное заводнение совместно с закачкой ПАВ не является единственным способом повышения эффективности разработки месторождения Жданице. Необходимо отметить, что в дальнейшем надо продолжать поиск, возможно, более эффективных МУН (тепловых, газовых и др.) и их сочетаний.

Литература

1. Briza K. Analysis of the surface-active agents and polymers used for the enhancing of crude oil field recovery: Dissertation, PhD, Ostrava (Czech Republic), 2007, 160 pp.
2. Сургучев М. Л. Методы извлечения остаточной нефти / А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин и др. - М.: Недра, 1991г. - 347 с.

О ВОПРОСЕ АВТОГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Н.Г. Главнов

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) является одним из основных инструментов разработки месторождений с низкими фильтрационными свойствами. Именно освоение и широкомасштабное внедрение ГРП позволило ввести в разработку малопродуктивные коллектора, эксплуатация которых в условиях Западной Сибири без ГРП является экономически нерентабельной. После перевода проектных нагнетательных скважин под закачку (для поддержания пластового давления и формирования системы заводнения) коэффициент приемистости во многих случаях значительно выше коэффициента продуктивности, который регистрируется при отработке нагнетательной скважины на нефть. Такое соотношение коэффициентов приемистости и продуктивности не может быть описано фазовыми проявлениями и изменением состояния призабойной зоны. Возникает вопрос об оценке влияния величины забойного давления (при давлениях близких и выше давления разрыва породы) на приемистость нагнетательных скважин.

Хорошо известно, что под воздействием температуры большинство материалов расширяются или сжимаются. Когда холодный флюид, например вода, поступает в пласт, вокруг нагнетательной скважины образуется регион с пониженной температурой. Матрица породы внутри этого региона сжимается, и происходит термоупругий эффект, в результате которого, горизонтальный стресс может уменьшиться на несколько десятков и даже сотен атмосфер [1]. Величину термального напряжения можно найти из отношения деформации и напряжения,

учитывая противоположный знак: $\varepsilon_T = -\alpha_T (T - T_0)$, $\sigma_T = -E\varepsilon_T = E\alpha_T (T - T_0)$, где ε_T – деформация, T – температура пласта, T_0 – температура закачиваемой воды на забое, α_T – линейный коэффициент теплового расширения/сжатия породы, σ_T – термальное напряжение, E – модуль Юнга.

Температуру воды T_0 лучше брать из термометрии нагнетательной скважины, т.к. она зависит от ее приемистости. Если термометрия не проводилась, то температуру на забое можно рассчитать в программном продукте, например ‘Well Flow’, как это было сделано в работе [7].

Порода представляет собой сложную структуру зерен и пор, насыщенных тем или иным флюидом [4]. Сверху на породу действует геостатическое давление P_g , если бы все вертикальное давление воспринималось скелетом породы, то напряжение в скелете было бы равно горному давлению, взвешенному на площадь скелета ν . Однако жидкость, находящаяся в порах, воспринимает нагрузку, пропорциональную поровому давлению P и площади пор на поверхности воздействия $1 - \nu$. Следовательно, напряжение в скелете $\sigma_c = -\sigma_{\max} - P \frac{\nu}{1 - \nu}$.

Обозначим $\frac{\nu}{1 - \nu} = \eta$, тогда $\sigma_c = -\sigma_{\max} - \eta P$. Величина η зависит от пористости и структуры порового пространства. Из последней формулы видно, что по мере увеличения пластового давления наблюдается уменьшение вертикальной нагрузки на скелет. Следовательно, по мере приближения пластового давления к геостатическому напряженное состояние скелета будет стремиться к равномерному всестороннему сжатию.

В результате наблюдается еще один эффект способный изменять напряжения в районе скважины – это пороупругий эффект. Если в районе скважины наблюдается падение давления (в районе добывающей скважины) или рост давления (в районе нагнетательной), то аналогично термоупругого эффекта деформация и обратное напряжение могут быть выражены $\varepsilon_p = -\alpha_p (P - P_0)$, $\sigma_p = -E\varepsilon_p = E\alpha_p (P - P_0)$, где α_p – коэффициент линейного пороупругого расширения. Данный коэффициент может быть рассчитан по следующей формуле

$$\alpha_p = \frac{1}{3} \left(c_b - c_g \right) \frac{1 - 2\nu}{E} \left(1 - \frac{c_g}{c_b} \right), \text{ где } c_b \text{ и } c_g \text{ сжимаемости породы и гранул, соответственно.}$$

Давление разрыва породы P_{fr} – это важный параметр, значение которого необходимо учитывать при выборе забойного давления нагнетания P_{wf} . Давление нагнетания должно быть меньше предполагаемого давления разрыва (с учетом некоторого запаса), если планируется предотвратить инициализацию и рост трещин. С другой стороны оно должно быть больше давления разрыва, если планируется создать трещину ГРП и тем самым увеличить приемистость нагнетательных скважин [3].

Итак, рассмотрим три различных величины давления: давление на забое P_{wf} , среднее давление в минитрещинах P_f и пластовое давление P . Предполагается, что P постоянно. Изначально, до повышения давления на забое $P_f = P_r$. Если скорость закачки жидкости через скважину ведется с небольшой скоростью, то давление в минитрещинах непрерывно увеличивается и успевает выравняться по сравнению с забойным давлением. С другой стороны, если скорость закачки высока, то пик давления приходится на небольшую окрестность вокруг ствола скважины, и среднее давление в минитрещине остается близким к P . Введем функцию избыточного давления $f = \frac{P_f - P}{P_{wf} - P}$ [8]. Для высоких скоростей закачки значение f будет близко к нулю, в то время как для малых

скоростей закачки (псевдостатичный режим), f – к единице. И как показано в [1] и предполагая, что $\sigma_1 > \sigma_2$ (предполагаем существование преимущественного бокового направления напряжения) можно получить формулу для оценки давления разрыва $P_{fr} = \frac{\tau_s}{1 + f} + \frac{\sigma_1 + \sigma_2}{1 + f} - \frac{2(\sigma_1 - \sigma_2)}{1 + f} - \frac{1 - f}{1 + f} P$.

Также следует отметить ряд интересных фактов и выводов: 1) влияние пороупругого эффекта тем сильнее, чем больше модуль Юнга для покрышки и подошвы и чем меньше толщина пласта; 2) Если большая часть перепада давления сосредоточена в непосредственной близости от стенки трещины, то пороупругий эффект минимален и давление разрыва мало отличается от давления разрыва в невозмущенном пласте (как при обычном ГРП); 3) давление разрыва зависит не только от среднего порового давления, но и от распределения порового давления в пласте (пороупругий эффект). Пороупругий эффект приводит к росту давления закрытия трещины.

Для наиболее точного экспериментального определения давления разрыва используют так называемый метод пошаговой закачки. Суть его заключается в последовательном (пошаговом) увеличении скорости закачки жидкости в скважину и ожидания на каждом этапе стабилизации давления на забое (Рисунок 1).

Как видно из этого рисунка, график забойное давление/скорость закачки меняет наклон. Левая часть кривой отвечает за фильтрацию без трещины, правая за развитие трещины. Теперь если экстраполировать вторую часть кривой до нулевой закачки, то получим достаточно точное значение давления образования трещины P_{fr} , экстраполяция левой части кривой до нулевого уровня закачки дает значение пластового давления P_r .

Также важным вопросом, который затрагивает авто-ГРП, является влияние ориентации трещины на эффективность разработки. Представим некоторые аналитические результаты Хагорта, касающиеся влияния ориентации трещин на эффективность вытеснения по площади. В его работе [2] рассмотрены две схемы расположения трещин в пятиточечной схеме заводнения: параллельное и диагональное.

В своей работе Хагорт промоделировал, а потом и доказал аналитически, что при параллельной ориентации трещин, независимо от их длины, эффективность вытеснения по площади не изменяется. Накопленная добыча будет составлять 99% от извлекаемых запасов после закачки воды объемом в два раза больше извлекаемых запасов (при мобильности системы равной единице). Однако обводненность начнет расти раньше из-за по-

вышения проводимости сетки скважин. В случае диагональной ориентации, при длине трещин больше одной четверти расстояния между добывающей и нагнетательной скважин, наблюдается уменьшение эффективности вытеснения. Данный факт можно объяснить ранним прорывом воды.

Ван ден Хоек на одномерной модели линий тока предоставил результат расчетов, подтверждающие выводы Хагорта. Хоек в работе [5] рассматривал пяти- (Рисунок 2а, б) и девятиточечные (Рисунок 2в, г) сетки скважин с диагональным (Рисунок 2а, в) и параллельным (Рисунок 2б, г) направлением трещин на нагнетательных скважинах. В своей работе он показал, что закачивая воду с давлением выше давления разрыва можно достичь высокого увеличения чистой текущей стоимости проекта разработки. Отрицательная сторона – это уменьшение добычи на одну закачанную тонну воды, что говорит о дополнительных затратах на закачку и сепарацию воды.

В пятиточечной схеме с диагональной ориентацией только при трещинах большой длины (больше 50-75% расстояния между добывающей и нагнетательной скважинами) будет наблюдаться отрицательный эффект и уменьшение прибыли. С другой стороны при девятиточечной схеме размещения всегда будет наблюдаться значительное увеличение прибыли в независимости от ориентации трещин. Этот эффект можно объяснить тем, что при быстром прорыве воды в одну из добывающих скважин (самую близкую к концу трещины) две другие остаются еще работать и не затронуты трещиной. Ван ден Хоек рекомендует, если направление распространения трещин неизвестно, то применять схемы с отношением количества добывающих к нагнетательным не меньше, чем 2:1. Так же другой работе [6] Хоек затронул вопрос о закачке воды, содержащей механические примеси. Предполагая, что загрязнение дает дополнительный перепад давления (положительный скин) при закачке, отрицательный эффект на нефтеизвлечение наблюдается только, при малых длинах трещин или их отсутствии. Надо отметить, что данный вопрос очень актуален при условиях разработки в Западной Сибири.

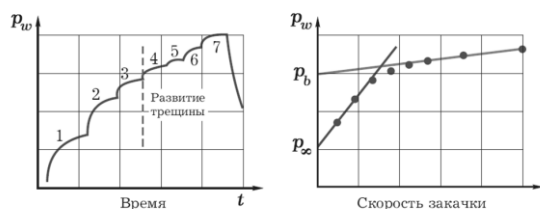


Рис. 1 Метод пошаговой закачки

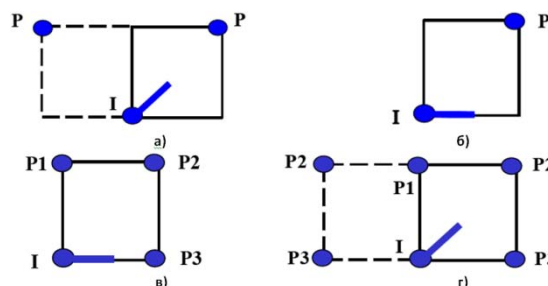


Рис. 2 Пяти- и девятиточечные схемы

Для конкретной системы разработки, определенного направления роста трещин и объема загрязнения существует оптимальная длина трещин на нагнетательных скважинах для максимизации прибыли. Так же отмечается необходимость корректировки оптимальной длины из-за изменения средней мобильности флюида в пласте. Более того не стоит забывать о постоянном мониторинге добычи и закачки для контроля роста трещин на нагнетательных скважинах.

Литература

1. Geertsma, J.: "Problems of rock mechanics in petroleum production engineering," Proc. First Congr. of the Intl. Soc. of Rock Mech., vol. 1, Lisbon, 1966
2. Hagoort, J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Thesis. DPhil, 1981. – 230 p.
3. Koning, E.J.L.: "Waterflooding under fracturing conditions," DPhil, 251p., 1988.
4. Perkins, T. K., Gonzalez, J. A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing//SPE Journal. – 1985. p. 78-88.
5. Van den Hoek, P.J.: "Impact of Induced Fractures on Sweep and Reservoir Management in Pattern Floods," SPE 90968, 2004.
6. Van den Hoek, P.J.: "A Simple and Accurate Description of Non-linear Fluid Leak-off in High-Permeability Fracturing," SPE 63239, 2000.
7. Главнов Н.Г., Лихтарев А.В., Молодых П.В., Чикишев А.Ю.: "Влияние приемистости нагнетательных скважин на положение резетки бокового ствола," НХ, №11, 2008.
8. Кузнецов Д. С., Кулагина Т. Е., Малахов Д. А., Меркулов В. П. "Гидравлический разрыв пласта," г. Томск, 2004.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Р.Т. Галимжанов

Научный руководитель доцент С.Ф. Санду

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исследованиям эффективности гидроразрыва (ГРП) в горизонтальных скважинах посвящены работы R. Raghavan, S.D. Joshi [1], M. Soliman, J.L. Hunt II, M. Azari [2], M. Soliman, J.L. Hunt II, W. El-Rabaa [3], R. Suprunowicz, R.M. Butler [4]. Если горизонтальная скважина пробурена параллельно направлению минимального

горизонтального напряжения, то трещина гидроразрыва окажется ортогональна ее стволу (рис.1). В такой ситуации особую актуальность имеет закачивание трещины высокопрочным крупнозернистым пропантом и создание в прилегающей к забою части трещины высокопроницаемой зоны. При этом, в условиях радиального притока к горизонтальной скважине создается более высокая депрессия, чем при плоскопараллельном притоке вдоль трещины к вертикальной скважине.

В ограниченном пласте для трещин бесконечной проводимости при заданных свойствах пласта и жидкости можно определить оптимальное количество параллельных одинаковых трещин, ортогональных оси горизонтальной скважины, превышение которого не приводит к увеличению продуктивности скважины [2, 3]. В случае неограниченного пласта вклад трещин, пересекающих концевые участки горизонтального ствола, в суммарный дебит скважины значительно выше, чем вклад ближайших к центру трещин. Поэтому при наличии технологических возможностей в некоторых случаях целесообразно создание более длинных трещин гидроразрыва в удаленных частях ствола скважины. В ограниченном пласте трещины могут равномерно распределяться по площади дренирования.

Влияние вертикальных трещин, проходящих через горизонтальные скважины, на процесс конусообразования в водонефтяных и газонефтяных зонах исследовалось в [4], где, в частности, сопоставляются значения предельного безводного и безгазового дебита при различных конфигурациях системы "горизонтальная скважина – вертикальные трещины". Показано, что вертикальная трещина, направленная вдоль оси горизонтальной скважины и простирающаяся в газовую шапку, приводит к стремительному загазовыванию скважины при работе на дебитах выше критических. Однако значение предельного безгазового дебита в этом случае лишь незначительно ниже, чем для горизонтальной скважины при отсутствии трещины. Вертикальные трещины, перпендикулярные стволу скважины, увеличивают эффективную проницаемость системы как в вертикальном, так и в латеральном направлении. Поэтому они интенсифицируют фильтрацию нефти и газа или воды одновременно. При этом дебит нефти горизонтальной скважины, пересеченной трещинами, часто превышает дебит нефти горизонтальной скважины без трещин. В частности, может оказаться более высоким и предельный безгазовый дебит.

Оценка потенциального дебита одной горизонтальной скважины объекта Ю14-16 Майского нефтяного месторождения проводилась по формуле Джоши – Экономидеса и составила 85 м³/сут. Предполагается горизонтальное продолжение 400 м и заканчивание с помощью хвостовика диаметром 114 мм.

Необходимо отметить, что значения расчетных дебитов горизонтальных скважин получены для эквивалентного радиуса дренирования 800 м, эффективной мощности $h=30$ м и проницаемости $kh=1$ мД, при условии качественного вскрытия пласта бурением и соотношении вертикальной и горизонтальной проницаемостей $k_v/k_h = 0,1$. Низкая вертикальная проницаемость пласта значительно влияет на продуктивность горизонтальной скважины. Расчетная депрессия составляет 20 МПа при проектном забойном давлении 100 МПа.

По опыту бурения горизонтальных скважин на Майском нефтяном месторождении (6 горизонтальных скважин – по объекту Ю13-4) установлено, что фактический дебит в среднем на 30 % ниже, чем расчетный и составляет 59 м³/сут. Это является следствием загрязнения призабойной зоны пласта фильтратом бурового раствора или ограниченностью продуктивного горизонтального интервала.



Рис. 1 Горизонтальная скважина, пересеченная трещинами ГРП, перпендикулярными её стволу

В связи с близостью водонефтяного контакта можно предположить начальный уровень обводненности на уровне 40%. Следовательно, фактический дебит нефти составит 35,7 м³/сут. На 01.06.2008 г. фактический средний дебит по нефти (с учетом уровня обводненности 60%) вертикальных скважин с ГРП составляет 31,5 м³/сут. Таким образом, технология горизонтального бурения может быть рассмотрена как эффективный и рентабельный вариант разработки пласта Ю14-16.

Для оценки потенциальной продуктивности горизонтальной скважины с трещиной ГРП использовались основные параметры поперечной трещины (проницаемость, длина, высота, ширина, объем и тип проппанта), полученные по опыту применения технологии в ноябрьском регионе на коллекторах со схожими фильтрационно-емкостными свойствами [5]. Для расчета безразмерного индекса продуктивности одной поперечной трещины в горизонтальном и вертикальном стволах использовалась аналитическая формула Mukherjee and Economides [4].

Результаты расчетов показали, что при заданной депрессии 20 МПа (при проектном забойном давлении 10 МПа.) оценочный дебит по жидкости составит 130 м³/сут. Таким образом, с учетом первоначальной обводненности в 40% при рассматриваемых условиях потенциальный начальный дебит нефти горизонтальной скважины с одной поперечной трещиной может составить 79 м³/сут.

Литература

1. Raghavan R., Joshi S.D. Productivity of multiple drainholes or fractured horizontal wells SPEForm. Eval. - 1993.- V. 8.-N 1.-P. 11-16.
2. Soliman M., Hunt J.L.I, Azari M. Fracturing gorizontal wells in gas reservoirs // Paper SPE 35260.- 1996.
3. Soliman M., Hunt J.L.II, El-Rabaa W. Fracturing aspects of gorizontal wells // J. Petrol. Technol. - 1990.- V. 42.- N 8. - P. 966-973.
4. Suprunowicz R., Butler R.M. The effect of vertical fractures upon the performance of horizontal wells when coning can occur J. Canad. Petrol. Technol. - 1996. - V. 35. - N 5.- P. 45 - 54.
5. С.В.Гусев, Я.Г.Коваль Технико-экономическое обоснование применения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ПО "Юганскнефтегаз": Отчет о НИР по договору Н 91.91.56.44.00, Тюмень, 1991.

ПРИМЕНЕНИЕ ВЗАИМНО-КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ

П.Д. Гладков, А.В. Колонских

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный университет

им Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Исчерпаемость запасов месторождений маловязкой нефти, заключенной в коллекторах относительно простого строения, вынуждает переходить к разработке месторождений аномальной нефти. При этом с гидродинамической точки зрения залежи такой нефти обладают очень сложной структурой взаимосвязей между отдельными эксплуатационными объектами, что порождает ряд неопределенностей в представлениях о геологическом строении и при моделировании процессов вытеснения и извлечения нефти. Кроме того, аномальная нефть обладает свойствами, которые характерны для неньютоновских жидкостей, что еще больше осложняет насосную добычу такого рода флюидов. Еще одной задачей, которую следует решить при разработке месторождения аномальной нефти, является максимально точное определение дебитов по жидкости и газу каждой из скважин.

Данные вопросы были рассмотрены на примере пермо-карбонтовой залежи Усинского нефтяного месторождения (участок ПТВ-3).

Усинское нефтяное месторождение расположено в Усинском районе Республики Коми и приурочено к одной из локальных структур Колвинского мегавала - крупнейшей зоны нефтегазоаккумуляции. Основным эксплуатационным объектом является пермо-карбонтовая залежь, которая является одним из наиболее сложных объектов разработки. Залежь сводовая, массивная, структурного типа, залегает на глубине 1100-1500 м и содержит аномально вязкую нефть (700 мПа·с) в карбонатах трещинно-кавернозно-порового типа нижней перми, верхнего и среднего карбона. Кроме того, нефть отличается высокой плотностью (0,92-0,969 г/см³), большим серо- и смолодержанием (2,5 и 23,64% соответственно), но низким содержанием газа (21,6 м³/т).

В свете приведенного сложного строения залежи и аномальных свойств добываемой нефти определение взаимного влияния режимов работы отдельно эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также их взаимодействие представляется очень важной задачей. Известно, что при разработке месторождения процессы, происходящие в продуктивном пласте, постоянно изменяются во времени. В коллекторе возникают колебания давления различной амплитуды, что может привести к изменению направлений фильтрационных потоков, обводненности и перераспределению градиентов скорости. Если колебания имеют достаточно высокую амплитуду, то они могут быть обнаружены при анализе промысловых данных добывающих скважин в виде отклонений показаний массового дебита по жидкости от среднего значения. Сравнение показаний дебитов разных скважин между собой позволяет сделать заключение о фронте движения импульса, а также уточнить геологическое строение пласта-коллектора.

Рассмотрим взаимодействие скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Ввиду особенностей напорной характеристики насосов этого типа данные скважины могут послужить надежными индикаторами изменений, происходящих в пласте, а также помочь в уточнении геологического строения залежи.

Оценка взаимного влияния скважин основывается на использовании взаимной корреляционной функции. С точки зрения математики, это стандартная функция, которая позволяет определить степень сходства двух сигналов, и время, когда это сходство принимает наибольшее значение. В качестве таких сигналов мы использовали данные непрерывной многофазной дебитометрии. Математически функция взаимной корреляции двух векторов может быть записана следующим образом (1):

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (f_i - \bar{f})(g_{i+\tau} - \bar{g})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (f_i - \bar{f})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (g_{i+\tau} - \bar{g})^2}}, \quad (1)$$

где n - количество данных, \bar{f}, \bar{g} - усредненные значения данных по дебиту двух скважин за одинаковый период T , f_i, g_i - данные дебитов из ряда, $g_{i+\tau}$ - смещенные на τ данные по дебиту.

Смещая вектора, содержащие данные о дебитах реагирующих скважин, по оси времени сначала в одну сторону, потом в другую, находим такой момент времени, в который коэффициент корреляции r принимает свое максимальное значение. Таким образом, находим запаздывание в реакции коррелирующих скважин. Значение коэффициента корреляции в этот момент времени будет характеризовать степень взаимодействия скважин между собой, где $r = -1$ означает, что скважины работают в полной противофазе, $r = 1$ показывает полное подобие в работе скважин.

Характерный вид взаимной корреляционной функции представлен на рисунке.

Рисунок хорошо иллюстрирует тот факт, что корреляция дебитов скважин без смещения во времени (значение смещения по оси абсцисс равно 0) часто дает неверный результат о действительном взаимном влиянии скважин. Для пары скважин 10 – 11 коэффициент корреляции в таком случае был бы равен 0,4. Однако распространение импульса давления в горной породе происходит не мгновенно, поэтому применение данной функции с использованием смещения во времени позволяет более точно определить степень взаимодействия скважин и время их реагирования. Для той же пары скважин реальный коэффициент корреляции достигает 0,9 при смещении во времени на 28,9 часов.

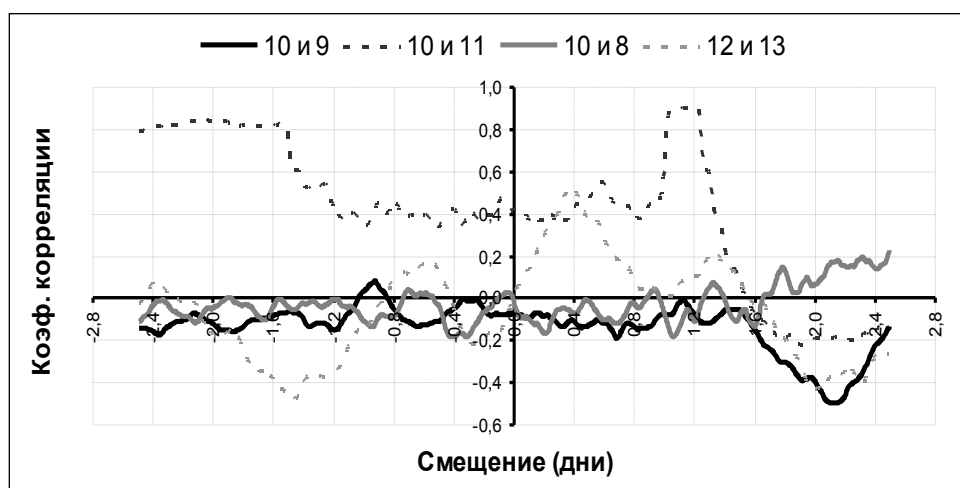


Рис. Вид взаимной корреляционной функции для характерных пар исследуемых скважин

Результаты обработки взаимной корреляционной функции по скважинам, которые оборудованы установками электроцентробежных насосов, представлены в таблице.

Таблица

Пары взаимодействующих скважин и время их запаздывания

Пара взаимодействующих скважин	R_{\max}	T , час	Пара взаимодействующих скважин	R_{\max}	T , час
1/2*	0,302	-9,84	8/10	0,06	32,16
2/3*	0,524	-29,5	10/9*	0,07	-21,84
3/5*	0,314	-31,32	10/11	0,9	28,9
3/4*	0,48	-21,96	9/11*	0,383	-7,56
5/4	0,265	4,56	11/12*	0,569	-6,6
4/7	0,423	5,88	11/13	0,3	6,24
7/6*	0,25	-25,1	12/13	0,515	9,48
7/8	0,32	6,24	14/15*	0,494	-55,32
6/8*	0,333	-11,76	14/16*	0,287	-26,64
8/9*	0,204	-7,2	15/16	0,757	8,52

*) знак минус в смещении по времени данных пар скважин свидетельствует об обратном влиянии скважин (так, в первой паре источником возмущения служит скв.№2, реагирующим объектом - скв.№1).

Полученные данные были нанесены на карту участка и в целом соответствуют начальным представлениям о геологическом строении пермо-карбоневой залежи. Кроме того, некоторые гидродинамические особенности коллектора подтверждаются результатами трассирования фильтрационных потоков, однако в ходе работы были обнаружены и новые взаимосвязи между скважинами. Таким образом, полученные на основе взаимно корреляционного анализа данные свидетельствуют о широких возможностях применяемого метода для оценки взаимного влияния скважин и уточнения геологического строения пласта-коллектора. На примере пермо-карбоневой залежи (участка ПТВ-3) Усинского месторождения был проведен расчет степени взаимного влияния скважин, в результате которого подтверждены начальные представления о строении залежи и выявлены характерные случаи, позволяющие судить о неоднородности и сложности геологического строения данного эксплуатационного объекта. Кроме того, данные многофазной расходометрии позволяют в реальном времени оценить взаимодействие пары нагнетательная-добывающая скважина, а также уточнить гидродинамические связи между различными пластами и пропластками залежи.

Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005г. – 368с.
2. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. Автореферат. Дисс. канд. тех.наук. – М., 2008г. – 20с.
3. Сато Ю. Обработка сигналов. Первое знакомство. - М.: Оздэка, 2002г. – 175с.

ВЫБОР РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

А.В. Гладков

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

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

Для эффективного применения современных технологий извлечения нефти необходима количественная информация о фильтрационных свойствах пласта, от достоверности которой зависит выбор оптимальной системы разработки [1]. Такую информацию дают гидродинамические исследования скважин на месторождениях. Для нефтяных месторождений Западной Сибири, содержащих трудноизвлекаемые запасы, наблюдается появление воды в продукции скважин на начальном этапе эксплуатации скважин, т.е. основная часть добычи нефти осуществляется в водный период разработки месторождения. В этих условиях рациональная разработка нефтяного месторождения возможна лишь при эффективном контроле за изменением обводненности продукции скважин и регулировании с целью ее уменьшения.

В работе рассматриваются вопросы, связанные с получением количественной информации, необходимой для обоснования выбора режима эксплуатации обводненной нефтедобывающей скважины.

Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах отбора производятся с целью определения: коэффициента продуктивности, с помощью которого определяют производительность скважины, и фильтрационных параметров призабойной зоны пласта. Определение коэффициента продуктивности осуществляется по индикаторной диаграмме скважины [2], которая представляет собой графическую зависимость установившегося дебита жидкости $Q_{жк}$ от депрессии ΔP : $Q_{жк} = f(\Delta P)$. Начальный участок индикаторной диаграммы часто изменяется по линейному закону:

$$Q_{жк} = K \cdot \Delta P,$$

где K – коэффициент продуктивности скважины; $\Delta P = P_{пл} - P_{зоб}$ – депрессия; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{зоб}$ – забойное давление. Коэффициент продуктивности K зависит от коэффициента проницаемости пласта k , вязкости флюида μ , эффективной мощности пласта $h_{эф}$, приведенного радиуса скважины r_c , радиуса контура питания R_k :

$$K = \frac{Q_{жк}}{\Delta P} = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)}.$$

При появлении воды в продукции скважины происходит изменение коэффициента проницаемости k и вязкости флюида μ и соответственно коэффициента продуктивности. В [3] предлагается одновременно использовать индикаторные диаграммы, как для жидкости, так и для нефти. Анализ этих индикаторных диаграмм позволяет определить оптимальный режим эксплуатации погружного скважинного оборудования с учетом обводнения скважин.

В таблице 1 представлены эксплуатационные параметры четырех тестируемых скважин и возможные параметры после перевода скважин с помощью ЧРП на оптимальный режим эксплуатации. Обозначения, принятые в таблице 1: $Q_{жк}$ – дебит жидкости, м³/сут; $В$ – обводненность добываемой продукции, %; Q_n – дебит нефти, м³/сут.

Таблица 1

Номер скважины	Эксплуатационные значения			Оптимальные значения		
	$Q_{ж}$, м ³ /сут	B , %	$Q_{н}$, м ³ /сут	$Q_{ж}$, м ³ /сут	B , %	$Q_{н}$, м ³ /сут
2180	37	68	12	50	28	36
2371	116	48	60	130	30	91
2253	102	68	33	80	28	58
2414	82	70	25	65	21	51

При выполнении работы использовался гидродинамический метод исследования скважин на стационарных режимах работы или метод установившихся отборов [2]. Смена режимов производилась без остановки скважинного оборудования с помощью частотно-регулируемого привода. Измерение дебита жидкости скважин производилось с помощью АГЗУ с относительной погрешностью измерения, не превышающей 4 %. Обводненность добываемой жидкости определялась в лаборатории химико-аналитическим методом с использованием проб, взятых на устье скважин. Относительная погрешность измерения обводненности не превышала 10 %. Измерение динамического уровня производилось с помощью эхолота «СУДОС-автомат» с относительной погрешностью измерения, не превышающей 1 %.

На рис. 1-4 представлены индикаторные диаграммы скважин 2180, 2371, 2253 и 2414, данные для которых приведены в таблице 1. На этих рисунках светлыми кружками обозначена зависимость дебита жидкости от депрессии $Q_{ж} = f(\Delta P)$, а темными кружками - зависимость дебита нефти от депрессии $Q_{н} = f(\Delta P)$. В области

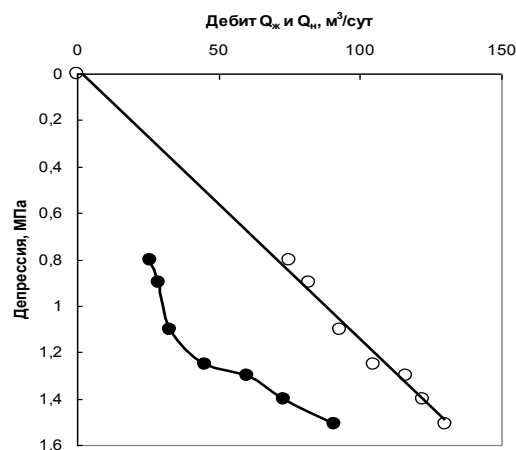
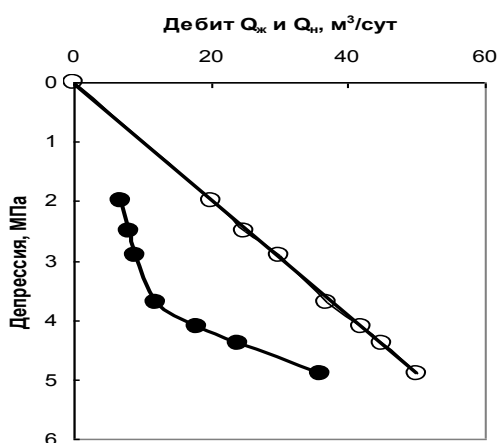


Рис. 1. Индикаторная диаграмма скважины 2180

Рис. 2. Индикаторная диаграмма скважины 2371

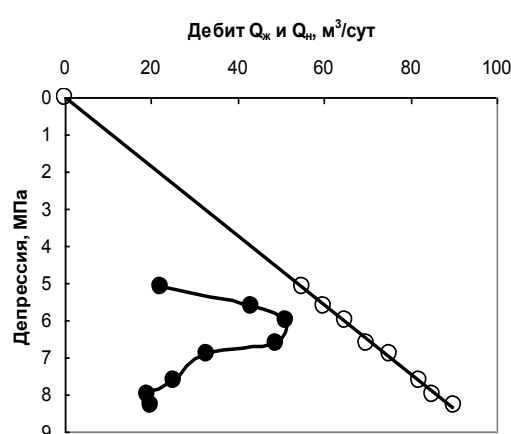
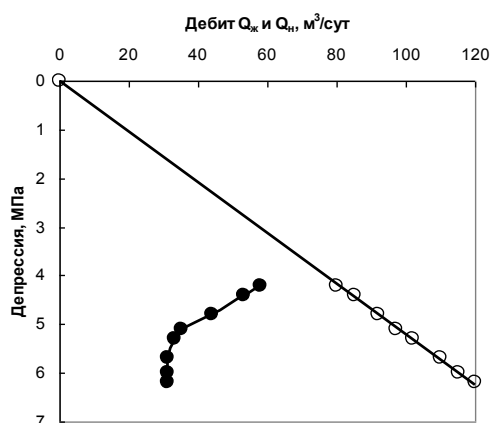


Рис. 3. Индикаторная диаграмма скважины 2253

Рис. 4. Индикаторная диаграмма скважины 2414

устойчивой работы системы «пласт-скважина-погружной насос» с увеличением депрессии индикаторные линии для жидкости – линейны, а индикаторные линии для нефти имеют сложный характер. С увеличением депрессии для скважин 2180 и 2371 наблюдается резкое нелинейное увеличение дебита нефти, а для скважины 2253 дебит нефти с увеличением депрессии вначале резко уменьшается, а затем плавно уменьшается до минимального значения. Для скважины 2414 с увеличением депрессии индикаторная линия дебита по жидкости изменяется по

линейному закону. Индикаторная линия по нефти имеет сложный характер. С увеличением депрессии дебит нефти возрастает от 22 м³/сут до максимального значения 51 м³/сут при депрессии $\Delta P = 6$ МПа. Дальнейшее увеличение депрессии $\Delta P > 6$ МПа приводит к резкому уменьшению дебита нефти до минимального значения 20 м³/сут. Из рис. 4 следует, что эксплуатация скважины 2414 должна осуществляться при депрессии $\Delta P = 6$ МПа. Использование индикаторных диаграмм в их классическом представлении, как зависимость дебита добываемой жидкости от депрессии $Q_{жк} = f(\Delta P)$, не достаточно для определения оптимального режима эксплуатации обводненных скважин. Совместный анализ индикаторных диаграмм по дебиту жидкости $Q_{жк} = f(\Delta P)$ и по дебиту нефти $Q_n = f(\Delta P)$ позволяет определять оптимальный режим эксплуатации обводнённой скважины по дебиту нефти – основному технологическому показателю.

Литература

1. Методы извлечения остаточной нефти /М.Л. Сургучёв, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др.-М.: Недра, 1991.-347 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.-М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.– 816 с.
3. Патент РФ № 2283425. Способ вывода на эффективный режим работы системы пласт-скважина-насос с помощью индикаторной диаграммы по нефти. /Белов В.Г., Иванов В.А., Мусаев Х.Ц., Соловьёв В.Я.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРИКОНТУРНОЙ ЗОНЕ ОБЪЕКТА

А.А. Горланов, А.С. Щетинин

Научный руководитель профессор, А. Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

По мере накопления опыта в области гидродинамического моделирования, у специалистов в этой сфере встал вопрос о корректности и правомерности использования фазовых проницаемостей, полученных по результатам исследования керна в лабораториях. Модельеры встречаются с проблемой трудности переноса результатов таких исследований в численную компьютерную модель. Из-за несоответствия масштабов керна и размера ячейки в гидродинамической модели, существует вероятность получения неправильных результатов. Отношение размера керна к размеру ячейки по латерали составляет от 1:250 и более. Т.е. образец не может полностью отразить фильтрацию флюида целого продуктивного пропластка.

В качестве решения данной проблемы, инженеры гидродинамики пришли к применению псевдо фазовых проницаемостей. Необходимость применения модифицированных фазовых проницаемостей вызвана неоднородностью характеристик пласта и необходимостью компенсации погрешности численного метода решения уравнений симулятора. Т.е., необходимо при меньшем количестве ячеек получить такую же точность моделирования, что и при большем количестве ячеек (Рис.1).

Подбор таких проницаемостей вручную не целесообразен, поэтому и существует множество алгоритмов их построения. Самые основные были заложены в программный комплекс для моделирования углеводородных систем SCHLUMBERGER GEOGUEST ECLIPSE – PSEUDO.

Проблема возникает вследствие численной дисперсии. Чтобы решить данную проблему, необходимо уменьшить размер ячеек, однако ресурс компьютеров не позволяет просчитывать большое количество ячеек. Выходом из данной ситуации является использование модифицированных ОФП, которые позволяют уменьшить влияние численной ошибки при моделировании.

Во время запуска крупноячейковой модели, фронт между водой и нефтью становится более размытым из-за ошибки численной дисперсии. Поэтому скважины, находящиеся в приконтурной зоне объекта разработки зачастую сложно поддаются адаптации в случае прорыва подошвенной воды и образования, так называемого, конуса обводнения [1].

Для определения степени влияния размера ячеек на вид модифицированных фазовых проницаемостей была использована двухфазная модель «черной нефти» Black Oil. Моделирование проходило при изотермических процессах с давлением выше давления насыщения. Пласт представляет собой однородный горизонтальных объект. Модели различаются лишь размером ячеек сетки. Добывающая скважина «PROD» находится строго по центру модели и имеет интервал перфорации в ЧНЗ. Скважине задавался контроль по дебиту жидкости, при этом обеспечивалась 100% компенсация давления за счет притока подошвенной воды из законтурной области (аквифер). В итоге было построено три модели с размерами ячеек 5м, 10м, и 25 м соответственно (рис. 2.1, 2.2, 2.3).

Основные фильтрационно-емкостные свойства и характеристики:

- Пористость – 0,2;
- Проницаемость 100 мД (нет анизотропии); Проницаемость по $z = 1$ мД;
- Сжимаемость породы и нефти – $5e-005$ 1/атм;
- Объемный коэффициент нефти: 1,229;
- Плотности нефти воды 0,834 кг/м³; 1,022 кг/м³;
- Начальные и конечные нефтенасыщенности: 0,3; 0,63.

Для мелкочайистой модели применяются фазовые проницаемости, полученные из лаборатории по образцам керна. Для последующих моделей с укрупнением сетки, применяются построенные модифицированные ОФП и расчет мелкочайистой модели воспринимается как фактические данные работы скважин.

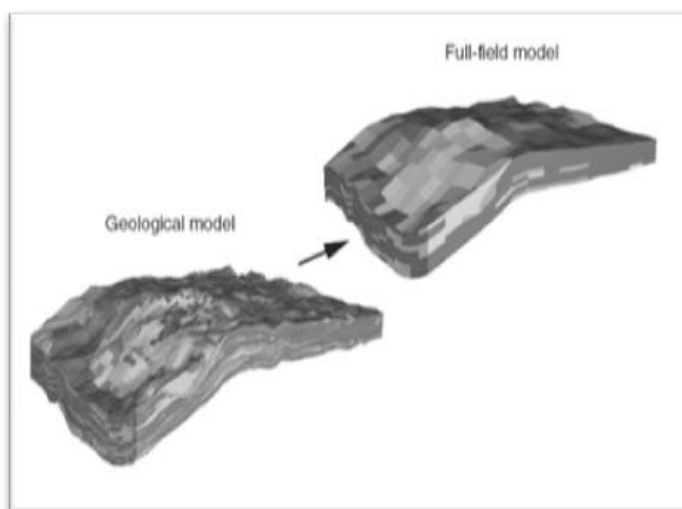


Рис.1 Ремасштабирование модели

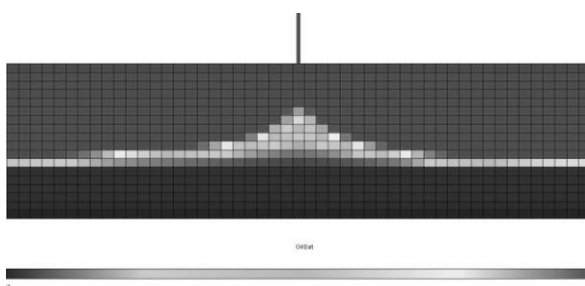


Рис.2.1 Разрез модели, 5м

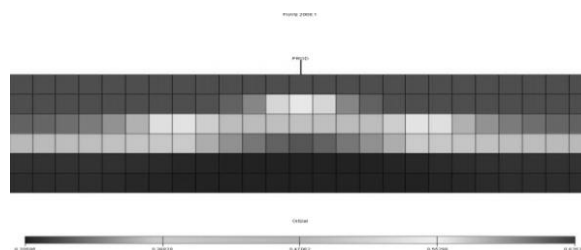


Рис.2.2 Разрез моделей, 10м

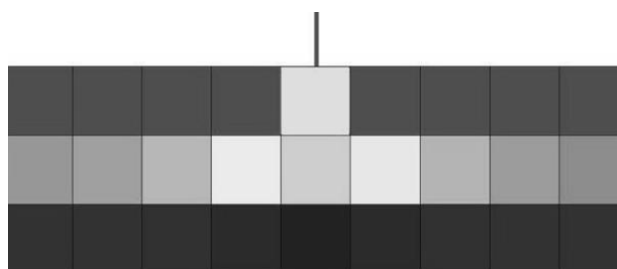


Рис.2.3 Разрез моделей, 25м

На рисунке 2 представлены разрезы моделей вдоль ствола скважины. Свойство – нефтенасыщенность. Из рисунков наглядно видно, как проявляется ошибка численной дисперсии в такого рода скважинах. Так как насыщенность считается во всей ячейке, модель уже не воспринимает фронта вытеснения внутри этой ячейки. Таким образом, обводнение скважины начинается намного раньше, чем на факте. В результате можно отметить, что наблюдается завышение подвижности воды и занижение подвижности нефти.

На рисунке 3 представлены данные по обводненности моделей.

Выводы:

1. Стандартный размер ячеек в ГДМ (50 м) является слишком грубым для моделирования с использованием kernовых ОФП.
2. Полученные ОФП не подчиняются корреляции COREY, в силу того что отражают не только физический процесс вытеснения, но и снижают «численный эффект».
3. Форма ОФП зависит от характера обводнения скважины и физико-химических свойств вытесняющего реагента.
4. Целесообразно разделить фонд скважин на типы прорыва воды, для последующего использования модифицированных фазовых проницаемостей.

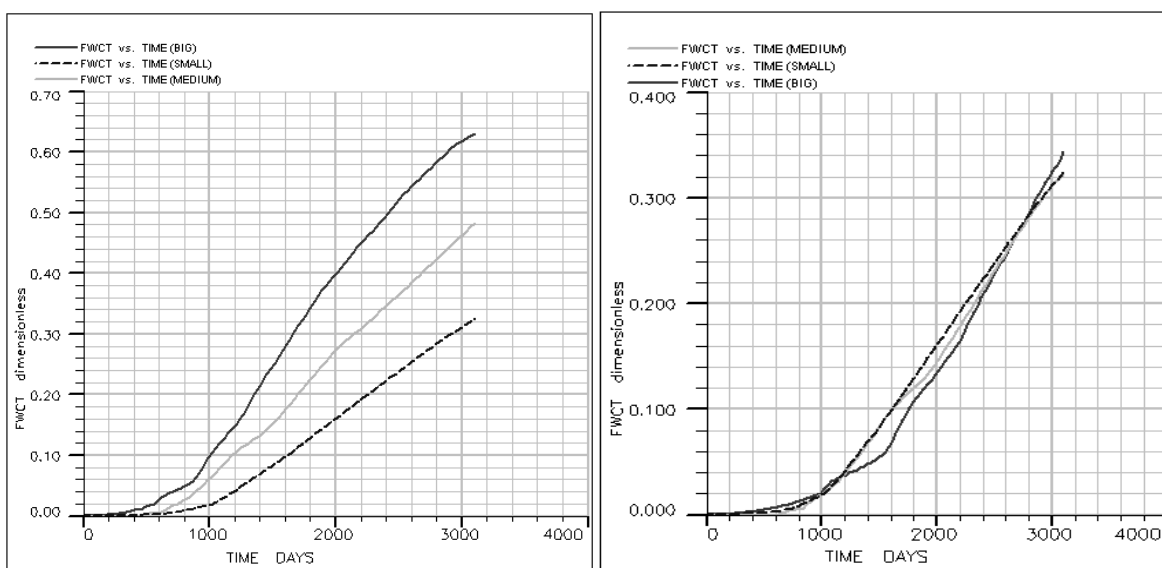


Рис.3 Результаты до и после применения модифицированных ОП

Литература

1. Г. Пол Уиллхайт. Заводнение пластов. Серия «Библиотека нефтяного инжиниринга» М.:Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009г. -788с.
2. И.А. Чарный. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гос. научно техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1963, 397 стр.
3. Schlumberger PSEUDO reference manual 2008a

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ФОРМЫ ЗАБИВНЫХ СВАЙ

Т.В. Грузин

Научный руководитель ассистент М.В. Кучеренко

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В связи с освоением новых нефтегазовых месторождений в отдаленных районах, где природные условия очень сложны и характеризуются наличием пространств, сложенных слабыми грунтами, особенно актуальным является снижение капитальных затрат на этапе строительства. Очевидно, что решение данной проблемы тесным образом связано, в том числе, и с внедрением прогрессивных типов фундаментов. Совершенствование фундаментов и методов их возведения, переход к бескотлованному строительству, - все это ведет к уменьшению расхода строительных материалов, трудоемкости и времени с одновременным обеспечением требуемых эксплуатационных характеристик [2].

Одним из способов увеличения несущей способности сваи является разработка конструкций с развитой боковой поверхностью. Форма поперечного сечения сваи должна обеспечивать возможно большую величину отношения периметра к площади, им ограничиваемой. В полной мере данным требованиям удовлетворяет свая с поперечным сечением в виде укороченной гипоциклоиды [3].

В ходе выполненных исследований была проанализирована несущая способность забивных свай в форме усеченного конуса, усеченной пирамиды с основанием в виде равностороннего треугольника и трехлучевой гипоциклоиды, а так же стандартной сваи квадратного сечения со стороной 0,3 м [4]. В качестве исходных данных для анализа была выбрана свая в форме усеченного конуса со следующими параметрами: площадь большего основания $S_B=0,135$ м², площадь меньшего основания $S_M=0,045$ м², высота $h=5$ м [1]. Параметры остальных свай были выбраны из расчета равенства площадей оснований и высоты аналогичным параметрам для сваи в виде усеченного конуса. Длина h обычной железобетонной сваи с сечением в форме квадрата со стороной 0,3 м была выбрана, исходя из равенства объемов рассматриваемых свай. В качестве грунта был выбран пылевато-глинистый грунт с показателем текучести $IL=0,4$ и модулем деформации $E=9$ МПа. Результаты расчета несущей способности свай представлены на рисунке 1.

Из приведенных данных видно, что несущая способность усеченной конической сваи в 2,53 раза выше, чем для стандартной квадратной. Несущая способность усеченной пирамидальной сваи с основаниями в виде равностороннего треугольника в 2,63 раза, а с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды в 3,32 раза выше, чем несущая способность стандартной квадратной сваи. Прирост несущей способности усеченной пирамидальной сваи с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды в сравнении с аналогичным параметром усеченной конической сваи составляет 32%. Полученные данные подтверждают результаты ранее выполненных исследова-

ний о перспективности использования в качестве поперечных сечений свай форм с возможно большим отношением их периметра к площади сечения, им ограничиваемой.

На следующем этапе анализа была проведена оценка стоимости материалов – бетона и металлопроката, требуемых для изготовления рассматриваемых свай [5,6]. Результаты расчета стоимости материалов позволили далее оценить стоимость единицы несущей способности для различных видов свай (рисунок 2).

Из представленных данных видно, что у стандартной квадратной сваи - максимальная стоимость единицы несущей способности. В сравнении с ней стоимость единицы несущей способности сваи в форме усеченного конуса меньше на 61%, в форме усеченной пирамиды с основаниями в виде равностороннего треугольника – на 62%, с основаниями в виде усеченной гипоциклоиды на 69%.

Помимо очевидности повышения несущей способности сваи за счет наклона боковой поверхности к ее оси, другим перспективным способом повышения несущей способности является использование форм с увеличенным отношением их периметра к площади сечения, им ограничиваемой. Расчеты показали, что использование в качестве поперечного сечения забивной сваи укороченной гипоциклоиды по сравнению с конической свайей позволяет уменьшить стоимость единицы ее несущей способности на 21%.

Выводы:

Использование забивных свай в форме усеченной пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды позволяет увеличить ее несущую способность в 3,32 раза по сравнению со стандартной квадратной свайей равного объема.

Стоимость материалов, необходимых для изготовления забивной сваи в форме усеченной пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды незначительно (на 3%) превышает стоимость материалов, необ-

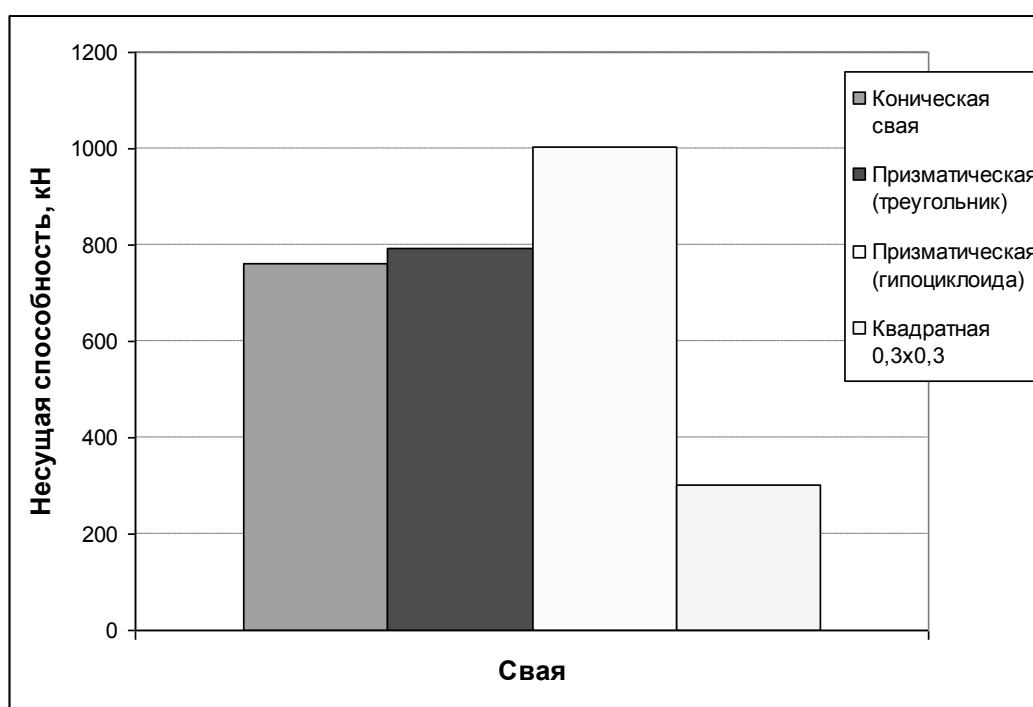


Рис. 1 Несущая способность свай

ходимых для изготовления квадратной сваи равного объема.

Удельная стоимость несущей способности забивной сваи в форме усеченной пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды меньше аналогичного параметра для квадратной сваи равного объема на 69%.

Удельная стоимость несущей способности забивной сваи в форме усеченной пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды меньше аналогичного параметра для сваи в форме усеченного конуса равного объема на 21%.

Литература

1. Абраменков Д.Э., Грузин А.В., Грузин В.В., Нуждин Л.В. Технология и механизация подготовки оснований и устройства свайных фундаментов / Под общ. ред. В.В.Грузина. – Караганда: Болашак-Баспа, 2002. – 264 с.
2. Абраменков Э.А., Грузин В.В. Средства механизации для подготовки оснований и устройства фундаментов. – Новосибирск: НГАСУ, 1999. – 215 с.
3. Грузин В.В., Грузин А.В. К вопросу о гипоциклоиде // Актуальные проблемы современности: Международный сборник научных трудов. – Караганда: Болашак-Баспа, 2004. – вып.1. – С. 172–173.
4. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты. / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 48 с.
5. www.tsf.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА В ПЛАСТЕ СОСТОЯЩЕМ ИЗ ДВУХ ПРОСЛОЕВ РАЗНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

В.А. Дегтярев

Научный руководитель доцент В.А. Коротенко

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

По данным промысловых геофизических исследований призабойная зона пласта представляется в виде пропластков (прослоев) разных проницаемостей, значения которых могут отличаться на порядок и больше. Емкостные свойства выделяемых прослоев, как правило, сопоставимы. После проведения гидроразрыва пласта (ГРП) гидродинамическая система пласт-трещина моделируется как двух проницаемая система: трещина – высокопроницаемая система, пласт – низкопроницаемая система [1].

Рассмотрим пласт, моделируемый двумя пропластками разной проницаемости. Скорость перетока флюида из пласта в трещину зависит от строения залежи. В общем случае скорость перетока определяется [1]

$$V = 2 \frac{k_2}{\mu L} [P_0 - P_1(x, t)] e^{-3\lambda_1(t-t_1)} \quad (1)$$

где $\lambda_1 = \frac{\chi_2}{L^2}$, k_2 – коэффициент проницаемости пласта; μ – динамическая вязкость флюида; χ_2 – ко-

эффициент пьезопроводности пласта; L – размер зоны дренирования, зависящий от строения залежи; P_0 – давление на границе залежи; $P_1(x, t)$ – давление в трещине.

Если залежь не замкнута, то экспонента равна 1. Если залежь замкнута (литологически ограничена), то при $t < t_1$ экспонента равна 1, а при $t > t_1$ скорость перетока из пласта в трещину начинает убывать.

Здесь $t_1 = \frac{L^2}{12\chi_2}$ – время достижения границы замкнутой залежи.

Из пласта флюид перетекает в трещину, а из трещины к забою скважины, следовательно, определяющим параметром эксплуатации скважин после ГРП является приток флюида Q , который должен равняться дебиту скважины.

Пусть при гидроразрыве пласта образовалась трещина, направленная от забоя в две противоположные стороны, длина которых одинакова.

Приток жидкости определяется по формуле [2]:

$$Q = 4 \int_0^S V(S) dS, \quad (2)$$

где S – площадь четверти боковой поверхности трещины.

Будем считать, что фильтрация в пласте и в трещине прямолинейно-параллельная, давление в трещине распределяется по закону:

$$P_1(x) = P_c + (P_0 - P_c) \frac{x}{l}, \quad 0 \leq x \leq l, \quad (3)$$

где l – длина трещины, P_0, P_c – давления в пласте и на забое скважины.

Для вертикальной трещины в виде трапеции высота трещины в произвольном сечении изменяется по закону:

$$h(x) = h_2 + (h_1 - h_2) \frac{x}{l}, \quad (4)$$

h_1, h_2 – высоты на забое скважины и на конце трещины.

Подставляя (1), (3), (4) в (2) и интегрируя, получим:

$$Q = \frac{4k_2}{3\mu L} (P_0 - P_c) l (2h_2 + h_1) e^{-3\lambda_1(t-t_1)} \quad (5)$$

Формула (5) справедлива для определения дебита после ГРП в замкнутой залежи. В случае незамкнутой залежи экспонента равна 1.

В качестве примера рассмотрим ГРП в продуктивном пласте, состоящем из двух прослоев одинаковой толщины: $L=200$ м, $k_1=25$ мД=25·10⁻¹⁵ м² – проницаемость первого прослоя, $k_2=5$ мД=5·10⁻¹⁵ м² – проницаемость второго прослоя, $\beta^*=1,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па (коэффициент упругоэластичности пласта), $\mu=2 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $h_1=8$ м, $h_2=10$ м, $P_0=24$ МПа, $P_c=12$ МПа, $l=60$ м.

Для первого прослоя $Q_1=91$ м³/сут., для второго $Q_2=29$ м³/сут. при условии $t \leq t_1=0,44$ сут. Суммарный дебит равен 120 м³/сут. При $t=120$ сут $Q_1=0,5 \cdot 10^{-2}$ м³/сут, $Q_2=10,1$ м³/сут.

Таким образом, строение пласта, тип залежи и направление трещины разрыва влияет на величину дебита и тем самым определяет выбор режима работы скважины, вскрывшей сложно построенный коллектор. В предложенной модели не было учтено вытеснение нефти водой из пласта, которое может повлиять на обводненность продукции.

Более точное решение задачи по определению притока жидкости в скважину можно получить, определив дебит самой трещины, т.е. то количество флюида, которое может пропустить через себя искусственная тре-

щина ГРП, заполненная пропантом, иначе говоря ее пропускную способность. Для этого необходимо определить параметры этой трещины, а конкретнее коэффициент проницаемости. Для этого моделируем трещину с помощью модели фиктивного грунта. Под фиктивным грунтом понимается пористая среда, составленная из шарообразных частиц одинакового диаметра. Трещина образованная при гидроразрыве пласта (ГРП) и заполненная пропантом, является примером фиктивного грунта. Поскольку частицы пропанта имеют шарообразную форму, то для расчета параметров трещин, можно применять те же формулы, что и для фиктивного грунта. [3] По формуле Слехтера рассчитаем пористость трещины:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \theta)\sqrt{1 + 2 \cos \theta}} \quad (6)$$

На основании гипотезы о том, что главное влияние на скорость фильтрации оказывает величина удельной поверхности, т.е. суммарная величина площади поверхности частиц, заключенных в единице объема фиктивного грунта, ибо на этой поверхности происходит трение жидкости о грунт, из формулы Слехтера для объемного расхода жидкости, получаем формулу [3]:

$$Q = \frac{d^2 m F}{2(1-m)^2 \mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad \frac{Q}{F} = \vartheta = \frac{d^2 m}{2(1-m)^2 \mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad \vartheta = \frac{k_{mp}}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L},$$

где Q – расход жидкости, $м^3/с$; d – диаметр песчинок пропанта, $м$; F – площадь сечения пористой среды (трещины), $м^2$; μ – абсолютная вязкость жидкости, $Па \cdot с$; ΔP – перепад давления на длине ΔL , ϑ – скорость фильтрации; k_{mp} – коэффициент проницаемости трещины заполненной пропантом, $м^2$.

Отсюда следует, что коэффициент проницаемости для различных значений пористости и диаметра песчинок пропанта:

$$k_{mp} = \frac{d^2 m}{2(1-m)^2} \quad (7)$$

При помощи формулы (7) найдем некоторые значения коэффициентов проницаемости для различных значений пористости, угла упаковки и диаметра частиц пропанта приведенных в таблице 1.

Из таблицы 1 следует, что с ростом диаметра частиц и угла упаковки, увеличиваются коэффициенты пористости проницаемости. Зная эти коэффициенты можно выбрать оптимальный режим работы скважины после ГРП. Заметим, что коэффициенты пористости и проницаемости будут ниже расчетных на 7-12%, поскольку в качестве цементирующего материала используются гели на водной и нефтяной основе, которые уменьшают ФЕС.

При прямолинейно-параллельной фильтрации приток флюида из трещине в ствол скважины:

$$Q_{mp} = \vartheta_{mp} S_{mp} = \frac{k_{mp} (P_0 - P_c)}{\mu l} \delta h_2; \quad (8)$$

где S_{mp} – площадь поперечного сечения трещины примыкающего к стволу скважины, $м^2$, δ – раскрытость трещины, $м$.

По промысловым данным, принимая раскрытость трещины равной 3,2 мм, определим приток флюида из трещины в ствол скважины для различных коэффициентов проницаемости и соответственно для разных диаметров частиц пропанта приведенных в таблице 1.

Таблица 1

Приток флюида из трещины в ствол скважины при различных диаметрах частиц пропанта, коэффициентах пористости и проницаемости в зависимости от угла упаковки.

θ	m_{mp} д.ед.	$d_u=0,0004 м$		$d_u=0,0006 м$		$d_u=0,0008 м$		$d_u=0,001 м$		$d_u=0,0015 м$		$d_u=0,002$	
		$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$	$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$	$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$	$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$	$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$	$k_{mp}, м^2$	$Q_{mp}, м^3/с$
60°00'	0,259	3,77·10 ⁻⁸	0,12	8,49·10 ⁻⁸	0,27	5,1·10 ⁻⁷	0,48	2,36·10 ⁻⁷	0,75	5,31·10 ⁻⁷	1,70	9,43·10 ⁻⁶	3,02
75°32'	0,43	1,06·10 ⁻⁷	0,34	2,38·10 ⁻⁷	0,76	1,24·10 ⁻⁷	1,36	6,62·10 ⁻⁷	2,12	1,49·10 ⁻⁶	4,76	2,65·10 ⁻⁶	8,47
90°00'	0,476	1,39·10 ⁻⁷	0,44	3,12·10 ⁻⁷	1,00	5,55·10 ⁻⁷	1,78	8,67·10 ⁻⁷	2,77	1,95·10 ⁻⁶	6,24	3,47·10 ⁻⁶	11,09

Из полученных результатов видно, что трещина ГРП, заполненная пропантом, имеет очень большую пропускную способность для всех типоразмеров заполняющего пропанта. Приток флюида из пласта будет всегда ниже, чем пропускная способность трещины, всячески с этим следует правильно подбирать оборудование и режимы работы скважин после проведения ГРП, основываясь на ФЕС пласта.

Литература

1. Коротенко В.А. Выбор оптимального режима работы скважин после гидроразрыва сложнопостроенного коллектора / В.А. Коротенко, В.И. Соколова // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. Вып. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – С. 106-110.
2. Коротенко В.А. Выбор оптимального режима работы скважин после гидроразрыва сложнопостроенного коллектора / В.А. Коротенко, В.И. Соколова // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. Вып. 3. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – С. 106-110.
3. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. «Подземная гидравлика» -Москва 1949 - 524с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ЗОН В ЗАВОДНЁННЫХ ПЛАСТАХ

А.П. Дыбов, А.А. Халиуллин

Научный руководитель доцент В.А. Иванов

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия

Согласно [1] остаточные запасы, которые не охвачены процессом заводнения вследствие макронеоднородности разрабатываемых пластов (слабопроницаемые пропластки и участки, застойные зоны, линзы и зоны вблизи непроницаемых экранов), составляют 70 % всех остаточных запасов нефти и представляют собой основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Повысить нефтеотдачу пласта за счёт этой части остаточных запасов нефти можно совершенствованием существующих систем разработки и использованием гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Остальная часть 30 % остаточной нефти остаётся в обводнённых коллекторах вследствие их микронеоднородности (капиллярно – удержанная и плёночная нефть) может извлекаться только в результате воздействия на неё различных физико-химических процессов и явлений [1]. Для успешного применения методов увеличения нефтеотдачи пласта необходима количественная информация о характере залегающих остаточных запасов нефти и геометрических размерах нефтенасыщенных зон.

В работе рассматриваются вопросы, связанные с получением количественной информации о геометрических размерах нефтенасыщенных зон и их расположении относительно добывающих скважин.

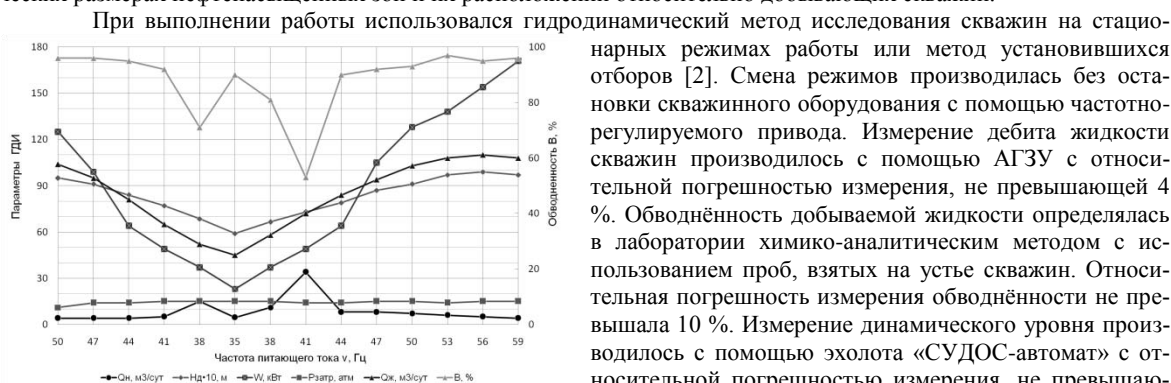


Рис. 1. Параметры гидродинамических исследований скважины 2939

На рис. 1 показано изменение параметров гидродинамических исследований скважины 2939. На каждом режиме осуществлялась регистрация параметров: дебит добываемой жидкости $Q_{ж}$; её обводнённость $В$; электрическая мощность W , подводимая к добывающему насосу; динамический уровень $H_{д}$; давление в межтрубном пространстве $P_{затр}$. Зная дебит жидкости и её обводнённость можно определить дебит нефти. Следует отметить, что для данной скважины при уменьшении дебита жидкости от 105 м³/сут до 52 м³/сут наблюдается резкое уменьшение обводнённости и соответственно увеличение дебита нефти. Дальнейшее уменьшение дебита жидкости приводит к увеличению обводнённости продукции. Последующее увеличение дебита добываемой жидкости приводит к повторному резкому уменьшению обводнённости. Этот факт свидетельствует о том, что вблизи скважины располагается единственная нефтенасыщенная зона, не принимающая участие в фильтрации при штатном режиме эксплуатации. При изменении режима эксплуатации возмущение давления распространяется от скважины по пласту и достигает нефтенасыщенной зоны. Это приводит к перераспределению насыщенностей в пласте.

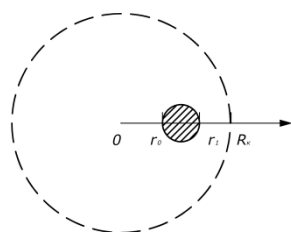


Рис. 2. Расположение нефтенасыщенной зоны в области дренирования пласта

Закон движения жидкости вдоль линии тока определяется из условия

$$v = \frac{dr}{dt} = \frac{Q}{2\pi rhm} \text{ или } rdr = \frac{Q}{2\pi hm} dt.$$

Если предположить, что в начальный момент времени, когда возмущение давления достигло координаты $r = r_o$, в которой начинается нефтенасыщенная зона, то через время t нефть из нефтенасыщенной зоны достигает скважины (рис. 2). Интегрируя последнее выражение, получим

$$\frac{1}{2} \int_{r_c}^{r_o} dr^2 = \frac{Q}{2\pi hm} \int_0^t dt; \quad r_o^2 - r_c^2 = \frac{Q}{\pi hm} t; \quad r_o = \sqrt{r_c^2 + \frac{Q}{\pi hm} t}.$$

Здесь Q – дебит жидкости, h – эффективная толщина пласта, m – пористость коллектора, r_c – радиус скважины, t – соответствует времени, при котором прекращается поступление дополнительной нефти в скважину. Аналогичным образом определяется координата r_1 . Оценки показывают, что для скважины 2939 характерные размеры нефтенасыщенной зоны составляют:

$$r_o = 2,3 \text{ м}; \quad r_1 = 2,7 \text{ м}; \quad \Delta r = r_1 - r_o = 0,4 \text{ м}.$$

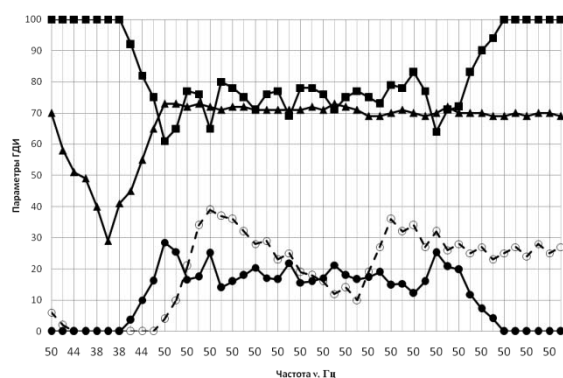


Рис.3. Результаты тестирования скважин 5389 и 5218. Скважина 5389: ● – $Q_w, \text{ м}^3/\text{сут}$; ▲ – $Q_m, \text{ м}^3/\text{сут}$; ■ – $V, \%$; Скважина 5218: ○ – $Q_w, \text{ м}^3/\text{сут}$

Более точное определение характерных размеров нефтенасыщенной зоны можно осуществить путём возмущения нефтенасыщенной зоны с последующим фиксированием дебита жидкости. На рис. 3 приведены результаты тестирования скважин 5389 и 5218. Возмущение давления производилось уменьшением частоты с шагом 3 Гц через 3 часа до минимально возможной частоты 35 Гц для этих скважин, а затем дебит жидкости выводили на штатный режим, соответствующий 50 Гц. На этом штатном режиме осуществлялось тестирование скважин. Характерные геометрические размеры единичной нефтенасыщенной зоны, находящейся в дренируемой области скважины 5389 составляют:

$$r_o = 2,5 \text{ м}; \quad r_1 = 6,7 \text{ м}; \quad \Delta r = r_1 - r_o = 4,2 \text{ м}.$$

находящихся на разных расстояниях от скважины, например, двух нефтенасыщенных зон (скважина 5218), то при тестировании скважины наблюдается два максимума дебита нефти. Геометрические размеры этих нефтенасыщенных зон можно определить аналогичным образом.

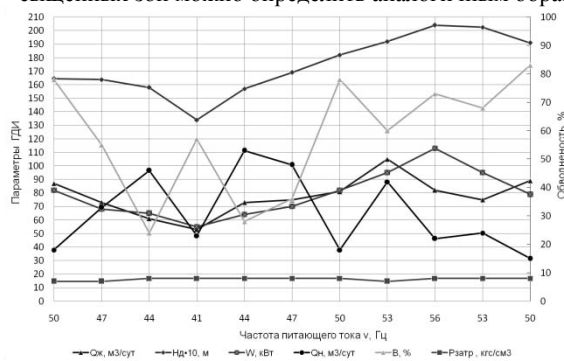


Рис. 4. Параметры гидродинамических исследований скважины 5404

При повторных возмущениях нефтенасыщенной зоны эффект сохраняется как по времени, так и по среднему значению дебита нефти. Если в дренируемой области скважины имеется несколько нефтенасыщенных зон,

На рис. 4 показано изменение параметров гидродинамических исследований скважины 5404. Следует отметить, во-первых, минимальное значение обводнённости и максимальное значение дебита нефти соответствует определённому значению частоты 44 Гц и, во-вторых, максимуму подводимой мощности 56 Гц не соответствует максимум добываемой жидкости. При увеличении отбора жидкости возрастает гидравлическое сопротивление фильтрации жидкости, т.е. нарушается линейный закон Дарси [2]. Такое изменение гидродинамических параметров характерно для скважин, у которых нефтенасыщенные зоны, не принимающие участие в фильтрации при штатном режиме, сопоставимы с радиусом дренирования скважины.

С помощью гидродинамических исследований добывающих скважин выявляют скважины, у которых имеются пространственно-протяжённые нефтенасы-

щенные зоны в дренируемой области пласта, и определяют их характерные геометрические размеры: координату r_o относительно добывающей скважины, в которой начинается нефтенасыщенная зона, и r_1 – координату, в которой заканчивается нефтенасыщенная зона, если $r_1 < R_k$. В случае, если нефтенасыщенная зона расположена в межскважинном пространстве пласта ($r_1 > R_k$), то определяется только координата r_o . Проведение индикаторных (трассерных) исследований позволяет установить наличие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, определить направление и скорости перемещения фильтрационных потоков [3].

Совместный анализ результатов гидродинамических исследований добывающих скважин и индикаторных исследований позволяет определить геометрические размеры пространственно-протяжённых нефтенасыщенных зон и их азимутальное расположение в заводнённых нефтяных пластах.

Литература

1. Методы извлечения остаточной нефти /М.Л. Сургучёв, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др.-М.: Недра, 1991.-347 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.-М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.
3. Патент РФ № 2298647. Опубликовано 10.05.2007 Бюл. № 13. Способ исследования нефтяных пластов. /Шацкий А.В., Колесов В.В., Шацкий Д.А., Митрофанов А.Д., Бодрягин А.В., Иванов С.В.

**МЕТОДИКА АНАЛИЗА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА
ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД****Г.А. Еремян**

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Изучение гранулометрического состава осадочных горных пород позволяет установить последовательность смены палеогеодинамических уровней среды седиментации в пространстве, провести правильную интерпретацию геофизических исследований, оценить емкостные и гидродинамические свойства коллекторов углеводородов, идентифицировать их по типу залежи [1].

Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходимо создание метода, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапазоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород. Этим условиям наиболее полно удовлетворяют методы седиментации частиц. Однако применяющиеся на практике седиментационные методы анализа гранулометрического состава не охватывают весь диапазон размеров частиц и дополняются ситовым анализом для сыпучих геоматериалов и оптической микроскопией шлифов консолидированных образцов [2].

Подготовка кернового материала к гранулометрическому анализу часто проводится путем дробления и измельчения кернов на стандартном оборудовании. При этом значительно искажается действительный размер частиц породы, который они имели в период ее образования, так как отдельные частицы при таком дроблении остаются в агломерированном состоянии, а часть частиц измельчается до меньших размеров. При этом в зависимости от состояния зерна, состава цемента, скрепляющего породу, механических свойств породообразующих частиц измеренный средний размер может значительно превышать действительный, или быть значительно меньше. Отсюда следуют грубые ошибки в оценке, в частности, фильтрационно-емкостных свойств углеводородосодержащей породы и в подсчете запасов нефти и газа на конкретном месторождении.

В настоящей работе предпринята попытка создания комплексной методики анализа гранулометрического состава, включающей параллельное изучение одного и того же образца породы ситовым анализом, счетной микроскопией и весовой седиментацией.

Подготовка кернового материала к гранулометрическому анализу проводилась с помощью электроимпульсного дробления. Для испытаний выбран характерный образец песчаника однородного среднезернистого с глинистым цементом. Электроимпульсный способ разрушения заключается в том, что канал электрического пробоя формируется непосредственно внутри твердого тела, а не в окружающей его жидкости. В результате указанных процессов твердые неоднородные материалы (в том числе консолидированные горные породы) разрушаются направленно, вскрывая минералы (акустические или электрофизические неоднородности), а за счет разрушения или разупрочнения – границы срастания минералов, последние отделяются друг от друга, сохраняя свои природные формы. Этот эффект избирательности разрушения является одним из главных преимуществ электроимпульсного способа, который позволяет разделять зерна зерна с сохранением начальных размеров частиц, слагающих породу в период ее образования.

Необходимо отметить, что разрушение ведется в жидкости (воде). После разрушения необходим отстой, фильтрация, сушка измельченного зерна, после которой проводится ситовой рассев фракций от 0,5 до 0,005 мм.

Изучение гранулометрического состава частиц в подситовой области размеров проводилось с помощью микроскопического анализа с использованием современного компьютеризированного микроскопа фирмы «Олимпус» с программным обеспечением, позволяющим сохранять изображения проб и систематизировать частицы по размерам. Микроскоп комплектуется программным обеспечением «Image Scope S» для управления цифровой камерой и предварительного просмотра изображений на мониторе персонального компьютера. Программное обеспечение позволяет также производить калибровку масштаба изображения, формирование на изображении «масштабного отрезка»; ручной подсчет объектов интереса; измерение длин отрезков, фильтрацию шумов.

Преимущество микроскопического анализа для оценки сохранности первоначальных размеров частиц при различных способах разрушения заключается также в возможности предварительного изучения формы частиц в шлифах образца породы до его измельчения.

В настоящей работе представлены результаты изучения метода микроскопического анализа на предмет достоверности измеряемых размеров частиц различных фракций. Так как представительность частиц в поле зрения микроскопа относительно изучаемой пробы весьма мала, то для получения достоверных результатов необходимо изучение большого количества полей и измерения большого количества частиц, что приводит к большим затратам времени. Задача заключалась в определении минимального количества полей и частиц, обеспечивающих достоверность микроскопического анализа.

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.

На рис. 1 представлена гистограмма численного распределения частиц по фракциям при различном количестве измеренных полей. В каждом поле все измеряемые частицы разделялись на фракции в соответствии с общепринятыми стандартами. Определялось количество частиц каждой фракции в данном поле. Затем изучалось следующее поле, и количество частиц каждой фракции суммировалось с количеством частиц предыдущего поля.

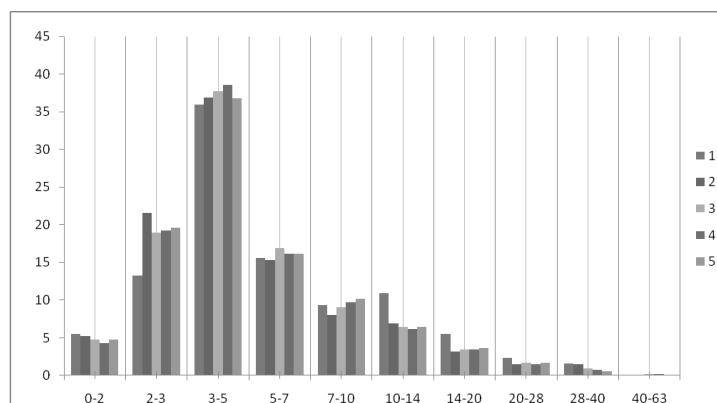


Рис. 1 Гистограмма численного распределения частиц по фракциям при различном количестве измеренных полей: 1–5 – количество полей

В соответствии с изложенной методикой проведен микроскопический анализ подситовой фракции измельченного керна с оценкой относительных погрешностей определения процентного содержания каждой фракции. Как видно из рис.2, при изучении 20 полей (изучено около 3500 частиц) относительная погрешность измерения для данной пробы снижается до 2%. В практике гранулометрического анализа результаты считаются достоверными при относительной погрешности менее 4%.

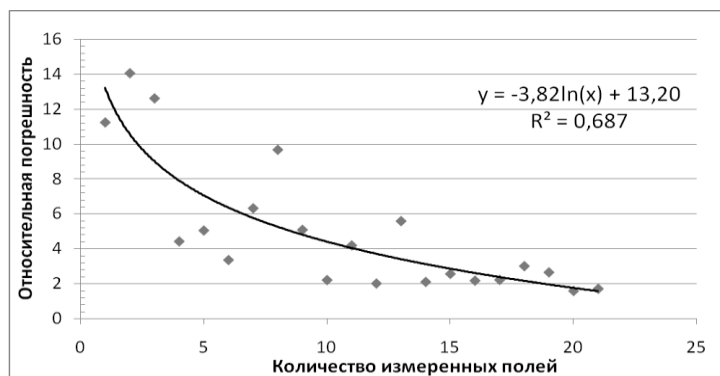


Рис.2 Зависимость относительной погрешности измерения размеров частиц от количества измеренных полей

Представленная в настоящей работе методика микроскопического анализа позволяет в автоматическом режиме в программной среде MS Excel оптимизировать количество изучаемых частиц с обеспечением необходимой представительности и точности анализа.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований № 08 – 05 – 00529.

Литература

1. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин// Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 156 с.
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..

СИМУЛЯТОР ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В УПРУГОМ ПЛАСТЕ

А.В. Иванов

Научный руководитель доцент В.М.Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный уровень развития вычислительной техники позволяет с высокой степенью достоверности рассчитывать на персональных компьютерах фильтрацию флюидов в пористой среде. Это дает возможность при использовании специализированных программных продуктов прогнозировать и контролировать процесс разработки углеводородных месторождений с приемлемой для практики точностью. Однако применение специализированного программного обеспечения в учебном процессе выявило следующие проблемы: отсутствие подробного описания численных методов, использованных в этих программах; закрытый программный код; высокие требования к характеристикам компьютеров. Одним из способов решения этих проблем является использование программ с открытым кодом. Поэтому для овладения студентами приемами численного моделирования гидродинамических явлений, происходящих в пластовой среде, на языке VBA в Excel MS Office была разработана программа расчета одномерной нестационарной фильтрации жидкости в упругом пласте.

Использовались следующие допущения: присутствуют две фазы – нефть и вода; флюиды несжимаемы; капиллярные и гравитационные силы не учитывались; вязкость фаз постоянна. Кроме этого применялась следующая система уравнений [1]:

$$c \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \epsilon_w \frac{\partial P}{\partial x} \right),$$

$$\varphi \frac{\partial S_w}{\partial t} + c S_w \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_w \epsilon_w \frac{\partial P}{\partial x} \right) = 0,$$

$$S_o + S_w = 1, \quad \varphi = \varphi_0 + c (P - P_0), \quad \lambda_w \epsilon_w = \frac{k_a k_w \epsilon_w}{\mu_w},$$

$$\lambda_o \epsilon_w = \frac{k_a k_o \epsilon_w}{\mu_o}, \quad \lambda \epsilon_w = \lambda_o \epsilon_w + \lambda_w \epsilon_w, \quad x \in [0, L],$$

где x, t – расстояние, время; S_w, S_o, P, φ, L – относительная водонасыщенность, относительная нефтенасыщенность, давление флюидов, пористость, размер рассматриваемой области; $\lambda_w, \lambda_o, \lambda$ – подвижность воды, нефти, общая подвижность; k_a – абсолютная проницаемость; k_w и k_o – фазовые проницаемости воды и нефти; μ_w и μ_o – вязкость воды и нефти; c – сжимаемость скелета породы; $\varphi_0 = \varphi(P_0)$. Первое уравнение при заданном S_w и известном P имеет параболический тип. Поэтому для P задаются: граничные условия на левой $P|_{x=0} = P_0$ и правой границах $P|_{x=L} = P_L$, начальное условие. Второе уравнение при заданном P и известном S_w имеет гиперболический тип [2]. Поэтому для S_w задаются: начальное условие; граничное условие на границе с вытекающим флюидом; на границе с вытекающим флюидом граничное условие не требуется.

Указанная система уравнений от переменных P и S_w решается конечно-разностным методом IMPES [3]. P находится из первого уравнения по неявной, безусловно устойчивой схеме с использованием метода прогонки. S_w находится из второго уравнения по явной, условно устойчивой схеме, в которой коэффициенты выбираются вверх по потоку, как рекомендуется в [3]. Фазовые проницаемости задавались в простейшем виде:

$$k_w(S_w) = S_w^2,$$

$$k_o(S_w) = (1 - S_w)^2.$$

Важную роль в процессе создания симуляторов играют тестовые задачи, на которых проводится верификация программных комплексов. Хорошо известны тесты американского общества инженеров нефтяников [4], однако для используемой системы уравнений они сложны. Поэтому в рассматриваемом случае выбраны более простые тесты, имеющие точное решение. В качестве точного решения использовались зависимости

$$P(x) = \frac{P_L - P_0}{L} x + P_0 \quad \text{и} \quad S_w(x) = \text{const},$$

которые соответствуют предельному – стационарному состоянию. При этом каждому тесту соответствовали свои начальные условия при $x \in [0; L]$:

$$1. \quad S_w(x) = 0.$$

$$2. \quad S_w(x) = 1.$$

$$3. S_w(x) = \begin{cases} 0, & x < \frac{L}{2}, \\ 1, & x \geq \frac{L}{2}. \end{cases}$$

$$4. S_w(x) = \begin{cases} 1, & x < \frac{L}{2}, \\ 0, & x \geq \frac{L}{2}. \end{cases}$$

На рис. 1 – 4 показаны рассчитанные по рассмотренному алгоритму распределения P и S_w в разные моменты времени для указанных начальных условий. При достаточно больших временах счета численное решение графически совпадает со стационарным.

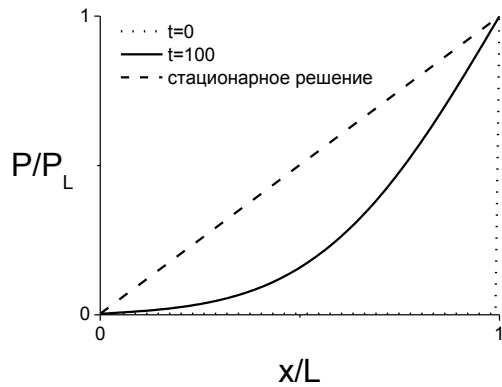


Рис. 1 Начальное условие №1

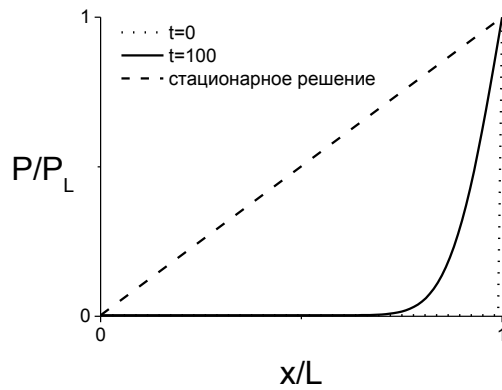


Рис. 3 Начальное условие №3

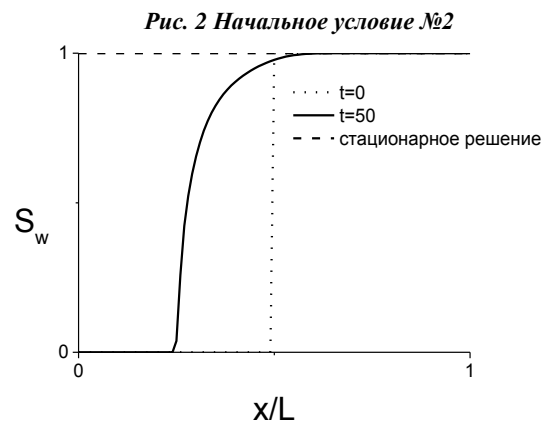
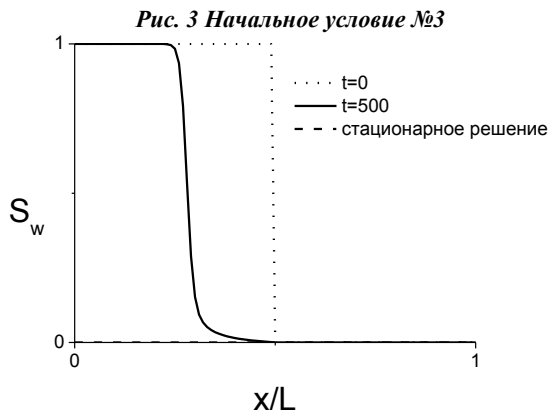


Рис. 4 Начальное условие №4



Таким образом, разработана и протестирована программа с открытым кодом, которая может быть использована в учебном процессе для овладения студентами приемами численного моделирования простейших гидродинамических явлений, происходящих в пласте. Текст программы по аналогии с [5] выложен в открытый доступ на сайте библиотеки ТПУ по адресу [6].

Литература

1. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов: учебное пособие для вузов. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
2. Шалимов Б. В. О фильтрации трехфазной жидкости. // – Механика жидкости и газа. 1972. – № 1. – С. 39 – 44.
3. Х. Азиз, Э. Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Институт компьютерных исследований, 2004. – 407 с.
4. <http://www.spe.org/spe-app/spe/index.jsp>
5. <http://www.exponenta.ru/educat/systemat/galkin/index.asp> – Галкин В.М. Численная гидродинамическая модель пласта: практикум. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 38 с.
6. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/m/2009/m21.xls> – Иванов А.В. Симулятор двухфазной фильтрации – программа для ЭВМ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЧНОСТИ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОЙ СХЕМЫ НА ОСНОВЕ ПРОЦЕССА ЭЙТКЕНА В ЗАДАЧАХ ПЛАСТОВОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

А.В. Иванов

Научный руководитель доцент В.М. Галкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Готовые численные алгоритмы нуждаются не только в тестировании, но и в определении точности полученных результатов в зависимости от параметров задачи, к числу которых относится размерность сетки в конечно-разностных методах. Это дает не только полезную информацию о реальной точности алгоритма, но и позволяет проверить правильность работы программы, выявить потерю точности в ходе ее работы. Так, величина I_1 произвольного численно найденного интеграла может быть представлена в виде [1]: $I_1 = I + O(h^n) \approx I + Ah^n$, где I – точное значение, $O(h^n) \approx Ah^n$ – погрешность, n – порядок метода, h – шаг интегрирования, A – константа. Для определения порядка точности использованного алгоритма, применяется формула, которая получается на основе процесса Эйткена (Aitken) [2, 3]:

$$n = -\ln \left(\frac{I_3 - I_2}{I_2 - I_1} \right) / \ln(k),$$

где n – порядок метода; I_1, I_2, I_3 – соответственно значения интеграла, полученные при шагах $h, h/k, h/k^2$; $k > 1$ – целое число.

Аналогично можно определять точность численных схем при решении обыкновенных дифференциальных уравнений. Для этого необходимо проводить последовательность расчетов на вложенных сетках с числом узлов M, Mk, Mk^2 и сравнивать значения в совпадающих узлах. Однако применение формулы Эйткена встречает определенные трудности при решении уравнений в частных производных.

Рассмотрим нестационарное одномерное уравнение однофазной фильтрации в упругом пласте:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = c \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}.$$

где P – давление, x и t – пространственная и временная координаты, c – коэффициент гидропроводности. Начальные условия – $P(t=0, x)=P(t_0)$, граничные условия – $P(t, x=0)=P_0$ и $P(t, x=xk)=P_k$. Для решения этого уравнения применяют явную и неявную схемы. Неявная безусловно устойчивая разностная схема имеет вид:

$$\frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} = c \frac{P_{i+1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1}}{\Delta x^2} + O(\Delta t, \Delta x^2),$$

здесь $\Delta x = x_{i+1} - x_i$ – шаг по пространству, $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ – шаг по времени. Для решения полученных линейных уравнений используется метод прогонки. Аналогичная явная условно устойчивая схема имеет вид:

$$\frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} = c \frac{P_{i+1}^n - 2P_i^n + P_{i-1}^n}{\Delta x^2} + O(\Delta t, \Delta x^2),$$

с ограничением на шаг по времени $\Delta t \leq \Delta t^*$, где $\Delta t^* = \frac{\Delta x^2}{2c}$.

Теоретическая точность данных схем по времени будет иметь первую, а по пространству – вторую степень. Для оценки реального порядка точности указанных разностных схем непосредственно использовать формулу Эйткена невозможно, так как будут оказывать влияние слагаемые более высокого порядка малости, чем $O(\Delta t, \Delta x^2)$. Очевидно, что уменьшить влияние отброшенных слагаемых можно только существенно уменьшив шаги по времени и по пространству. Целью работы являлось определение последовательности действий при нахождении порядка точности. Для этого решалась модельная задача с параметрами: $P(t_0)=100, P_0=50, P_k=200, c=4, xk=100, i=0, \dots, M, \Delta x=xk/M$, а для сравнения использовались значения P , полученные в точке с координатами $x=50$ и $t=100$.

На рис. 1 для явной схемы показано, что уже при уменьшении шага по времени в два раза, порядок схемы по пространству n_x , найденный по формуле Эйткена, выходит на асимптоту и принимает значение, равное двум. Причем Δt^* соответствует шагу по времени из условия устойчивости при шаге по пространству $\Delta x/k^2$. Для неявной схемы, как видно из рис. 2, практически не нужно подбирать шаг по времени, чтобы определить n_x .

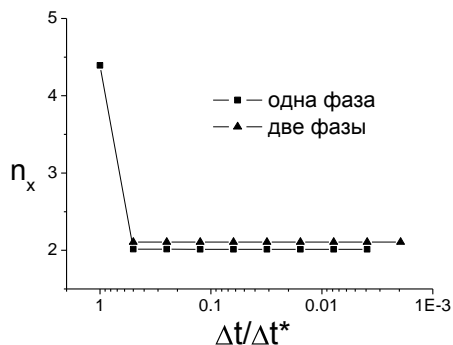


Рис. 1 Зависимость n_x от Δt для явной схемы

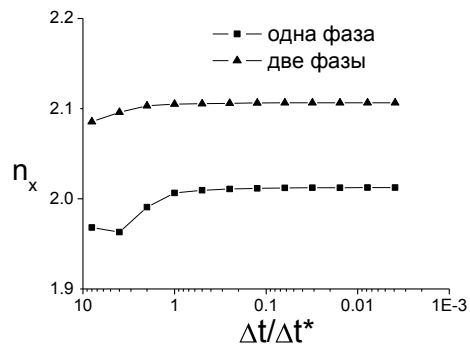


Рис. 2 Зависимость n_x от Δt для неявной схемы

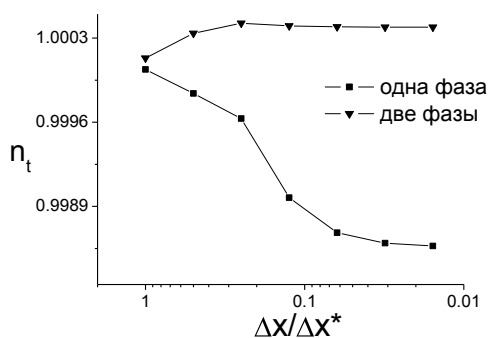


Рис. 3 Зависимость n_t от Δx для явной схемы

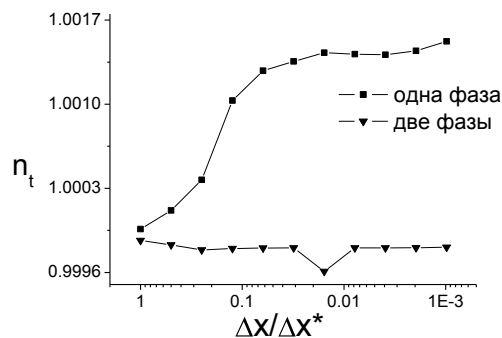


Рис. 4 Зависимость n_t от Δx для неявной схемы

Так как $n_x=2$, то слагаемые более высокого порядка малости, чем $O(\Delta x^2)$, быстро убывают. Поэтому, как следует из рис. 3 и рис. 4, для определения порядка по времени n_t не требуется уменьшать Δx . На рисунках Δx^* – шаг по пространству для последней точки графика.

Как видно из рис. 1 – 4 аналогичные результаты получаются и при расчете давления в программе двухфазной фильтрации [4]. В расчетах, постановка которых приводится в [5], в качестве начальных и граничных условий задавалось равенство нулю одной фазы.

Таким образом, для определения порядка точности конечно-разностной схемы предлагается следующий алгоритм:

1. Сначала вычисляется порядок схемы n_x . Для этого задается начальное значение Δx .
2. Из трех расчетов определяются величины P_1, P_2, P_3 , полученные соответственно при шагах $\Delta x, \Delta x/k, \Delta x/k^2$. Шаг по времени при каждом расчете используется тот, который найден из условия устойчивости для P_3 и уменьшен в два раза.
3. По формуле Эйткена находится порядок схемы n_x .
4. Если есть сходимость n_x к некоторому значению, то переходим на следующий пункт, в противном случае шаг Δx уменьшается, возвращаемся на пункт 2.
5. Вычисляется порядок схемы n_t . Для этого задается значение Δx и из условия устойчивости находится начальное значение Δt .
6. Из трех расчетов определяются величины P_1, P_2, P_3 , полученные соответственно при шагах $\Delta t, \Delta t/k, \Delta t/k^2$. Шаг по пространству Δx не меняется.
7. По формуле Эйткена находится порядок схемы n_t .
8. Если есть сходимость n_t к некоторому значению, то заканчиваем расчеты, в противном случае шаг Δt уменьшается, возвращаемся на пункт 6.

Литература

1. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984. – 833 с.

2. Мудров А. Е. Численные методы для ПЭВМ на языках Бейсик, Фортран и Паскаль. – Томск: Раско, 1991. – 272 с.
3. Калиткин Н. Н. Численные методы: учебное пособие. – М.: Наука, 1978. – 508 с.
4. <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/m/2009/m21.xls> – Иванов А.В. Симулятор двухфазной фильтрации – программа для ЭВМ.
5. Иванов А.В. Симулятор двухфазной фильтрации в упругом пласте. – См. данный сборник научных трудов.

СБОР, ПОДГОТОВКА, УТИЛИЗАЦИЯ И ПЕРЕРАБОТКА ЛЕГКОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

В.В. Караченцев, О.Р. Хусаинов, В.С. Федосеев

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время на многих труднодоступных и новых нефтепромыслах извлекаемые вместе с нефтью попутные нефтяные газы (ПНГ) из-за отсутствия соответствующего технологического оборудования по их утилизации, транспортировке и переработке просто сжигаются на факелах. Однако с каждым годом роль природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе становится все существеннее. Это вызвано достаточно малой стоимостью природного газа и его потребительскими свойствами: высокой стабильностью и однородностью химического состава, калорийностью, технологичностью использования и транспортировки, высокой экологичностью.

Добываемый из скважин пластовый газ содержит в своем составе различные количества воды, углеводородного конденсата, активных и инертных примесей. Поэтому, продукцию скважин подвергают обработке на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) и установках стабилизации конденсата (УСК). В результате этих обработок пластового газа получают три целевых продукта: «сухой» газ, состоящий преимущественно из метана и эта, стабильный конденсат и пропан-бутановую фракцию (ПБФ). В зависимости от удаленности промысла и развития инфраструктуры ПБФ может подаваться потребителям как отдельный продукт, совместно с «сухим» газом по газопроводу или по продуктопроводу с конденсатом. Независимо от используемой на промысле технологии, соблюдение норм и улучшение качества транспортируемых продуктов, а также экономическая целесообразность требуют как можно более высокой четкости разделения пластовой смеси углеводородов на целевые продукты и подготовка их к транспортировке [1-2].

Таким образом, существует объективная необходимость повышения качества проектирования установок и аппаратов подготовки газа, в анализе и последующей оптимизации режимов работы действующих установок, а также их модернизации и реконструкции. При эксплуатации технологических установок, особенно на начальном и заключительном этапах, важно знать предельные нагрузки по сырью, при которых сохраняется удовлетворительное качество получаемых продуктов. Кроме того, существует проблема прогнозирования качества товарной продукции и режимов работы установок при изменении состава, физико-химических свойств и расхода сырья, как в большом, так и в малом масштабах времени.

В настоящее время ПБФ начала находить широкое применение в качестве топливного газа на газогенераторных установках, в автомобильном транспорте в качестве топливного газа, также наиболее рациональным и экономически оправданным вариантом использования ПНГ, состоящих из углеводородов C_2-C_5 , является их химическое превращение на катализаторах в стабильную фазу – углеводородную жидкость или «сухой» углеводородный газ (метан, этан), а газового конденсата – на получение высокооктановых бензинов.

Целью настоящей работы является исследование, анализ и оптимизация режимов работы действующих установок УКПГ и УСК, переработка попутных нефтяных газов и газовых конденсатов в ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных нанокompозитных катализаторах.

Цеолитные катализаторы ЦКЕ-Г получали гидротермальной кристаллизацией исходных алюмокремнегелей при 170-175 °С в течение 2-4 суток в присутствии органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина. По данным рентгенофазового анализа и ИК-спектроскопии полученные цеолиты относятся к высококремнеземным цеолитам типа MFI [3].

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных нанокompозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 550 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом.

Исследования по конверсии ПНГ проводили на цеолитных нанокompозитных катализаторах марки ЦКЕ-Г на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при 500-650 °С, объемной скорости подачи УВ сырья (ПНГ) 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Исходный углеводородный состав ПНГ, мас. %: метан - 0,65; этан - 6,24; пропан - 79,00 и бутаны 8,86. Углеводородный состав исходного сырья и продуктов конверсии ПНГ определяли газохроматографическим методом на хроматографе марки «Хроматэк-Кристалл 5000.1», разделение газообразных углеводородов осуществляли на набивной колонке (внутренний диаметр 3 мм, длина 3 м), наполненной 8% NaOH/Al₂O₃ (детектор – катарометр), жидких продуктов – на капиллярной колонке (длина 30 м, кварц), с нанесенной неподвижной фазой SE-30 (детектор – ПИД). Количественный анализ продуктов конверсии ПНГ осуществляли по программе «Хроматэк аналитик 2.5».

Исследование влияния температуры на состав продуктов конверсии ПНГ на исходном цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-Г (M=50) позволило установить, что с ростом температуры процесса с 500 до 650 °С и объем-

ной скорости подачи ПНГ 240 ч^{-1} выход жидких углеводородов из ПНГ растет с 5,0 до 25,0 %, а степень конверсии ПНГ увеличивается с 40,0 до 98,0 %. Основными продуктами среди жидких углеводородов являются бензол, толуол и ксилолы, выход бензола с ростом температуры увеличивается от 8,0 % при $500 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до 35,0 % при $650 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Среди газообразных продуктов основными углеводородами являются метан и этан, выход которых с ростом температуры процесса конверсии ПНГ повышается и суммарный выход метана и этана (сухой газ) при $650 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 84 %, которые могут быть использованы для топливных целей или поставляться в магистральных газопроводах с природным газом. С ростом температуры процесс основными реакциями конверсии ПНГ являются реакции крекинга с образованием метана и этана и реакции дегидроциклизации пропана и бутана с образованием алкилароматических углеводородов $\text{C}_6\text{-C}_9$.

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – $31 \text{ }^{\circ}\text{C}$, 82 об. % конденсата выкипает при $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и конец кипения – $297 \text{ }^{\circ}\text{C}$, потери и остаток – 10 об. %. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. – $195 \text{ }^{\circ}\text{C}$ состоит из 35 % н-алканов, 40 % - изоалканов, 20 % - нафтенных и 4 % - ароматических. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к. – $195 \text{ }^{\circ}\text{C}$ газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 55 пунктов по ИМ.

На основе проведенных исследований по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата установлено, что на чистом цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ-Г ($M = 50$) выход высокооктанового бензина из прямогонного бензина газового конденсата при $350 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и 2 ч^{-1} составляет 65,1 %, содержание бензола – 1,2 %, суммарное содержание ароматических углеводородов – 21,8 % и октановое число составляет 92,3 пункта по ИМ. С дальнейшим повышением температуры процесса с 350 до $400 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в продуктах реакции повышается содержание ароматических углеводородов с 21,8 до 26,7 %, а октановое число увеличивается с 92,3 до 96,7 пунктов по ИМ.

Таким образом, проведен анализ режимов работы действующих установок УКПГ и УСК и исследования по переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов в ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных нанокompозитных катализаторах.

Проведенные исследования по конверсии ПНГ на цеолитных нанокompозитных катализаторах показали, что при температурах выше $600 \text{ }^{\circ}\text{C}$ степень конверсии ПНГ на катализаторе ЦКЕ-Г составляет более 95 %, основными продуктами среди газообразных углеводородов являются метан и этан («сухой» газ), которые можно закачивать в газопроводы с природным газом. Основными продуктами среди жидких углеводородов конверсии ПНГ являются смесь ароматических углеводородов $\text{C}_6\text{-C}_9$ (высокооктановый компонент автомобильных бензинов или ценное нефтехимическое сырье).

Основными продуктами превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на цеолитных катализаторах Н-ЦКЕ-Г являются высокооктановые бензины, которые по качеству удовлетворяют требованиям Евростандарта на высокооктановые бензины марок «Евро-3 и 4», что значительно выше по качеству автомобильных бензинов, получаемых на промышленных установках с использованием дорогостоящих алюмоплатиновых катализаторов.

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.
3. Пат. 2235590 РФ, МКИ В 01 J 29/46. Катализатор для превращения алифатических углеводородов $\text{C}_2\text{-C}_{12}$, способ его получения и способ превращения алифатических углеводородов $\text{C}_2\text{-C}_{12}$ в высокооктановый бензин и/или ароматические углеводороды // Ерофеев В.И., Горностаев В.В., Коваль Л.М. и др. (РФ). - № 2003103214. Заявлено 03.02.2003. Опубл. 09.10.2004. Бюл. № 25. – 13 с.

ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ВЯЗКОУПРУГОЙ НЕФТИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Колонских

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет),
г. Санкт-Петербург, Россия

Мировые ресурсы высоковязких нефтей и природных битумов оцениваются в $500\div 1000$ млрд т. В последнее время интерес к месторождениям таких нефтей существенно вырос. Это обусловлено разработкой новых технологий [1]. Однако создание новых и совершенствование существующих технологий невозможно без детальных реологических и фильтрационных исследований, так как высоковязкие нефти, помимо высоких абсолютных значений вязкости, обладают, как правило, свойствами аномальных (неньютоновских) жидкостей. Данная статья посвящена изучению особенностей фильтрации нефти пермо-карбонной залежи Усинского месторождения, которое является крупнейшим на северо-западе РФ. Данная залежь характеризуется крайне неоднородным строением карбонатного коллектора трещинно-кавернозно-порового типа, а ее нефть, которая является вязкоупругой, – высокой вязкостью (в пластовых условиях $\approx 710 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) и большим содержанием асфальто-смолистых веществ (>23%).

Ранее нами были выявлены новые закономерности проявления вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения [2], заключающиеся в том, что упругая компонента вязкости уменьшается с увеличением температуры от 5°C до критической, находящейся в интервале 15...30°C, и остается практически постоянной с дальнейшим увеличением температуры до 70°C. При этом, в области высоких температур (>60°C) упругая компонента вязкости становится соизмеримой с вязкой компонентой. Тиксотропные свойства – выражаются в усилении интенсивности их проявления при снижении температуры от 40 до 5°C. При этом, основной задачей становится изучение фильтрации

Фильтрационные исследования вязкоупругой нефти Усинского месторождения проводились при термобарических условиях (поровое давление 10 МПа, горное давление 12 МПа) на установке оценки качества поврежденного пласта FDES-645 фирмы Coretest Systems Corporation. Методика проведения выглядела следующим образом. Перед началом исследований, по стандартной методике проводились подготовка кернов и насыщение их пластовой водой. Далее приступали к самим фильтрационным исследованиям при различных температурах (30, 50 и 70 °C) в режиме постоянных градиентов давлений. Значения выбранных градиентов давлений соответствуют условиям фильтрации, как в удаленной области пласта, так и в призабойной зоне. При каждой температуре предварительно проводилась термостабилизация всей системы в течение 4-5 часов. Затем, с наименьшего градиента давления, начиналась фильтрация нефти через керн. При этом фиксировалось дифференциальное давление до и после керна, а также массовый расход на выходе из керна. Стабилизация режима фильтрации фиксировалась по массовому расходу из керна (стабилизация расхода). Итоговые значения перепада давления и расхода записывались для дальнейшего анализа. После этого повышали градиент давления и повторяли вышеуказанные операции. При достижении максимального градиента давления исследования проводили в обратном направлении (в сторону уменьшения перепадов давления) до достижения первоначального минимального значения градиента давления. Затем изменяли температуру и проводили аналогичные операции по снятию кривой фильтрации прямого и обратного хода.

По результатам всех исследований рассчитывался коэффициент подвижности нефти, график которого представлен на рисунке. Из рисунка видно, что при температуре 70°C снижение создаваемой на керн депрессии в области низких градиентов давления приводит к резкому увеличению коэффициента подвижности усинской нефти, что, на наш взгляд, связано с проявлением упругих свойств нефти. То есть, при прямом ходе происходило накопление упругой энергии, а при обратном – происходило высвобождение упругой энергии и резкое увеличение подвижности нефти.

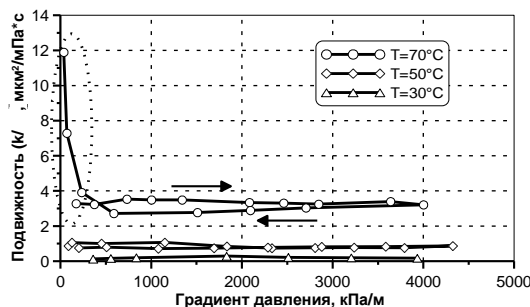


Рис. Зависимость подвижности усинской нефти от градиента давления при различных температурах в образце песчаника проницаемостью 0,4 мкм²

Кроме определения подвижности нефти Усинского месторождения, также изучали влияние температуры и градиента давления на коэффициент вытеснения. Для этого предварительно подготавливали образец керна, насыщенный пластовой водой. Затем через него при комнатной температуре фильтровали усинскую нефть, при этом измеряли количество воды, которое вышло из керна. Отношение объема воды, вышедшей из керна, к общему объему пор является первоначальной нефтенасыщенностью. После подготовки образца его помещали в установку и создавали необходимое поровое и горное давление.

Вытеснение нефти проводилось пластовой водой при постоянных градиентах давления и повышении температуры. Исследование проводилось следующим образом. Задавалась минимальная температура (30°C), термостатировалась система и производилось вытеснение при определенном градиенте давлений. Через образец керна прокачивалось 10-15 поровых объемов пластовой воды. При этом выхода нефти в измерительную емкость не происходило, так как вся вытесненная нефть оседала на внутренней поверхности трубок. Поэтому была разработана специальная методика определения количества нефти, вытесненной из образца. Для этого по кромке на выходе из керна сначала прокачивалось небольшое количество растворителя (солювент), который растворял осевшую нефть, а затем водой производили окончательный отмыв. На выходе измеряли общий объем и плотность растворителя с нефтью. Для определения объема нефти была произведена тарировка плотности растворителя с различным содержанием нефти в нем. По результатам получили прямолинейную зависимость с коэффициентом корреляции 99%:

$$n_n = 0.4962 \cdot \rho_p + 388.31, \text{ где}$$

$$V_n = V_p \cdot \frac{n_n}{100\%}$$

- n_n - концентрация нефти в растворителе (%);
 ρ_p - плотность растворителя (кг/м³);
 V_n - объем нефти, вытесненной из керна (мл);
 V_p - объем растворителя (мл).

После определения коэффициента вытеснения при начальной температуре (30°C), производилось довытеснение остаточной нефти при следующих температурах (40, 50, 60, 70 80°C), при соблюдении тех же условий вытеснения, т.е. поддерживался постоянный перепад давлений, поровое и горное давление. Определение коэффициента вытеснения при следующем градиенте давлений проводилось на том же образце керна. Для этого его экстрагировали, сушили и заново насыщали водой по вышеуказанной методике. Затем проводили вытеснение нефти пластовой водой, опять начиная с 30°C, и до 80°C, но при другом градиенте давления. Результаты исследований представлены в таблице.

Таблица

Коэффициент вытеснения усинской нефти пластовой водой из образца породы (песчаник 0,4 мкм²) в зависимости от градиента давления и температуры

Температура, °С	Коэффициент вытеснения (д.е.) при градиентах давления (кПа/м)		
	460	2300	4600
30	0,32	0,36	0,33
40	0,39	0,43	0,40
50	0,48	0,50	0,46
60	0,57	0,57	0,54
70	0,66	0,63	0,61
80	0,72	0,70	0,68

Оценка коэффициента вытеснения нефти Усинского месторождения пластовой водой при различных температурах и градиентах давления позволила установить, что в области температур ниже 60°C увеличение градиента давления позволяет повысить коэффициент вытеснения более чем на 4%, что связано с разрушением тиксотропной структуры в нефти и увеличением ее подвижности. А при более высоких температурах подобное увеличение градиента давления наоборот – снижает коэффициент вытеснения более чем на 4%, что вызвано проявлением упругих сил.

Основные выводы:

1. Разработку Усинского месторождения при температуре ниже 60°C наиболее эффективно проводить на форсированных режимах, что позволяет разрушать тиксотропную структуру, образуемую в нефти. При более высокой температуре (выше 60°C) – эффективнее щадящие циклические режимы разработки, так как при этом максимально проявляют себя вязкоупругие свойства нефти.
2. Вязкоупругие свойства нефти Усинского месторождения в области температур (70..90°C), характерных для основной части продуктивных пластов, охваченных тепловыми методами воздействия, обеспечивают увеличение коэффициента подвижности нефти в горной породе при низких градиентах давления, что позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи за счет применения циклических методов воздействия на продуктивный пласт.
3. Установленные аномальные свойства нефти Усинского месторождения пермо-карбоновой залежи необходимо учитывать при проектировании технологических процессов разработки нефтяных месторождений (особенно тепловыми методами), эксплуатации скважин и нефтепромысловых систем.

Литература

1. Муляк В.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (Краткий обзор)/ В.В. Муляк, М.В. Чертенков //Нефтепромысловое дело, 2006 - №1 стр. 15-19
2. Рогачев М.К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения/ М.К. Рогачев, А.В. Колонских// Нефтегазовое дело. – 2009. – Т.7. – № 1. – С.37-42.

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.

$$\eta_c = \frac{N_y}{N_{z.n.} + N_{z.eo} + N_{ex}}$$

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

$$\eta_{zc} = \frac{N_{\text{вых}}}{N_{z.n.} + N_{z.eo} + N_{\text{ex}}}, \quad ($$

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

$$\eta_{\phi} = \frac{N_{\text{вых}}}{N_n + N_{z.eo} + N_{\text{ex}}}. \quad ($$

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

$$S_{\theta} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^H - q_i|}{\sum_{i=1}^{n_{\text{скв}}} |Q_i^H|}, \quad ($$

где Q_i^H – 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_{θ} не имеет четких пределов (см. формулу 1.4) ее необходимо некоторым образом привести к нормированному виду. Для этого будем использовать следующую зависимость

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

где $\theta(S_{\theta})$ – нормирующая функция $\theta(S_{\theta}) \in [0; 1]$, д.е;

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

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

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

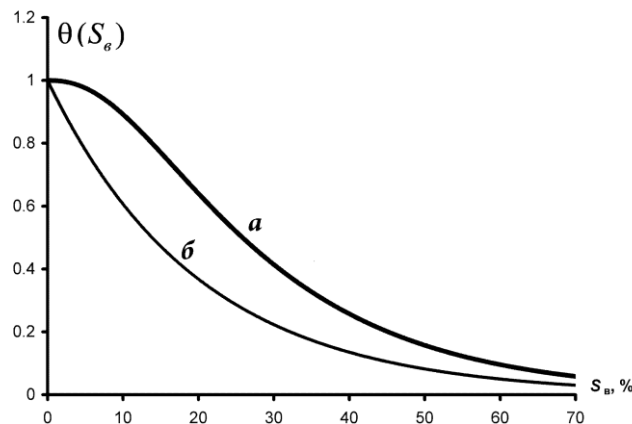


Рис. 1 Зависимости функций нормирования от коэффициента S_{θ} : а – для функции нормирования (1.5); б – для функции (1.6)

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

$$\bar{K}_{эфф} = \eta_{\phi} \cdot \bar{S}_e = \eta_{\phi} \cdot \theta(S_e), \quad ($$

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, 2007. ОАО Тюменский дом печати. 664 с.

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ НА КОШИЛЬСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ МЕТОДОМ ГИДРОРАЗРЫВА**

Ф.Ю. Кривошеев

Научный руководитель ассистент кафедры Е.Г. Карпова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

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 выработки запасов. На 1.01.2010 г. количество проведенных скважино-операций составило 492 (табл. 1).

Таблица 1

Объем работ по интенсификации добычи проведенных на Кошильском месторождении

№	Метод	Количество ГТМ, шт.	
1	Методы воздействия на ПЗП	ГОП-2 + СКО, ГКО, разглинизация	21
		Перфорация + ГОП-2, ГКО, СКО, разглинизация	42
		Разглинизация	21
		МГД	7
		ОПЗ (СКО, ГКО)	12
2	Методы воздействия на пласт	МУН (выравнивание профиля приемистости)	23
		Оптимизация режимов насосного оборудования	124
		ГРП (Гидравлический разрыв пласта)	242
ИТОГО		492	

Одним из наиболее эффективных методов по интенсификации добычи нефти стал гидравлический разрыв пласта. Всего за период с 1996 по 2010 г. на Кошильском месторождении произведено 242 скважино-операций по ГРП на 214 скважинах (в том числе 28 повторных). Основной объем операций был проведен в 2001-2002 годах. Наибольший объем операций (25,2%) приходится на 2001 год.

Всего в результате проведения ГРП дополнительно добыто 1484,2 тыс. т нефти или 6,1 тыс. т на одну скважино-операцию, при продолжительности эффекта от 1 до 83 месяцев. Распределение скважин по причинам окончания эффекта представлено на рисунке 1. Коэффициент успешности мероприятия составил 87,8%.

За 2007 г. проведено 19 операций по гидроразрыву пласта, работы по ГРП выполнялись фирмами «Slumberger» (8 операций) и «NewCo» (11 операций). 4 операции были выполнены на скважинах введенных из бурения. По этим скважинам 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 этих скважинах дополнительно добыто за 2007 г. 7,7 тыс. т. Успешность остальных 13 мероприятий составила 84,3%. Средний прирост дебита нефти составил 12,8 т/сут (8,2-15). Дополнительная добыча по данным скважинам за 2009 год составила 17,1 тыс.т.

В 2008 г. на Кошильском месторождении было выполнено 16 операций ГРП, работы проводились фирмой «NewCo». Дополнительная добыча по данным скважинам за 2008 г. составила 28,1 т, средний прирост нефти 11,2 т/сут, успешность метода 86,5% (неудачные ГРП по скважинам №№ 469, 410 в связи с ростом обводненности после мероприятия). В 2009 г. дополнительная добыча по этим скважинам составила 19,5 тыс.т., эффект продолжается на 11 скважинах.

В 2009 году на рассматриваемом нами нефтяном месторождении было проведено 23 операции по гидроразрыву пласта. ГРП проводился фирмой «NewCo». На 2 скважинах ГРП проводился непосредственно после бурения, 2 ГРП проведено на пьезометрических скважинах. Из 23 скважин на 20-ти получен положительный

эффект, дополнительная добыча нефти за 2009 г. составила 34,8 тыс.т. По скважинам №№ 722, 955 эффект отсутствует в силу роста обводненности и падения дебита нефти.

В целом гидроразрыв пласта зарекомендовал себя как высокоэффективное мероприятие, в 2009 г. дополнительная добыча от скважин с продолжающимся эффектом от ГРП (2007-2009 гг.) – 71,4 тыс.т., что составило 8,3% от общей добычи за год по месторождению [3].

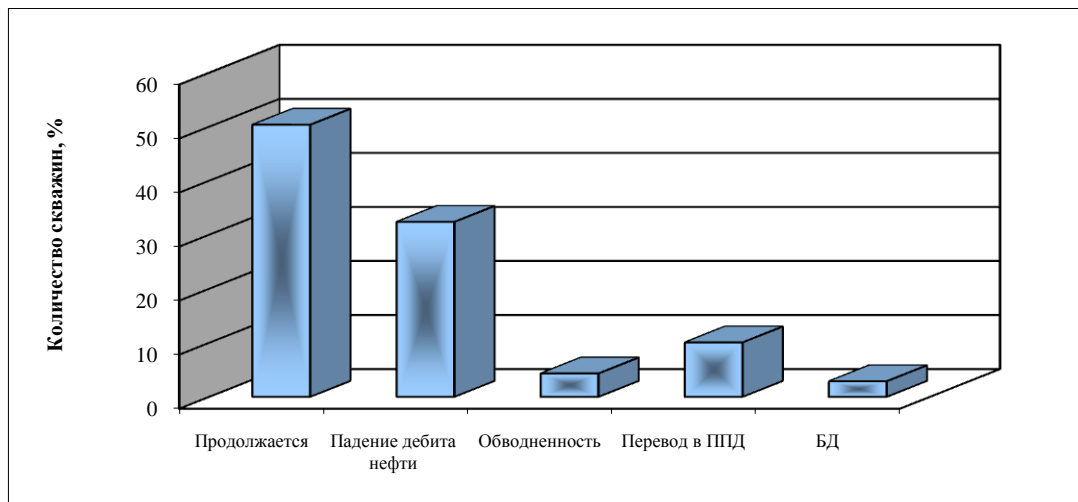


Рис. 1 Причина завершения эффекта

На основании опыта проведения ГРП можно судить о характере поведения скважин после процесса и выявить причины отклонения их параметров от ожидаемых. В первые два - три месяца происходит повышение притока в скважину. В дальнейшем происходит постепенный спад продуктивности скважины. Существуют случаи постепенного повышения дебита скважины после ГРП в течение нескольких месяцев, но такие случаи редки (№№ 440, 308, 561, 128, 1018). 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 солевым раствором, срыв и извлечение пакера из скважины, спуск пера - воронки на колонне НКТ и промывка скважины от проппанта, 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. [1]

Для данной площади месторождения можно сделать следующие выводы:

Проведение ГРП позволило улучшить технологические показатели разработки. Коэффициент увеличения дебита нефти после ГРП в среднем составляет 3,9 раза, коэффициент увеличения дебита жидкости равен 4,5 раза.

Анализ данных показал, что при увеличении закачиваемого в пласт проппанта удельный дебит жидкости и нефти растет, но при закачке в пласт свыше 30 т проппанта, снижается. Обводненность при этом имеет значения на уровне 30 %. На основании анализа можно сделать вывод о том, что оптимальное количество проппанта, закачиваемого в пласт, должно быть в пределах от 10 т до 30 т. Дальнейшее увеличение количества проппанта – не целесообразно.

Толщина глинистой перемычки от интервала ГРП до ближайшего обводненного пропластка не оказывает влияния на обводненность продукции скважин.

В среднем дополнительно накопленная добыча нефти после ГРП составляет 6,1 тыс.т на одну операцию, при средней продолжительности эффекта 17 месяцев.

Коэффициент успешности проведения ГРП составляет 87,8 %.

По скважинам, где ГРП проведен после продолжительной эксплуатации, прирост дебита жидкости составил 26,6 т/сут, нефти – 18,1 т/сут.

Сравнение показателей эксплуатации в результате проведения ГРП (сразу после бурения) показало преимущество скважин с вертикальным окончанием ствола (в интервале прохождения через пласт) по отношению к пологому окончанию. В результате проведения ГРП прирост дебита жидкости составил 33 т/сут и 17,5 т/сут, нефти – 23,5 т/сут и 9,3 т/сут соответственно.

Литература

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

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УЧАСТКА БАРЬЯЗИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

Н.С. Ленченков

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) имени Г.В.Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Текущий период нефтедобычи в Российской Федерации характеризуется ухудшением структуры запасов нефтяных месторождений, вовлечением в разработку низкопроницаемых и высоко неоднородных коллекторов, залежей высоковязких нефтей и переходом основных эксплуатационных объектов в позднюю стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции и низкими дебитами скважин. В этих условиях особую значимость приобретает эксплуатация указанных объектов с применением горизонтальных скважин, позволяющих увеличить охват пласта разработкой и интенсифицировать добычу нефти. Одним из осложняющих факторов при эксплуатации скважин с горизонтальными стволами является их резкое обводнение. Сегодня для практического широкомасштабного использования горизонтальных скважин требуется внедрение эффективных водоизоляционных технологий.

Для проведения работ по ограничению водопритока в горизонтальные скважины был выбран опытный участок Барьязинского нефтяного месторождения, расположенный на территории Бураевского района Республики Башкортостан. В разрезе Барьязинского месторождения вскрыты девонские, каменноугольные, пермские, четвертичные осадочные породы общей толщиной до 1898 м. В регионально-тектоническом плане месторождение располагается на восточной границе Русской платформы, в северо-восточной части Бирской седловины, разделяющей Татарский и Башкирский своды.

Промышленно нефтеносными на месторождении являются терригенные отложения тульского горизонта (пласт С II), залегающие на глубине 1160 м, а также карбонатные отложения фаменского яруса (пласты Дфм^В, Дфм^С, Дфм^Н), залегающие на глубине 1350 м. Нефтеносные пласты можно объединить в продуктивные толщи: верхнюю (отложения тульского горизонта) и нижнюю (отложения фаменского яруса), разделенные плотными и водоносными породами.

Фаменский ярус представлен серыми мелко-трещиноватыми и пористо-кавернозными известняками, с прослоями доломитов и включениями плотных ангидритов. Промышленная нефтеносность фаменского яруса связана с тремя пачками пористо-кавернозных разностей известняков, залегающих в верхней (пласт Дфм^В), средней (пласт Дфм^С) и подошвенной (пласт Дфм^Н) частях яруса. Как видно из представленных данных таблицы 1, пласты фаменского яруса характеризуются высокой расчлененностью, что может способствовать неравномерной выработке эксплуатационных объектов и формированию застойных зон нефти.

Таблица 1

Статистические показатели характеристик неоднородности пластов Барьязинского месторождения

	тульский горизонт	фаменский ярус		
	Пласт С II	Пласт Дфм ^В	Пласт Дфм ^С	Пласт Дфм ^Н
Количество скважин, используемых для определения, ед.	6	7	2	3
Доля коллектора в общей толщине пласта, д. ед.	0,95	0,59	0,46	0,27
Коэффициент расчлененности, д. ед.	1,1	5	7,5	6,3

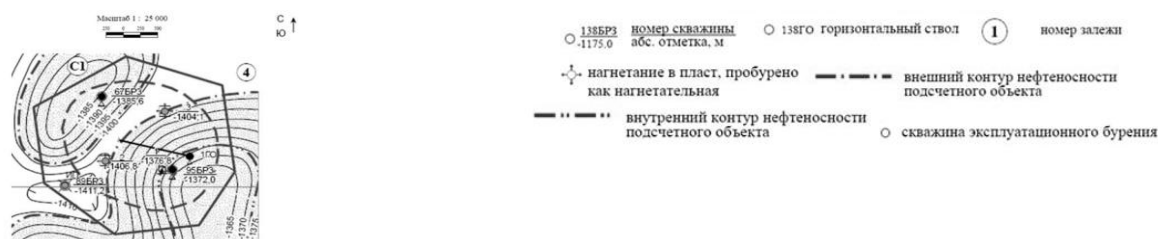


Рис. 1 Структурная карта Саитбаевской площади

В пласте Дфм^Б наибольшая по запасам залежь №4 является пластово- сводовой и приурочена к Саитбаевской площади (рисунок 1). Краткая геолого-физическая характеристика залежи №4 пласта Дфм^Б приведена в таблице 2.

Таблица 2

Геолого-физическая характеристика залежи №4 пласта Дфм^Б (Саитбаевской площади)

№ п/п	Параметры	Ед. измер.	Значение
1	Пористость	%	20
2	Проницаемость по керну	мкм ²	0,041
3	Начальная пластовая температура	°С	30
4	Начальное пластовое давление	МПа	13,7
5	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	42,5
6	Плотность нефти в пластовых условиях	т/м ³	0,927
7	Давление насыщения нефти газом	МПа	3,83
8	Плотность минерализованной пластовой воды	т/м ³	1,160
9	Отметка водо-нефтяного контакта	м	-1395
10	Средняя эффективная толщина пласта	м	10

Нефть залежи №4 пласта Дфм^Б Барьязинского месторождения характеризуется высокой вязкостью, большой концентрацией серы и парафинов, а также относительно небольшим содержанием смол и асфальтенов. Основным источником пластовой энергии является энергия закачиваемых вод через нагнетательные скважины № 2 и №3, динамика эксплуатации которых аналогична и свидетельствует о том, что объект разрабатывается при высоком темпе закачки воды.

На исследуемом эксплуатационном объекте пробурена одна горизонтальная добывающая скважина № 1Г, освоенная под добычу в III квартале 2000 г. глубинно-насосным способом с дебитом 16 м³/сут безводной нефти. Интервал открытого забоя (абсолютная отметка): 1370,0-1390,0 м. В июле 2008 дебит скважины по нефти составил 1,8 т/сут при обводненности 70%. Кроме того, по скважине №1Г отмечается резкий рост водонефтяного фактора (ВНФ) в течение четырех лет ее эксплуатации, начиная с 2004 года (рис. 2,а). По-видимому, это связано с вводом в эксплуатацию на исследуемой залежи в 2004г. нагнетательных скважин №2 и №3.

Корреляционный анализ показателей эксплуатации скважин № 1Г, №2 и №3 позволил определить логарифмическую зависимость (коэффициент корреляция 0,82) между обводненностью скважины №1Г и объемами закаченной воды через скважины № 2 и № 3 (рис. 2,б).

Из представленных данных можно предположить, что обводнение горизонтальной скважины происходит за счет закачки вод через нагнетательные скважины. Для повышения эффективности эксплуатации скв. №1Г в указанные условия разработки необходимо проводить работы по ограничению водопритоков в наиболее промытых участках пласта.

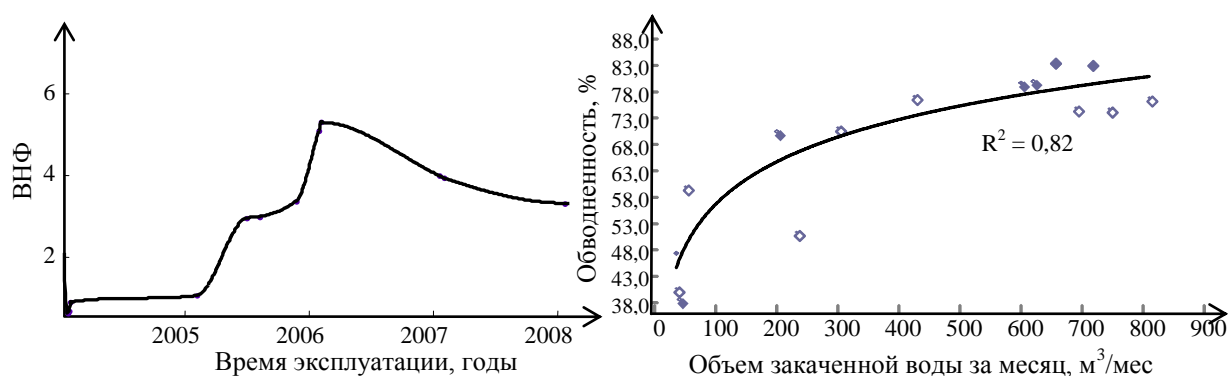


Рис. 2 Показатели эксплуатации скважины № 1Г: а) зависимость ВНФ от времени эксплуатации ГС № 1Г; б) зависимость обводненности скважины № 1Г от объема закаченной воды через скважины №2 и №3

Рассматриваемый эксплуатационный объект удовлетворяет критериям эффективного применения работ по ограничению водопритока в горизонтальные скважины, которые были установлены на основе гидродинамического моделирования процесса фильтрации жидкости в слоисто-неоднородном пласте к горизонтальным скважинам в предыдущих наших работах [1]: эффективная толщина пласта должна быть более 2 х метров; возможно применение в диапазоне исследованных температур: 22-82 °С; возможно применение в эксплуатационных объектах с различной минерализацией пластовой воды, определяемой исследованной плотностью в диапазоне: 1-1,20 т/м³; возможно применение в низкопроницаемых коллекторах; высокая неоднородность по нефтенасыщенности или проницаемости вдоль толщины пласта; пласт должен быть анизотропным при коэффициенте анизотропии - не менее 1,5 ед.; обводненность продукции скважин- не более 98%; коэффициент выработанности извлекаемых запасов - не более 0,5 д.ед (для скважины №1Г составил 0,1 д.ед).

В результате проведенных опытно-промысловых работ по ограничению водопритока в скважине №1Г отмечено снижение темпа роста обводненности и повышение дебитов по нефти в среднем на 30-40%. По состоянию на 1 июня 2009г. дополнительная добыча нефти составила 600 т. Высокая эффективность водоизоляционных работ на анализируемом объекте обусловлена, по нашему мнению, в первую очередь комплексным подходом при выборе объекта воздействия: учетом как геолого-физических условий разработки залежи, так и технологических показателей эксплуатации скважин.

Литература

1. Ленченков Н.С., М.К. Рогачев Повышение эффективности работы горизонтальных скважин гелеобразующими технологиями в высоконеоднородных нефтяных коллекторах // VIII Конгресс нефтегазопромышленников России.- Уфа, 2009.- С.247-249.

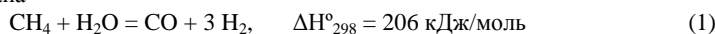
ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ИНТЕРМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОЦЕССА УГЛЕКИСЛОТНОГО РИФОРМИНГА МЕТАНА

М.В. Ляпунова

Научный руководитель старший научный сотрудник Л.А. Аркатова
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

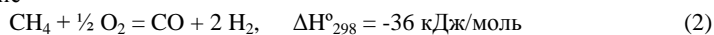
В настоящее время использование природного газа, основным компонентом которого является метан, в качестве энергетического и химического сырья становится важным аспектом природопользования и народного хозяйства. Природный газ и газохимия могут сыграть в мировой экономике и энергетике XXI века такую же роль, какую сыграли в XX веке нефть и нефтехимия. Однако, несмотря на увеличивающиеся объемы газодобычи и изменение мирового баланса источников энергии в сторону природного газа за счет нефти и каменного угля, а также резкий всплеск интереса исследователей к проблемам химической переработки газа, доля последней пока остается на низком уровне, составляя менее 2.5% объема его годовой добычи, что связано, в частности, со сложностью активации молекулы метана [1].

Существует несколько способов конверсии метана в синтез-газ, среди которых только паровая конверсия метана

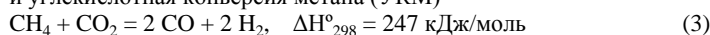


используется в промышленности. Недостатками этой реакции являются ее эндотермическая природа, требование низких объемных скоростей и высокое отношение H_2/CO в продуктах, что является благоприятным для получения водорода, однако, не подходит для получения метанола или более тяжелых углеводородов по синтезу Фишера-Тропша.

Наряду с паровой конверсией метана все большее внимание исследователей привлекают парциальное окисление



и углекислотная конверсия метана (УКМ)



В противоположность паровой конверсии парциальное окисление метана является экзотермической реакцией. Однако и этот метод имеет ряд недостатков: высокая стоимость необходимого для проведения процесса свободного от азота кислорода, возможность разрушения катализатора за счет локальных перегревов, возможность образования углерода за счет газофазных реакций. Сложность быстрого отвода тепла из-за высокой скорости реакции (2) в присутствии катализатора, особенно для больших реакторов, делает процесс парциального окисления потенциально опасным из-за возможности взрыва.

Углекислотная конверсия метана (3) в промышленности не реализована. Подобно паровому риформингу, является эндотермическим процессом, а стоимость промышленной реализации обоих процессов сравнима [1]. При этом в результате конверсии метана с диоксидом углерода образуется синтез-газ с более низким отношением $n(\text{H}_2)/n(\text{CO})$ в продуктах и, следовательно, подходит для синтеза Фишера-Тропша, а также оптимально для получения диметилового эфира и осуществления оксо-синтеза. Появление дополнительного источника углерода при использовании CO_2 может способствовать разработке безотходных и экономичных технологий переработки природного газа [2]. К достоинствам углекислотной конверсии метана можно отнести также то, что эта реакция представляет практический способ потребления двух газов (CO_2 и CH_4), обуславливающих парниковый эффект и этот метод может быть использован на территориях, где вода не является доступной [1-3].

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.

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 CH₄ и CO₂ 100 мл/мин, мольное соотношение компонентов смеси 1:1. Анализ исходных веществ и продуктов реакции осуществлялся хроматографически на приборе «Хромос GX 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 предполагавшегося стехиометрического состава Ni₃Al, представляющая собой, согласно РФА, многофазный образец: Ni₃Al, NiAl и Ni, что обусловлено узкой областью гомогенного существования фазы Ni₃Al, а также особенностями фазовых переходов в процессе синтеза и экстремальностью условий последнего [4]. Каталитические исследования продемонстрировали значительное влияние модифицирующих добавок на эффективность протекания CO₂ 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.

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 (Рис. 1а). В модифицированных молибденом образцах в режиме BSE отчетливо фиксируются практически глобулярные включения Мо, размер которых достигает 2-6 мкм (Рис. 1б). После каталитических испытаний структура немодифицированного образца Ni₃Al изменилась - хорошо просматриваются новообразования (Рис. 1в). Они 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.

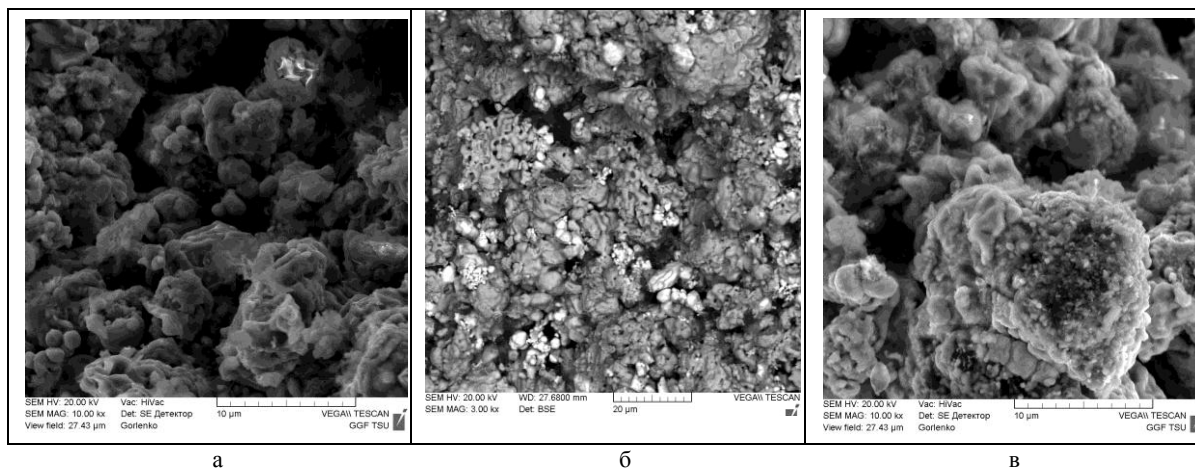


Рис.1 Морфология каталитических систем: (а) - исходный образец на основе Ni₃Al, (б) – распределение Мо (светлые гранулы) в матрице Ni₃Al, (в) – отработанный катализатор на основе Ni₃Al в процессе углекислотного риформинга метана при 900 °С.

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 экзопикса 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 углеродотложение, 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.

Таким образом, в данной работе создана новая каталитическая система для реакции углекислотной конверсии метана на основе полученного методом СВС Ni-Al сплава, отвечающего по стехиометрическому составу интерметаллическому соединению Ni₃Al. Созданные катализаторы перспективны с точки зрения внедрения в промышленность после стадии доработки в отношении стабильности работы во времени.

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.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРИ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

А. В. Максютин, Р. Р. Хусаинов

Научный руководитель профессор А. А. Молчанов

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Мировая добыча нефти в 2008 году выросла на 0,9 % до 3,626 млрд. тонн после снижения в 2007 году. Однако, в России добыча жидких углеводородов впервые за последние десять лет упала. По предварительным сообщениям Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса, производство нефти и газового конденсата в стране составило 488,105 млн. т, на 0,7% меньше, чем в 2007 году. При этом в 2008 году прирост запасов нефти в России сократился, составив 500 млн. т против 560 млн. т в 2007 году. Этот объем компенсировал добычу с незначительным превышением в 12 млн. т против 68 млн. тонн в предыдущем году [1]. В общей структуре запасов нефти в России существенно увеличилась доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В основном это месторождения с аномальными (неньютоновскими) нефтями, а также с низкопроницаемыми коллекторами. Применение традиционных методов воздействия на продуктивный пласт на таких месторождениях характеризуется низкими технико-экономическими показателями и нефтеотдачей менее 20...30 %. По этой причине возрастает необходимость поиска и разработки эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов [2, 3].

Как показывает практика, комплексирование физико-химических, физических и тепловых методов воздействия на продуктивный пласт способствует эффективной эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Среди физических методов все более широко используются виброволновые методы интенсификации добычи нефти. Перспективной в этой группе методов является технология плазменно-импульсного воздействия, промышленные испытания которой показали высокую эффективность на ряде нефтяных месторождений. Однако, в настоящее время не достаточно изучены особенности и механизм действия технологии плазменно-импульсного воздействия на пластовую систему в целом [4]. В этой связи, задачи исследований по изучению влияния плазменно-импульсного воздействия на реологические свойства высоковязкой нефти и фильтрационные характеристики продуктивного пласта с целью последующей разработки и обоснования новых эффективных комплексных технологий интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами являются актуальными в нефтегазовой отрасли.

В этой связи, задачи исследований по изучению влияния плазменно-импульсного воздействия на реологические свойства высоковязкой нефти и фильтрационные характеристики продуктивного пласта с целью последующей разработки и обоснования новых эффективных комплексных технологий интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами являются актуальными в нефтегазовой отрасли.

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) на продуктивные пласты основана на использовании аппаратуры электрогидравлического резонансного воздействия. Данная технология разработана на кафедре геофизики Санкт-Петербургского государственного горного института имени Г.В.Плеханова (технического университета) под руководством профессора А. А. Молчанова совместно с научно-производственным центром «ГеоМИР» [5]. Принцип работы данного источника заключается в создании плазменного канала при подаче накопленной в высоковольтных конденсаторах большой емкости энергии (более 1,5 кДж), данный процесс сопровождается мощным упругим импульсом с широким упругим спектром. Этот импульс формирует ударную волну, которая через перфорационные отверстия в обсадной колонне распространяется в пласт.

В работе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния технологии ПИВ на реологические свойства высоковязкой нефти и фильтрационные характеристики призабойной зоны продуктивного пласта. Для проведения реологических исследований использованы следующие модели высоковязкой нефти:

нефть верхнего карбона, Республика Татарстан (РТ) (в пластовых условиях средняя вязкость составляет 40,9мПа*с, средняя плотность – 874 кг/м³);

нефть Усинского месторождения, Республика Коми (в пластовых условиях средняя вязкость составляет 710 мПа*с, средняя плотность – 934 кг/м³).

Отметим, что нефть Усинского месторождения относится к классу тяжелых, высокосмолистых, высокосернистых и малопарафинистых. Основные результаты исследований тиксотропных свойств нефти показаны в таблице, где представлены значения эффективной вязкости, площади петли гистерезиса и энергии тиксотропии

до и после обработки высоковязкой нефти технологией ПИВ. Как видно из таблицы применение плазменно-импульсного воздействия позволяет снизить эффективную вязкость нефти до 30%, а проявление тиксотропных свойств до 48% в зависимости от типа обрабатываемой нефти.

На следующем этапе проведена обработка образцов продуктивного пласта технологией ПИВ в количестве 20, 40 импульсов. Отметим, что образцы керна до и после обработки были исследованы на установке оценки качества повреждения пласта FDES – 645, позволяющей моделировать требуемые термобарические условия. Кроме того, выполнено моделирование обработки призабойной зоны пласта добывающей скважины с закачкой водных растворов щелочи. Целесообразность использования водных растворов щелочей связано с их способностью снижать поверхностное натяжение на границе раздела «нефть – порода», а также взаимодействовать с органическими кислотами нефти и образовывать поверхностно-активные вещества. Проведены фильтрационные исследования высоковязкой нефти верхнего карбона Республики Татарстан и Усинского месторождения при температурах в интервале $T = 30 - 50$ °С. На рисунке представлена зависимость подвижности нефти Усинского месторождения от градиента давления в образце породы при $T=50$ °С.

Таблица

Результаты исследований реологических свойств высоковязкой нефти при плазменно-импульсном воздействии

№ пробы нефти	Эффективная вязкость нефти, мПа*с		Площадь петли гистерезиса, Дж/м ²		Энергия тиксотропии, Дж/м ³	
	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
1	682	620	5,72	4,20	$1,49 \cdot 10^4$	$1,31 \cdot 10^4$
2	342	267	4,32	2,95	$1,65 \cdot 10^3$	$1,48 \cdot 10^3$
3	212	149	2,11	1,43	$1,24 \cdot 10^3$	$0,95 \cdot 10^3$
4	235	172	2,53	1,57	$1,78 \cdot 10^3$	$1,02 \cdot 10^3$
5	14550	9877	87,15	75,72	$1,85 \cdot 10^5$	$1,33 \cdot 10^5$
6	1792	1367	20,30	15,63	$1,17 \cdot 10^4$	$0,73 \cdot 10^3$
7	407	329	5,19	3,11	$7,80 \cdot 10^2$	$4,03 \cdot 10^2$

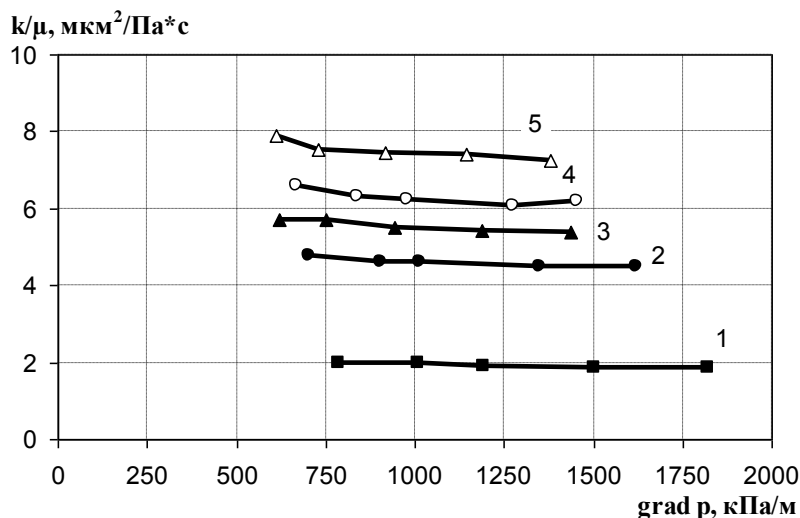


Рис. Зависимость подвижности нефти Усинского месторождения от градиента давления в образце породы при $T=50$ °С

1 - до обработки ПИВ; 2 –после 20 импульсов обработки ПИВ; 3 - после 20 импульсов обработки ПИВ и закачки водного раствора щелочи; 4 –после 40 импульсов обработки ПИВ; 5 - после 40 импульсов обработки ПИВ и закачки водного раствора щелочи.

Отметим, что подвижность нефти верхнего карбона РТ после комплексной обработки увеличилась на 27...35 %. Подвижность нефти Усинского месторождения при $T=50$ °С возросла в 3,6...4,2 раза с учетом проведения обработки ПИВ и закачкой водного раствора щелочи. Установлено, что проведение закачки водного раствора щелочи при обработке ПИВ позволило увеличить подвижность нефти на 90...120 % при одном градиенте давления.

Таким образом, в результате проведенных исследований предложен комплексный подход к решению проблем улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны и снижения аномалий вязкости высоковязкой нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, основанный на использовании комплексной технологии интенсификации добычи нефти. Перспективность и эффективность применения технологии ПИВ в комплексе с физико-химическим воздействием на нефтяных месторождениях, находящихся на различных этапах

разработки с разными типами пород-коллекторов с целью увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения является очевидной.

Литература

1. Виноградова О. Мировые итоги 2008// Нефтегазовая вертикаль. – 2009. - №3. – С.18-22.
2. Максудов Р.А. Техничко-технологические комплексы для разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов / Р.А. Максудов, Г.И. Орлов, А.В. Осипов// Нефтяное хозяйство. – 2007. - №2. – С.34-37.
3. Мищенко И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами/ И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичева, А. И. Ермолаев. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 448 с.
4. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.
5. Пат. 2244106 РФ, E21В 43/16, С09К 8/528. Способ интенсификации добычи нефти/ А. А. Молчанов, Д. Н. Дмитриев, В. В. Сидора; ГОУ ВПО СПГИ (ТУ). – 2003123696/03; Заявлено 28.07.2003; Опубликовано 10.01.2005, Бюл. № 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ МЕТОДОМ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТАЙЛАКОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ А. А. Малиновский

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) — один из методов интенсификации добычи нефти, основанный на использовании резонансных свойств пласта.

На сегодняшний день в России большая часть крупных нефтяных месторождений характеризуется значительной текущей выработкой запасов. Кроме того, непреложным фактом является высокая степень обводненности продукции, что значительно увеличивает долю неработающих скважин [1].

Известно много методов воздействия на продуктивные пласты с целью дополнительного извлечения углеводородов посредством повышения пластового давления, улучшения проницаемости пласта, уменьшения вязкости добываемой нефти. Однако все они обладают существенным недостатком – узкая специализация при решении задач.

В конце 1990-х годов группа российских ученых под руководством проф. А.А. Молчанова начала работу с целью найти источник направленных импульсов, мощность которых превосходила бы пластовое давление, создавала высокую температуру, имела способность к мгновенному сжатию и расширению, была бы многократно повторяемой, управляемой, создавала колебания в газожидкостной среде, частота которых совпадала бы с частотой отдельных слоев продуктивной залежи. При этом стояла задача добиться возможности работы на любых коллекторах, в скважинах с любым уровнем обводненности.

Практика показала, что при плазменно-импульсном воздействии увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины и улучшается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины, что подтверждается результатами ГИС до и после обработки [2].

Отличительным эффектом плазменно-импульсного воздействия является инициирование резонансных колебаний в продуктивных пластах с целью усиления миграции нефти в направлении добывающих скважин.

Ток высокого напряжения в 3 тыс. вольт подается на электроды, которые замыкаются калиброванным проводником, что приводит к его взрыву и образованию плазмы в замкнутом пространстве. Освобождение значительного количества направленной энергии создает ряд последовательных эффектов, в частности:

выделяется температура порядка 25 000 – 28 000 °С (длительность процесса 50-53 микросекунды);

формируется ударная волна со значительным избыточным давлением, многократно превышающим пластовое;

за счет технологических ограничений ударная волна через перфорационные отверстия распространяется направленно по профилю каналов;

при многократных повторениях, ударная волна, воздействуя на твердый скелет пласта в упругой газожидкостной среде, вызывает продольные и поперечные (сдвиговые) волны, которые превращаются в ряд последовательных упругих колебаний с частотой от 1 до 12 тыс. Гц;

коллектор, находясь в упругом состоянии, представляет собой совокупность колебательных систем, в результате последовательные импульсы вызывают собственные колебания пластов на резонансных частотах.

За счет создания явления резонанса в продуктивном пласте, положительным дебитом откликаются расположенные рядом скважины. Имеющиеся наработки свидетельствуют о том, что в терригенных коллекторах реагируют скважины на расстоянии 250-300 м друг от друга, а в карбонатных коллекторах, обладающих большим модулем объемной упругости, положительным дебитом откликаются скважины на расстоянии от 700 до 1 500 м. При этом, как правило, обводненность на всех скважинах значительно снижается.

Кроме масштабного воздействия, создание плазмы позволяет решать и локальные задачи по очистке призабойной зоны скважин. Мгновенное расширение плазмы создает ударную волну, а последующее охлаждение и сжатие плазмы вызывает обратный приток в скважину через перфорационные отверстия, что на начальном этапе обработки скважины способствует выносу кольматирующих веществ в ствол скважины [3].

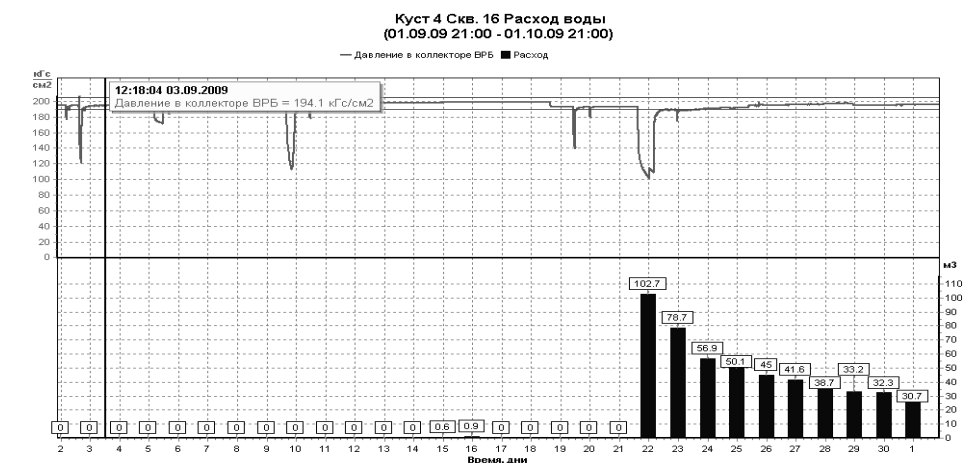


Рис 1. Результат проведения ПИВ на СКВ №16

Скважина №16 Тайлаковского месторождения
Нагнетательная скважина № 16 Тайлаковского месторождения была обработана 21.09.2009. Коллектор терригенный. Среднесуточный объем закачиваемой жидкости до применения технологии ПИВ составлял 15 м³ при давлении нагнетания 192 атм. К 14 октября среднесуточная приемистость составила 30 м³ при давлении 190 атм, что в относительном увеличении составляет 100 %.

Скважина №464 Тайлаковского месторождения

9 августа 2009 года проведена обработка скважины №464 Тайлаковского месторождения. Коллектор терригенный. Результат воздействия плазменно-импульсного воздействия на куст скважин приведен в таблице:

Таблица 1

№ Скв, Месторождение, № куста	Режим до обработки			Режим после обработки на 19.08.09			Эффект от применения технологии ПИВ, т/сут
	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	Обв, %	
464, Тайлаковское, 4	8	6	11	18	15	6	+9
	Реагирующие скважины						
	Режим на 01.08.09			Режим на 20.09.09			
22, Тайлаковское, 4	52	44	4	47	39,4	5	-4,6
6, Тайлаковское, 4	228	46,3	77	250	50,7	77	+4,4
186, Тайлаковское, 4	39	22,4	35	38	31,5	6	+9,1

Суммарное увеличение дебита по кусту №4 на 27.10.09г. составило 17,9 т/сут.

Скважина №438 Тайлаковского месторождения

17.09.2009 Добывающая скважина №438 Тайлаковского месторождения была обработана оборудованием с целью повышения дебита нефти. После произведенной обработки дебит нефти повысился с 7 до 22 т/сут, при этом обводненность снизилась с 18 до 7 %. Никаких дополнительных работ во время обработки скважин оборудованием не производилось.

Особенности:

Экологическая чистота, работает в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов;

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) используется при любой обводненности;

Улучшает проницаемость прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин, и продуктивных пластов в целом;

Значительно увеличивает дебит нефти на скважинах эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки;

Кратно увеличивает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения;

Воздействует на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом;

Технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности;

Безопасна в эксплуатации;

Сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации [3].

Литература

1. Максютин А.В. Экспериментальные исследования реологических свойств высоковязкой нефти при упругом волновом воздействии// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. - №5. – с.4-6.
2. Максютин А.В. Исследование упругого волнового воздействия для снижения аномалий вязкости пластовых нефтей// Труды 7-ой Межрегиональной научно-практической конференции: Освоение минеральных ресурсов Севера. – Воркута: Филиал СПГГИ(ТУ) «Воркутинский горный институт», 2009. – Т.1. – с.129-130.
3. Молчанов А.А. Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты/ А.А. Молчанов, М.К.Рогачев, А.В.Максютин, И.В.Валиуллин// Материалы Международной научно-практической конференции: Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и битумов. – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – с. 417-418.

ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН

Д.В. Мардашов, А.Р. Мавлиев

Научный руководитель профессор М.К. Рогачев

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Многочисленные исследования состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) после проведения операций по глушению нефтегазовых скважин свидетельствуют о снижении дебитов по нефти, росте обводненности, увеличении сроков вывода скважин на режим. Процесс глушения является важным технологическим этапом, предшествующим проведению подземного ремонта скважины (ПРС), одной из задач которого является сохранение и восстановление естественных фильтрационных характеристик ПЗП.

Согласно опыту разработки нефтяных месторождений, ухудшение коллекторских свойств ПЗП происходит вследствие отрицательного влияния технологических жидкостей, используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин. Применение традиционно используемых составов на водной основе в качестве жидкостей глушения скважин (ЖГС) приводит к значительному снижению проницаемости по углеводородной фазе и, как следствие, снижению темпов добычи нефти [2].

Сегодня внимание исследователей и практиков уделено химическим методам сохранения и улучшения фильтрационных свойств ПЗП, а именно, составам ЖГС на углеводородной основе и гидрофобизирующим водным растворам. За рубежом использование подобных составов превышает 21 %, в России составляет лишь 1 %. Перспектива использования гидрофобизирующих систем обусловлена наличием ряда преимуществ по сравнению с традиционно применяемыми составами на водной основе.

В связи с этим исследования, связанные с разработкой новых гидрофобизирующих составов ЖГС и технологии их применения для сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте, считаются актуальными в нефтегазовой отрасли.

В качестве исходных химических реагентов при разработке новых составов технологических жидкостей использовали неионогенные синтезированные поверхностно-активные вещества (ПАВ), предоставленные ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан):

- продукт реакции полиэтиленполиамина (ПЭПА) с легкой фракцией таллового масла (ЛТМ);
- продукт реакции триэтаноламина (ТЭА) с жирными кислотами таллового масла (ЖКТМ).

Лабораторные исследования, проводимые совместно с ООО «ОТО» (г. Самара), были направлены на разработку обратно-эмульсионных и гидрофобизирующих составов на основе данных ПАВ, а именно:

- блокирующего состава обратной водонефтяной эмульсии (ОВНЭ), стабилизированного продуктом реакции ПЭПА и ЛТМ (с целью сохранения фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов);
- гидрофобизирующего состава в виде водной дисперсии продукта реакции ТЭА и ЖКТМ (с целью восстановления фильтрационных характеристик терригенных пород-коллекторов) [1].

Первоочередной задачей при разработке рецептур новых составов технологических жидкостей являлось определение оптимальной концентрации ПАВ. Составы обратных эмульсий, стабилизированные реагентом-эмульгатором на основе ПЭПА и ЛТМ, обладают высокой термостабильностью, т. е. 100 %-ой агрегативной устойчивостью при 80 °С, что позволяет рекомендовать данный тип ПАВ для использования в условиях повышенных пластовых температур, в частности, на месторождениях Западной Сибири.

Исследование влияния концентрации реагента-эмульгатора на агрегативную устойчивость ОВНЭ показало, что оптимальное его содержание в объеме эмульсии составляет 3 %. ОВНЭ при этом сохраняет 100 %-ую агрегативную устойчивость более 5 суток, что соответствует средней продолжительности проведения ПРС.

Повышенная термостабильность обратных эмульсий (с содержанием реагента-эмульгатора на основе ПЭПА и ЛТМ) объясняется высокой поверхностной активностью этого реагента, что подтверждается

результатами измерений его межфазного натяжения.

Одним из основных преимуществ разработанных эмульсионных составов перед традиционно используемыми технологическими жидкостями на водной основе является возможность регулирования их технологических свойств за счет изменения количества и типа их дисперсной (водной) фазы. Так плотность ОВНЭ является регулируемой величиной и может изменяться в достаточно широких пределах (0,95-1,30 г/см³). Составы ОВНЭ представляют собой жидкости с ньютоновским характером течения. Динамическая вязкость в таких системах зависит от напряжения сдвига и является функцией скорости сдвига. При изменении содержания дисперсной фазы в составах от 50 до 70 % об. вязкость эмульсий варьируется в широком диапазоне (200-3000 мПа·с при скоростях сдвига 14,6-73,2 с⁻¹), что позволяет регулировать степень их проникновения в пласт в зависимости от целей обработки.

Для исследования влияния состава ОВНЭ, стабилизированного реагентом-эмульгатором (на основе ПЭПА и ЛТМ), на фильтрационные характеристики пород-коллекторов были проведены лабораторные испытания с моделированием процесса «глушения-освоения» скважины в термобарических условиях с использованием естественного керна терригенных отложений. Экспериментальные исследования подтвердили отрицательное влияние водного раствора CaCl₂ на фильтрационные характеристики ПЗП, что выразилось в снижении проницаемости образца керна по углеводородной фазе (коэффициент восстановления проницаемости (К_{вп}) после обработки составил 20-40 %) (рисунок).

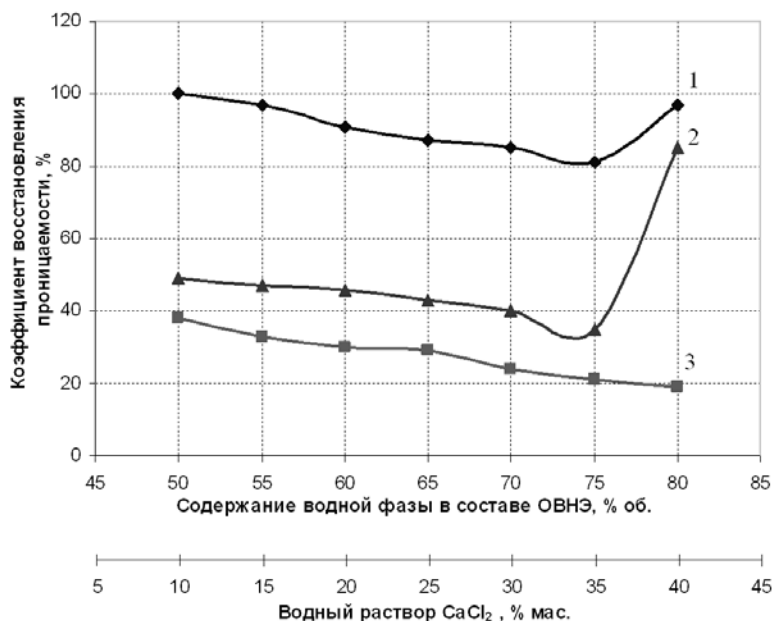


Рис. Динамика изменения коэффициента восстановления проницаемости при моделировании операции «глушения-освоения» скважины: 1 – влияние ОВНЭ на нефтенасыщенный керн; 2 - влияние ОВНЭ на водонасыщенный керн; 3 – влияние водного раствора CaCl₂ на нефтенасыщенный керн. (Рисунок.jpg)

Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, с высокой обводненностью скважинной продукции применение гидрофобно-эмульсионных составов нецелесообразно, так как в данном случае необходимо снизить обводненность и улучшить условия притока нефти к забою скважины, т. е. произвести восстановление фильтрационных характеристик ПЗП. Для решения данной задачи были проведены исследования по разработке гидрофобизирующего состава на водной основе (ВГС), представляющего собой водную дисперсию ПАВ (продукта реакции ТЭА с ЖКТМ). Исследование механизма влияния разработанного состава на пористую среду породы-коллектора производили путем измерения капиллярного давления в порах естественного керна терригенных отложений. Согласно результатам исследований капиллярное давление водонасыщенного образца керна после обработки составом возросло в 1,5-2,0 раза, что свидетельствует об увеличении фильтрационного сопротивления по отношению к водной фазе. Полученный эффект объясняется процессом гидрофобизации коллектора, в частности, изменением характера смачиваемости пористой среды керна под действием реагента. Применение данного гидрофобизирующего состава в качестве ЖГС перед ПРС позволит снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебиты скважин по нефти.

Таким образом, с целью повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин рекомендованы новые составы технологических жидкостей для направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте.

Учитывая высокую частоту проведения ПРС (в среднем 1 ремонт в 1-1,5 года), предложен новый подход к решению проблемы сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП, суть которого заключается в совмещении каждой операции глушения скважин перед подземным ремонтом с воздей-

ствием на ПЗП разработанными гидрофобизирующими составами технологических жидкостей. Сведения о технологиях и областях эффективного применения этих составов представлены в таблице.

Эффективность технологии блокирования ПЗП перед ПРС составом ОВНЭ, разработанным совместно с ООО «ОТО», подтверждена результатами промысловых испытаний, проведенных на 290 скважинах месторождений Западной Сибири. Результаты испытаний показали высокую эффективность применения данной технологии в виде увеличения дебитов в среднем на 5-10 м³/сут, сокращения сроков вывода скважин на режим до 1-3 суток и снижения обводненности добываемой продукции на 20-30 %.

Таблица

Технологии применения разработанных составов технологических жидкостей

Показатели	Разработанный состав	
	ОВНЭ	ВГС
Характеристика состава	Обратная водонефтяная эмульсия – блокирующий гидрофобный состав	Водный гидрофобизирующий состав (1 %-ая водная дисперсия реагента-гидрофобизатора)
Область эффективного применения	Низкопроницаемые коллектора с малой и средней обводненностью (до 60%)	Средне- и высокопроницаемые коллектора с высокой обводненностью (более 60%)
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации без продавливания в ПЗП	Продавливание в ПЗП из расчета 1,5-2,0 м ³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта

Реализация технологий направленного регулирования фильтрационных характеристик ПЗП за счет применения разработанных гидрофобизирующих составов жидкостей глушения и стимуляции скважин путем их использования перед подземным ремонтом позволит повысить эффективность эксплуатации скважин, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

Литература

1. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: Автореферат. Дис. ... канд. тех. наук. – СПб, 2008г. – 20 с.
2. Нюняйкин В.Н., Генералов И.В. и др. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения // Нефтяное хозяйство. – М, 2002. – №2. – С. 44 – 45.

ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ МАРОК «ЕВРО-4 И 5» ИЗ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА МЫЛЬДЖИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

А.С. Медведев¹, Э.М. Омаров¹, И.С. Хомяков²

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

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

²Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время цеолитсодержащие катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI получили широкое применение во многих нефтехимических процессах. Одним из перспективных процессов по переработке газовых конденсатов может быть их превращение в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитсодержащих катализаторах, которые отличаются от других марок высокооктановых бензинов низким содержанием бензола (не более 1-2 %), суммарным содержанием ароматических углеводородов (не более 25-30 %) и серы – не более 0,05 – 0,10 мас. %, которые без дополнительных процессов (предварительная глубокая очистка исходного сырья от серы, воды, выделение избытка бензола и ароматических углеводородов из продуктов риформинга) практически невозможно получить в условиях промышленного процесса каталитического риформинга прямогонных бензинов на полиметаллических (платиновых) катализаторах.

Целью настоящей работы является исследование процесса превращения прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения Томской области в высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием органической структурообразующей добавки гексаметилендиамина в качестве темплата. По данным ИК-спектроскопии и рентгенофазового анализа синтезированные цеолиты соответствуют высококремнеземным цеолитам типа MFI (ZSM-5). Цеолитные наноконкомпозитные катализаторы были получены механохимическим смешиванием порошков синтезированных цеолитов с наноразмерными частицами металлов вольфрама, молибдена, меди и цинка.

Исследования по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата Мыльджинского месторождения проводили на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора в области 350 - 550 °С, объемной скорости подачи сырья 2 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом. Анализ газообразных углево-

дорогов проводили на набивной колонке из нержавеющей стали (длина 3м, внутренний диаметр 3 мм), наполненной 5 % NaOH на Al₂O₃ (фракция 0,25-0,50 мм), жидких углеводородов – на капиллярной колонке из кварцевого стекла (100 м x 0,25 мм x 0,25 мкм) с нанесенной неподвижной фазой ZB-1. Количественный анализ газообразных и жидких продуктов процесса превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата проводили газохроматографическим методом на аппаратно-программном комплексе на базе газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» исп.1 с помощью программы обработки «Хроматэк-Аналитик». Погрешность определения газообразных и жидких углеводородов газохроматографическим методом составляет ±2,5 %.

По фракционному составу газовый конденсат Мыльджинского месторождения имеет следующие характеристики: начало кипения – 31 °С, 82 об. % конденсата выкипает при 200 °С и конец кипения - 297 °С, потери и остаток -10 об. %. По групповому углеводородному составу прямогонная бензиновая фракция н.к. - 195 °С состоит из 35 % н-алканов, 40 % - изоалканов, 20 % - нафтен и 4 % - аренов. Октановое число прямогонной бензиновой фракции н.к.-195 °С газового конденсата Мыльджинского месторождения составляет 55 пунктов по ИМ.

На основе проведенных исследований по превращению прямогонных бензиновых фракций газового конденсата на полученных цеолитных нанокаталитических катализаторах установлено, что на чистом цеолитном катализаторе Н-ЦКЕ выход высокооктанового бензина из прямогонного бензина газового конденсата при 350 °С и 2 ч⁻¹ составляет 65,1 %, содержание бензола – 1,2 %, суммарное содержание ароматических углеводородов - 21,8 % и октановое число составляет 92,3 пункта по ИМ (таблица). С дальнейшим повышением температуры процесса с 350 до 400 °С в продуктах реакции повышается содержание ароматических углеводородов с 21,8 до 26,7 %, а октановое число увеличивается с 92,3 до 96,7 пунктов по ИМ. Введение модифицирующих добавок вольфрама и молибдена в количестве 1 % в Н-ЦКЕ приводит к повышению выхода жидкой фазы продуктов превращения прямогонных бензинов и максимальный выход составляет 77,8 % на 1 % Мо/Н-ЦКЕ, бензола – 0,8 %, суммарный выход ароматических углеводородов – 17,6 % и октановое число составляет 92,3 пункта по ИМ при 350 °С и 2 ч⁻¹ (таблица). Наименьший выход бензола (0,4 – 1,1 %) и ароматических углеводородов (11,5 – 20,4 %) из прямогонных бензинов наблюдается на катализаторе 1 % Zn/2% Cu/Н-ЦКЕ в области температур процесса 350-400 °С.

Таблица

Состав продуктов превращения прямогонного бензина газового конденсата на катализаторах: Н-ЦКЕ (1), 1 % W/Н-ЦКЕ (2), 1 % Мо/Н-ЦКЕ (3), 1 % Zn/ 2 % Cu/Н-ЦКЕ(4) при 2 ч⁻¹

Наименование	Катализатор											
	1			2			3			4		
Температура, °С	350	375	400	350	375	400	350	375	400	350	375	400
Газовая фаза, мас. %	34,9	36,8	42,9	32,5	41,2	46,6	22,2	30,4	37,3	15,4	23,2	31,7
Жидкая фаза, мас. %	65,1	63,2	57,1	67,5	58,8	53,4	77,8	69,6	62,7	84,6	76,8	68,3
Состав газовой фазы, мас. %												
Метан	0,3	0,5	1,0	0,3	0,5	1,0	0,3	0,4	0,7	0,4	0,7	1,3
Этан	0,9	1,5	2,4	1,1	1,6	2,4	1,0	1,5	2,2	0,8	1,2	1,8
Этилен	0,3	0,6	0,9	0,4	0,6	0,8	0,6	0,9	1,1	0,9	1,2	1,5
Пропан	56,9	57,6	58,6	57,8	58,4	60,0	56,4	56,4	56,9	55,3	55,8	55,9
Пропилен	0,8	1,5	2,0	0,8	1,3	1,7	1,4	1,9	2,3	2,1	2,6	3,0
Изо-бутан	21,1	19,6	18,2	21,0	20,0	18,2	20,8	20,0	18,9	19,9	18,7	17,4
Н-бутан	18,7	17,2	15,2	17,8	16,5	14,4	18,3	17,3	16,1	18,7	17,7	16,6
Транс-бутен	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3
Изо-бутен	0,9	1,3	1,6	0,8	1,1	1,3	1,1	1,4	1,6	1,7	1,9	2,1
Состав жидкой фазы, мас. %												
Арены	21,8	23,4	26,7	21,6	27,6	31,9	17,6	23,1	27,7	11,5	15,7	20,4
бензол	1,2	1,5	2,0	1,3	2,0	2,8	0,8	1,4	2,0	0,4	0,7	1,1
Изопарафины	42,9	41,8	40,7	41,5	39,5	37,2	39,2	40,2	39,2	42,6	42,3	42,2
Нафтены	18,8	19,1	18,0	19,8	19,0	18,6	22,9	20,4	18,7	24,4	21,9	20,3
Парафины	15,6	14,5	13,3	16,1	12,6	11,0	18,8	15,0	12,9	20,2	18,7	15,8
Олефины	1,0	1,2	1,3	1,0	1,3	1,4	1,5	1,3	1,5	1,3	1,3	1,4
Октановое число (ИМ), пункты	92,3	94,7	96,7	94,2	94,3	96,0	91,9	94,4	95,2	86,1	89,7	92,5

Важно отметить, что даже при максимальной температуре процесса 400 °С выход бензола составляет не более 2 %, а суммарное содержание ароматических углеводородов не превышает 30 %, что позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5» на всех исследуемых катализаторах. С ростом температуры процесса с 350 до 425 °С выход высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов на всех образцах падает с 65-85 % при 350 °С до 53-68 % при 400 °С. Основными углеводородами среди газообразных продуктов превращения прямогонных бензиновых фракций газового конденсата являются пропан и бутаны, суммарный выход которых достигает 90-95 %, которые могут быть использованы на получение товарных сжиженных пропан-

бутановых газов для топливных целей или в качестве исходного углеводородного сырья для процессов нефтехимии и газохимии.

Таким образом, проведенные исследования по превращению прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокompозитных катализаторах показали, что введение в цеолитный катализатор наноразмерных частиц металлов молибдена и вольфрама позволяет значительно увеличить селективность образования высокооктановых бензинов по сравнению с не модифицированным цеолитосодержащим катализатором и позволяет получать высокооктановые бензины марок «Евро-4 и 5».

Литература

1. Пат. 2313488 РФ, МКИ С 01 В 39/48. Синтетический цеолит и способ его получения//Ерофеев В.И., Коваль Л.М. (РФ). - № 2006113868/15. Заявлено 24.04.2006. Оpubл. 27.12.2007. Бюл. № 36. – 8 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АКТИВАЦИИ ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ УЛЬТРАФИОЛЕТОВЫМ ОБЛУЧЕНИЕМ НА ВЫХОД И СЕЛЕКТИВНОСТЬ ОБРАЗОВАНИЯ ВЫСОКООКТАНОВЫХ БЕНЗИНОВ ИЗ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

А.С. Медведев¹, М.В. Ерофеев², И.С. Хомяков³

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Институт сильноточной электроники СО РАН, г. Томск, Россия*

³ *Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

В последние годы цеолитсодержащие бифункциональные катализаторы на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI (ZSM-5) находят широкое применение во многих процессах нефте- и газопереработки [1-2], высокая активность и селективность которых связана с наличием активных центров различного типа. Свойства активных центров существенным образом зависят от способа введения модифицирующей добавки в цеолит (включение в гель, ионный обмен, нанесение и т.д.) и методов предварительной обработки катализатора (термическая и механохимическая активация, УФ-облучение, γ -облучение). Метод активации катализаторов с помощью УФ-излучения является наиболее простым, поскольку не требует сложного оборудования и специальных условий для проведения, таких как повышенные температуры или организации защиты от жесткого ионизирующего излучения.

В настоящей работе приведены результаты исследований влияния предварительного УФ-облучения цеолита типа MFI на его кислотные свойства, а также каталитическую активность в конверсии прямогонных бензинов (ПБ) в высокооктановые компоненты моторных топлив. Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки. В качестве источников УФ-излучения использовались коаксиальные KrCl-, XeBr- и XeCl-эксилампы барьерного разряда, излучающие на длинах волн $\lambda=222$ нм, $\lambda=283$ нм, $\lambda=308$ нм и плотностью мощности излучения 20 мВт/см², 25 мВт/см² и 30 мВт/см², соответственно. Перед экспериментом катализатор H-ЦКЕ-Г подвергался предварительной активации УФ-излучением вышеперечисленных эксиламп в течение 15-20 мин, что соответствует энергетической дозе 24 Дж/см². По данным термодесорбции аммиака катализатор H-ЦКЕ-Г имеет две формы десорбции аммиака: низкотемпературный пик в области 120-250 °С с температурой максимума $T_{\text{макс}} = 198$ °С преимущественно относится к десорбции аммиака со слабых льюисовских кислотных центров, которыми в H-ЦКЕ-Г являются координационно-ненасыщенные ионы алюминия, и высокотемпературный пик в области 300-550 °С, относящийся к десорбции аммиака с сильных брэнстедовских кислотных центров, которыми являются ионы водорода мостиковых гидроксильных групп. Концентрация слабокислотных льюисовских центров для H-ЦКЕ-Г, определенная по количеству десорбированного аммиака, составляет 394 мкмоль/г, а для сильнокислотных центров – 197 мкмоль/г, энергии активации десорбции аммиака для форм I и II равны 60 и 88 кДж/моль соответственно. Предварительное УФ-облучение катализатора одинаковой экспозиционной дозой равной 24 Дж/см² H-ЦКЕ-Г эксилампами, излучающих на разных длинах волн (222 нм, 286 нм и 308 нм), оказывает различное влияние на силу и концентрацию его кислотных центров. Так, например, облучение УФ-излучением с длинами волн 222 нм и 286 нм с дозой равной 24 Дж/см², приводит к смещению обоих десорбционных пиков аммиака в более высокотемпературную часть термодесорбционного спектра с 198 до 210 °С для формы I десорбции аммиака и с 400 до 425 °С – для формы II десорбции аммиака, а энергии активации десорбции аммиака для обеих форм увеличиваются с 60 до 64 и с 88 до 96 кДж/моль, соответственно. При этом суммарная концентрация кислотных центров увеличивается незначительно. Облучение цеолитного катализатора H-ЦКЕ-Г той же дозой с помощью XeCl-эксилампы, излучающей на длине волны 308 нм, приводит к большому повышению силы и концентрации кислотных центров катализатора. В этом случае, температуры максимумов пиков формы II десорбции аммиака смещаются в более высокотемпературную область с 400 до 431 °С, а энергия активации десорбции увеличивается с 88 до 98 кДж/моль. Кроме того, сильно увеличиваются концентрации кислотных центров, особенно, низкотемпературной формы I – с 394 до 503 мкмоль/г и высокотемпературной формы II десорбции аммиака со 197 до 219 мкмоль/г. Влияние длины волны излучения 308 нм на температуру максимума пика и энергию активации кислотных центров I формы аналогично влиянию излучения с длинами волн 222 нм и 283 нм. Под действием УФ-излучения происходит дополнительная активация брэнстедовских кислотных

центров, находящихся в более низких энергетических состояниях, и их переход в более высокоэнергетические возбужденные состояния. Энергии активации десорбции аммиака с брэнстедовских кислотных центров (форма П) под действием УФ-излучения возрастают с 88 до 96-98 кДж/моль. В дальнейшем, под действием более длительного воздействия УФ-излучения в кристаллической решетке цеолита, также как и под действием высокой температуры происходит разрушение некоторых силанольных связей и гидроксильных групп менее стабильных брэнстедовских кислотных центров с образованием различных более стабильных центров Льюиса.

Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 350 до 425 °С и объемной скорости подачи ПБ 2 ч^{-1} выход высокооктановых бензинов из ПБ на ЦКЕ-Г падает с 65,14 до 54,88 % за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. В первую очередь, повышается выход газообразных продуктов с 34,86 % при 350 °С до 45,12 % при 425 °С, в основном, парафинов $\text{C}_3\text{-C}_4$, а выход аренов $\text{C}_6\text{-C}_9$ в жидких продуктах реакции увеличивается с 24,05 % до 33,29 %. Среди аренов преобладают толуол и ксилолы, выход бензола и олефинов C_{5+} с ростом температуры процесса повышаются с 1,32 % и 0,98 % при 350 °С до 2,92 и 1,73 % при 425 °С, соответственно. Выход нафтеновых, н-, изо-парафиновых углеводородов C_{5+} с ростом температуры реакции снижается (таблица). Среди газообразных продуктов процесса превращения ПБ преобладают, в основном, пропан и бутаны. С ростом температуры процесса с 350 до 425 °С выход пропана среди газообразных продуктов увеличивается с 47,75 до 51,19 %. Под действием УФ-облучения катализатора Н-ЦКЕ, по сравнению с процессом без УФ-обработки, происходит повышение выхода аренов на 5-7 %, а также октанового числа, выход высокооктанового бензина снижается на 3-5 %. Установлено, что предварительное облучение катализатора УФ-излучением KtCl -, XeBr - и XeCl -эксиламп в течение 24-30 мин приводит к повышению концентрации как брэнстедовских, так и особенно льюисовских кислотных центров, а также их энергетических характеристик. Максимальный эффект достигается при использовании XeCl -эксилампы с длиной волны излучения 308 нм: концентрация льюисовских кислотных центров увеличивается в 1,3 раза, что повышает выход аренов на 10-12 % из ПБ. Это позволяет получать высокооктановые бензины марок АИ-92-98 при температурах на 30-40 °С ниже по сравнению с процессом превращения прямогонных бензинов газового конденсата на неактивированном УФ-излучением катализаторе.

Таблица

Влияние температуры на состав продуктов превращения ПБ на НЦКЕ-Г при 2 ч^{-1} , обработанном УФ-излучением с $\lambda = 222 \text{ нм}$, 283 нм и 308 нм при $D = 24 \text{ Дж/см}^2$

Наименование	375 °С				400 °С				425 °С			
	Без УФ	222 нм	283 нм	308 нм	Без УФ	222 нм	283 нм	308 нм	Без УФ	222 нм	283 нм	308 нм
Газовая фаза, мас. %	36,81	39,27	40,18	40,04	42,90	48,32	48,73	48,45	45,12	57,00	51,21	63,23
Жидкая фаза, мас. %	63,19	60,73	59,82	59,96	57,10	51,68	51,27	51,55	54,88	43,00	48,79	36,77
Состав газовой фазы, %:												
Метан	0,44	0,47	0,49	0,50	0,81	0,99	1,03	0,98	1,39	2,24	2,05	2,23
Этан	1,29	1,37	1,40	1,41	2,01	2,42	2,47	2,35	3,05	4,41	4,13	4,50
Этилен	0,53	0,38	0,38	0,35	0,80	0,48	0,48	0,53	1,14	0,60	0,72	0,59
Пропан	48,08	54,43	53,07	53,67	49,98	59,75	59,36	57,01	51,19	65,91	61,80	66,22
Пропилен	1,23	0,82	0,81	0,74	1,72	0,96	0,93	1,07	2,35	1,04	1,28	0,99
Изо-бутан	16,33	15,96	16,62	16,36	15,52	14,03	14,01	14,37	13,85	10,76	11,41	10,71
Н-бутан	14,35	12,86	13,34	13,25	13,01	10,83	10,99	11,49	11,50	8,44	9,11	8,29
Изо-бутен	1,09	0,72	0,73	0,74	1,32	0,75	0,78	0,89	1,60	0,69	0,90	0,65
Изо-пентан	10,49	8,36	8,48	8,52	9,49	6,38	6,43	7,39	8,73	3,92	5,39	3,88
Пентан	3,77	2,74	2,74	2,61	3,06	1,79	1,85	2,14	2,92	0,99	1,55	0,93
Гексаны	2,24	1,79	1,85	1,75	2,08	1,51	1,57	1,66	2,04	0,92	1,51	0,92
Состав жидкой фазы, %:												
Арены	26,25	26,75	28,45	29,55	30,37	35,46	35,62	36,73	33,29	45,25	40,04	46,75
бензол	1,66	2,25	2,33	2,35	2,32	4,03	3,85	3,95	2,92	6,29	5,24	6,25
Изопарафины	37,20	35,42	35,47	35,16	35,00	30,95	31,04	30,67	32,40	24,42	28,29	24,43
Нафтены	21,43	22,74	21,25	20,76	20,48	21,17	20,88	20,45	20,77	20,13	21,10	18,65
Парафины	13,21	13,04	13,28	12,22	11,79	10,57	10,19	10,14	10,97	8,09	8,81	7,42
Олефины	1,22	1,28	1,24	1,54	1,29	1,28	1,61	1,22	1,73	1,17	1,43	1,45
Октановое число (ИМ)	94,72	95,90	96,35	97,08	96,66	99,03	99,04	99,17	95,49	99,32	99,87	102,77

Литература

1. Коробицына Л.Л., Величина Л.М., Антонова Н.В. и др. Физико-химические и каталитические свойства железо-содержащих цеолитов//Журн. физ. химии. - 1997. - Т. 71. - № 1. - С. 60-63.
2. Сафронова С.С., Коваль Л.М., Ерофеев В.И. Каталитическая активность Ga-содержащих цеолитных катализаторов в процессе совместной конверсии метанола и алканов C₃-C₄//Теорет. основы хим. технологии. - 2002. - Т. 76. - № 6. - С. 1034-1037.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА УЗЛОВОГО АНАЛИЗА ДЛЯ СОГЛАСОВАНИЯ
СИСТЕМ ДОБЫЧИ И СБОРА НЕФТИ**

И.Х.Мусин

Научный руководитель доцент Л.В.Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исторически сложилось, что моделирование пласта-коллектора, скважин, трубопроводов и промышленного оборудования происходило отдельно. В действительности все эти компоненты не являются независимыми. Как показала практика, подобная несогласованность систем промышленного сбора продукции скважин со скважинами и нефтяными резервуарами (пластами) зачастую сдерживает дебиты скважин и приводит к снижению объемов добычи и неполному использованию потенциальных возможностей залежи.

В настоящее время для работы с системами сбора в реальном времени используются виртуальные модели, создаваемые при помощи моделирующих программных продуктов (ReO, PIPESIM, HYSYS и PIPEPhase). Они позволяют еще на стадии проектирования разработки месторождения создать различные варианты системы сбора и выбрать оптимальный. Далее в процессе разработки они помогают инженерно-техническим работникам принимать верные решения по поводу модернизации и введения новых технологий на промысле, устранять осложнения которые возникают при эксплуатации систем сбора и подготовки [1].

Узловой анализ (NODAL – анализ) был разработан как инструмент, позволяющий выполнять исследования изменения характеристик системы, чем существенно отличается от одиночных решений потоковых задач. Цель узлового анализа – это оптимизация различных компонентов систем нефтяного или газового производства или системы транспортировки. Оптимизация выполняется через разделение системы на точки узлового анализа, и нахождением давления в этих точках вверх по потоку (впуск) и вниз по потоку (выпуск) подсистемы. Узел, в котором нет разности давления в точке узлового анализа для подсистем, известен как рабочая точка для данной системы. Графически рабочая точка соответствует точке пересечения кривых производительности впуска и выпуска. Оптимизация системы связана с изучением влияния на рабочую точку различных ключевых системных параметров [2].

В рамках текущего исследования с помощью программного продукта PIPESIM фирмы Schlumberger была разработана модель добывающей сети из 6 фонтанирующих скважин и 15 трубопроводов сети промышленного сбора (СПС) нефти.

Схематичное расположение скважин в пределах месторождения представлено на рисунке 1.

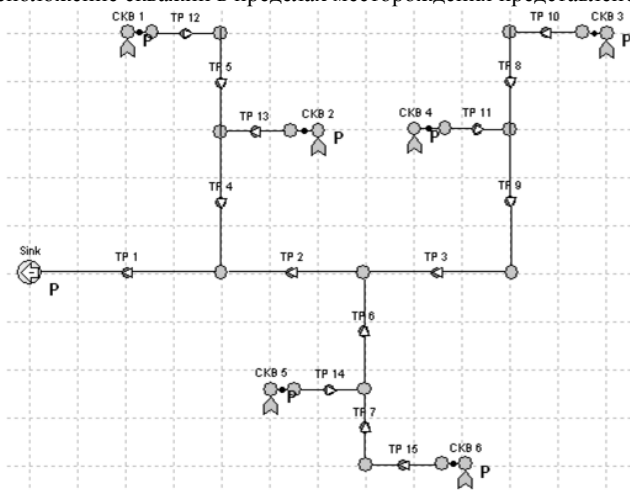


Рис. 1 Схема размещения скважин и нефтегазопроводов

Оптимизация системы промышленного сбора осуществлялась в соответствии со следующей схемой [3]:

- оценка потерь напора, пропускной способности СПС с первичными параметрами;
- анализ полученных данных по дебитам скважин, пропускным способностям нефтепроводов и суммарной накопленной добыче (дебит за день со всей сети скважин);
- выделение нефтепроводов с максимальными нагрузками (наибольший градиент давления на 1 км);

- внесение корректировок в параметры трубопроводов (изменение диаметров);
- апробирование системы с измененными данными.

С помощью узлового анализа оценим прирост добычи нефти, полученный в результате проведенной оптимизации. В качестве узловой точки был выбран забой скважины, таким образом, мы можем оценить изменение дебита и устьевого давления. Увеличение дебитов скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, обусловлено уменьшением давлений на устьях скважин и смещением рабочих точек. Ниже на рисунках 2 и 3 изображены диаграммы узлового анализа, которые показывают смещение рабочей точки: до оптимизации СПС (точка 1) и после (точка 2).

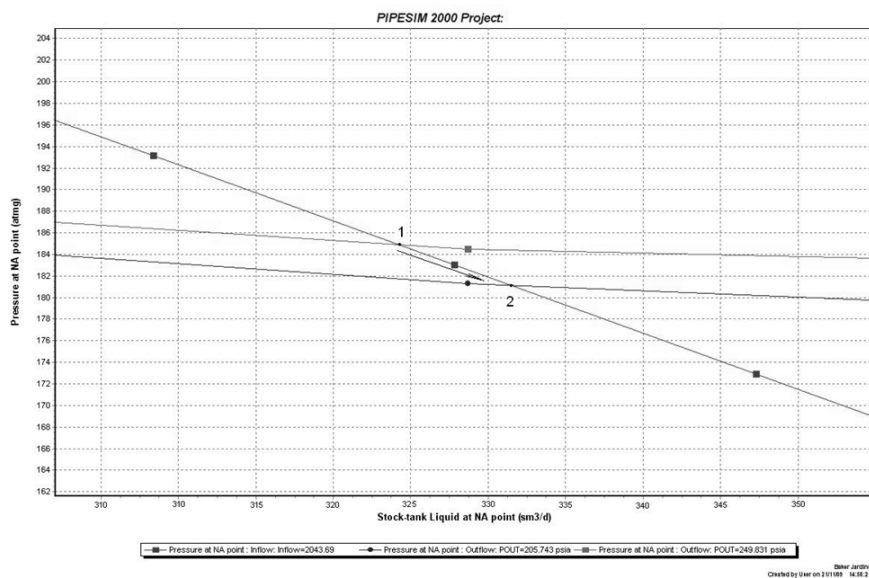


Рис. 2 Смещение рабочей точки скважины №3 после оптимизации системы сбора

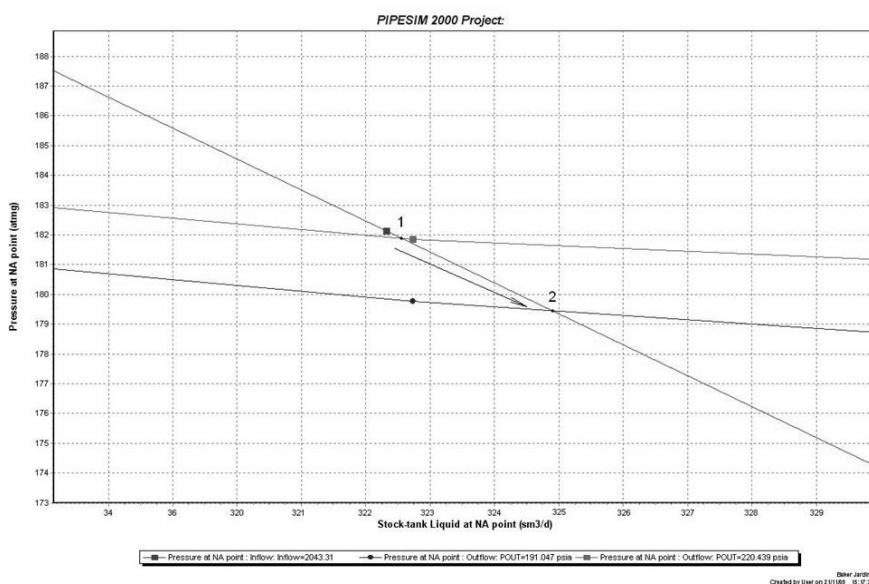


Рис. 3 Смещение рабочей точки скважины №4 после оптимизации системы сбора

Таким образом, нам удалось добиться увеличения дебита в двух скважинах за счет снижения и выравнивания градиентов давлений в СПС, что в свою очередь, привело к снижению устьевых давлений. То есть, нам удалось согласовать системы добычи и сбора. Узловой анализ в нашем примере позволил ответить на вопрос: «Как изменится дебит скважины при изменении устьевого давления?».

Метод узлового анализа также можно использовать для изучения влияния различных условий на поведение нефтяных и газовых скважин: влияние комбинированных колонн НКТ, плотности и размера перфорационных отверстий, свойств пластовой жидкости – лишь малая доля многочисленных эффектов, которые этот метод может учитывать[4].

Литература

1. Далецкий В. М. Методы построения, использования и развития виртуальных аналогов реальных технологий сбора и транспорта продукции скважин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №10. – С. 118–122.
2. Донгарян Ш.С., Каган Я.М., Горбатов В.А., Ройзрах В.Б. Оптимизация систем обустройства нефтяных месторождений. – Свердловск: Средне-Уральское книжное издательство, 1975. – 208 с.
3. Костюченко С.В., Кудряшов С.В., Воробьев П.В. Проектирование согласованных систем добычи и сбора нефти с использованием интегрированных моделей // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №11. – С. 100-103.
4. Ли Джеймс, Никенс Генри, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА УСТАНОВКИ
СТАБИЛИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА НА ВЫХОД И СОСТАВ ШИРОКОЙ ФРАКЦИИ ЛЕГКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

С.В. Надымов

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В Российской Федерации в последние годы динамично развивается сегмент рынка сжиженных углеводородных газов, используемых в качестве газового моторного топлива. Рост спроса на сжиженные углеводородные газы в автомобильном секторе в настоящее время составляет 7–10 % в год, что обусловлено их более низкими ценами по сравнению с автомобильными бензинами. Кроме того, газовые моторные топлива обладают лучшими экологическими показателями по сравнению с автомобильными бензинами. Сейчас во всем мире сжиженный газ производят и используют как высококачественное бытовое и промышленное топливо, что является следствием основных его преимуществ. А именно: возможность существования сжиженного газа при температуре окружающей среды и умеренных давлениях как в жидком, так и газообразном состоянии. В жидком виде эти газы легко перерабатываются, хранятся, транспортируются, а в газообразном – имеют лучшую, чем природный и искусственные газы, характеристику сгорания при отсутствии вредных примесей. На сегодняшний день сжиженный газ считается одним из чистейших видов топлива, удовлетворяющего широкий и все более возрастающий круг потребителей.

Однако использование классических образцов газового моторного топлива (марок пропан автомобильный, пропан-бутан автомобильный) при температуре окружающей среды ниже минус 30 °С в регионах Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока имеет ряд технических ограничений. Поэтому разработка новых видов газового моторного топлива, пригодных к использованию в условиях низких температур, является актуальной темой исследования [2].

В работе [2] показано, что в последнее время к исследованиям в области улучшения эксплуатационных характеристик автотранспорта за счет повышения показателей качества моторных топлив проявляется особый интерес. Проведенный патентный поиск показал, что в настоящее время наблюдается рост количества разработок как в области подбора состава сжиженных углеводородных газов, так и в области конструктивного оформления топливной системы двигателей.

Отдельным направлением исследований можно выделить работы, направленные на создание моторных топлив для низкотемпературных условий эксплуатации.

Снежно установлено, что новый вид газового моторного топлива, содержащий до 90% масс. бутановой фракции и 5–17 % этана, по сравнению со штатными образцами, обладает более высокой теплотой сгорания и как следствие более экономичен в эксплуатации [2]. Такое газовое моторное допускается использовать при температурах от минус 55 °С до плюс 45 °С.

Поэтому актуальным стало исследование получения сжиженных углеводородных газов. Целью работы является исследование влияния технологического режима установки стабилизации конденсата на выход и состав широкой фракции легких углеводородов из газоконденсатного сырья для разработки новой композиции легких углеводородов пригодной к использованию в качестве газового моторного топлива в широком диапазоне температур окружающей среды.

Для выделения продуктов с заданной концентрацией компонентов и высокими выходами из углеводородных смесей используют процесс ректификации, который широко применяется в нефтегазопереработке, химической, нефтехимической отраслях промышленности. Ректификацией называется диффузионный процесс разделения жидких смесей взаимно растворимых компонентов, различающихся по температурам кипения, который осуществляют путем противоточного, многократного контактирования неравновесных паровой и жидкой фаз [1].

Для достижения поставленной цели была разработана моделирующая схема существующей типовой технологии установки стабилизации конденсата методом ректификации с использованием программного комплекса HYSYS.

На этой моделирующей схеме проведены расчетные исследования для поиска нового технологического режима с целью увеличения содержания этана в пропан – бутановой фракции. Полученный компонентный состав фракции сравнивался с составом классических автомобильных топлив марок «пропан автомобильный», «пропан–бутан автомобильный» и с составом полученный в работе [2].

Таблица 1

Компонентный состав широкой фракции легких углеводородов и газовых моторных топлив

Компоненты	Состав смесей, % масс.			
	Расчетный по модели HYSYS	Состав [2]	Пропан автомобильный	Пропан–бутан автомобильный
Метан	0,23	0,18	0,11	0,07
Этан	14,38	14,12	1,40	0,50
Пропан	35,19	29,32	90,22	51,12
Изобутан	16,2	24,12	5,96	23,16
н-Бутан	19,7	32,15	2,13	24,71
н-Пентан	0,1	0,02	0,07	0,19

Результаты исследования показали, что снижение температуры питания колонны деэтанализации, снижение температуры куба той же колонны, увеличение давления в колонне стабилизации и снижение температуры куба и расхода орошения той же колонны ведут к увеличению содержанию этана. В итоге был определен режим для получения пропан – бутан – этанового топлива.

Таким образом, использование нового режима установки стабилизации повысит экономическую эффективность эксплуатации месторождения и восполнит потребность области в экологически чистом моторном топливе.

Литература

1. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии.– М.: Недра, 2000. – 663 с.
2. Снежко Д.Н. Разработка нового вида газового моторного топлива на основе легких углеводородов: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2007. – 151 с.

ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА АКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ДИЗАЙНА КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

И.М. Насибулин, Н.А. Мисолина

Научный руководитель старший научный сотрудник Ю.А. Корнильцев
ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, Россия

В последнее время на территории республики Татарстан (РТ) и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в целом, наблюдается тенденция к снижению добычи нефти. Ухудшается структура извлекаемых запасов, увеличивается объем трудноизвлекаемых высоковязких углеводородов, возрастает удельный вес карбонатных коллекторов, основные запасы нефти, в которых приурочены к турнейским и верей-башкирским отложениям.

Основные объекты крупнейших месторождений республики – Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, содержащих 83,9% начальных извлекаемых запасов, как правило находятся уже на третьей-четвертой стадиях разработки. А извлечение рассредоточенных остаточных запасов нефти связано с большими технологическими трудностями [1].

Существенным резервом стабилизации нефтедобычи в РТ на сегодняшний день является ввод в активную разработку так называемых малоэффективных месторождений, отличительной особенностью которых является большая неоднородность продуктивных пластов, высокая вязкость пластовой нефти, сравнительно низкая продуктивность [2].

Такие месторождения крайне трудно разрабатывать в виду их сложного геологического строения. Почти всегда для достижения рентабельности работы подобного месторождения возникает необходимость использования различных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока уже в самом начале разработки. Очень важно подобрать такие методы воздействия, которые будут работать эффективно не говоря уже о том, что не будут способствовать ухудшению коллекторских свойств продуктивных отложений, изменению структуры порового пространства и т.д.

Несмотря на значительный прогресс в области воздействия на продуктивные пласты, появление многочисленных инновационных методов, система технологий солянокислотных обработок остается наиболее действенным способом, работающим в карбонатных продуктивных пластах.

В арсенале нефтяников имеется около 50 различных технологических решений для интенсификации притока нефти на основе соляной кислоты. Естественно, что все они работают с разной эффективностью, что, в свою очередь, зависит от качества реагента, от геологических и промысловых характеристик пластов-коллекторов.

В лаборатории «Моделирования физико-химических процессов в пласте» ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, был осуществлен специальный комплекс исследований по изучению фильтрационно-емкостных свойств карбонатных пород башкирского яруса Аканского месторождения РТ. Данные параметры изучались и оценивались в связи с проектированием и обработкой их различными кислотными системами. В дальнейшем

изучался эффект и успешность кислотного воздействия на породы-коллекторы и определялась оптимальная технология кислотных обработок.

Эксперимент проводился на керновом материале и заключался в следующем. Отобранные образцы экстрагировались и высушивались до постоянной массы. На подготовленных образцах замерялась проницаемость (K_0) - по объему закачанной в образец воды. Затем при закачке нефти по объему вытесненной воды определялось количество остаточной воды и нефтенасыщенность образца. Вслед за нефтью через образец прокачивали определенный кислотный состав. После контакта и выдержки на реакцию осуществлялся замер получившийся проницаемости на модели пластовой воды ($K_{рез}$).

В начале теста было проведено детальное минералого-петрографическое исследование башкирского яруса Аканского месторождения. По разрезу скважин были выделены различные литолого-фациальные зоны в соответствии с типами известняков, слагающих ярус (биокластово-зоогенные I и II типов, пелитоморфные, строматолитовые, литокластовые). Наиболее проницаемыми являются биокластово-зоогенные, остальные же типы известняков являются плотными породами (рис. 1, 2).

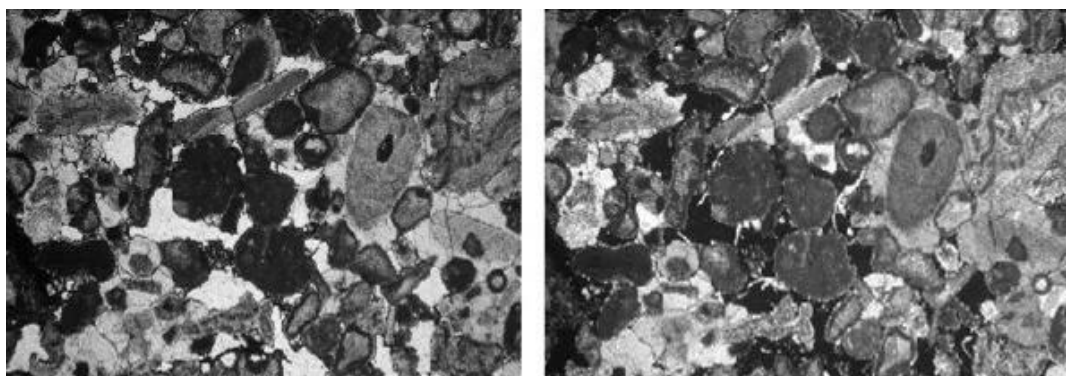


Рис. 1 Шлиф известняка биокластово-зоогенного фораминиферового, равномерно кавернозного и нефтенасыщенного (фотография слева – один николь, справа – николи скрещены)

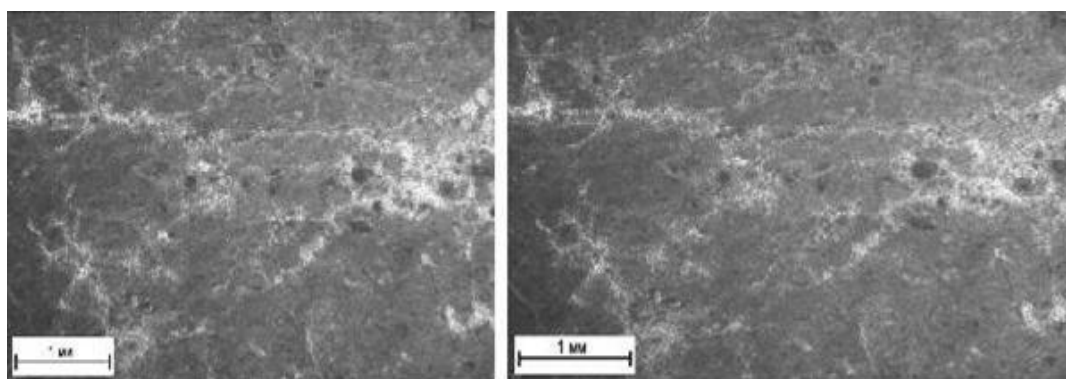


Рис. 2 Шлиф известняка пелитоморфного, разбитого сеткой трещин, сложенных более крупнозернистым кальцитом

Фильтрационные исследования осуществлялись на естественном керновом материале, а не насыпных моделях пласта, что существенно приближает лабораторные условия к пластовым. Всего было изучено 33 образца пород, отобранных из различных литолого-фациальных зон.

По результатам опыта были получены следующие данные (рис.3).

На рисунке показана графическая зависимость эффективности кислотного воздействия (КВ) от проницаемости K_0 . В связи с тем, что при прорыве на струю проницаемость $K_{рез}$ увеличивается на несколько порядков, на шкале эффекта (изменения $K_{рез}$) для ограничения масштаба отложен логарифм $K_0/K_{рез}$. За величину гидропроводности яруса при струе условно принято значение 1000 ($\ln=6,9$). Из графика видно, что образцы с положительным эффектом от КВ группируются в области значений начальной проницаемости K_0 от $0,05 \text{ мкм}^2$ и выше. В диапазоне K_0 от $0,05 \text{ мкм}^2$ и ниже все результаты отрицательные.

Этот вывод является крайне важным по отношению к вопросам разработки месторождений, где основные запасы нефти сосредоточены в карбонатных коллекторах.

Нижним кондиционным пределом проницаемости для карбонатных пород башкирского яруса Аканского месторождения по Технологической Схеме Разработки (Технологическая схема разработки Аканского нефтяного месторождения, 2007) принято значение $0,04 \text{ мкм}^2$. Результаты же данного опыта показывают, что кислотное воздействие, а было протестировано 11 различных составов, не имеет успешности, если проницаемость породы составляет менее $0,05 \text{ мкм}^2$.

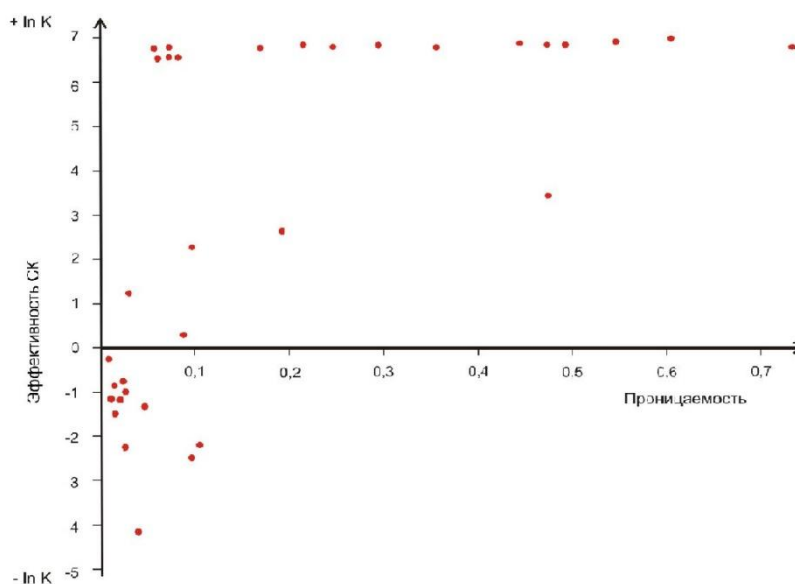


Рис. 3 Зависимость эффективности кислотного воздействия от проницаемости

В ходе экспериментов был выявлен параметр, позволяющий считать его необходимым для обоснования методики подбора скважин-кандидатов и продуктивных пластов для КВ. Также были получены данные о распределении проницаемости по разрезу скважин Аканского месторождения (ядерно-магнитный резонанс и геофизические исследования). Интегрируя эти данные, можно обоснованно применять наиболее успешные технологии кислотных обработок.

Таким образом, результаты опыта свидетельствуют о необходимости обеспечения более тщательного подхода к разработке карбонатных коллекторов, в частности к выбору рабочих составов для проведения кислотного воздействия.

Подобные эксперименты позволяют повышать эффективность выбора рабочего агента для конкретных условий проведения экспериментальных исследований по восстановлению проницаемости образцов керна из продуктивного интервала. Также для повышения результативности обработок призабойной зоны пласта целесообразно предусматривать отбор керна из продуктивного интервала при бурении скважины.

Рассмотренные в статье лабораторные тесты должны выполняться на месторождениях для новых скважин при разведочных работах или для работающих скважин на тех участках месторождений, на которых не было опыта успешной кислотной обработки. Это позволит с большей уверенностью выбрать наиболее эффективное воздействие.

Литература

1. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / Под ред. проф. Р.С. Хисамова. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2006. – 320 с.
2. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. – Т.1. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2007. – 316 с.

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

И.С. Никиреев

Научный руководитель доцент М.С. Королев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Задача поиска диаметров N штуцеров для соблюдения равенства текущих приемистостей N нагнетательных скважин сводится к системе нелинейных уравнений вида

$$\begin{cases} \psi_{q_{s_0}}(d_{s_0}, d_{s_1}, \dots, d_{s_k}, \dots, d_{s_{N-1}}) = Q_{s_0}^o, \\ \psi_{q_{s_1}}(d_{s_0}, d_{s_1}, \dots, d_{s_k}, \dots, d_{s_{N-1}}) = Q_{s_1}^o, \\ \vdots \\ \psi_{q_{s_k}}(d_{s_0}, d_{s_1}, \dots, d_{s_k}, \dots, d_{s_{N-1}}) = Q_{s_k}^o, \\ \vdots \\ \psi_{q_{s_{N-1}}}(d_{s_0}, d_{s_1}, \dots, d_{s_k}, \dots, d_{s_{N-1}}) = Q_{s_{N-1}}^o \end{cases} \quad (1)$$

где S – множество с номерами, звеньев соответствующих скважинам или структурно (линейно) соединенным с ними штуцерам; $Q_{s_k}^o$ – значение заданной по технологии заводнения приемистости скважины и

расхода в линейно-связанном с ней штуцером-звеном – S_k (номинальный расход); k – номер элемента в множестве S ; N – количество элементов множества S , т.е. скважин равно количеству штуцеров; $\psi_{q_{S_k}}(d_{S_0}, d_{S_1}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}})$ – функции РК, соответствующие зависимостям объемного расхода в скважинах от диаметров штуцеров линейно-связанных с ними (здесь и далее значения функции $\psi_{q_{S_k}}$ равны гидропараметру звена $S_k - q_{S_k}$).

В связи с тем, что комплексный оптимум должен достигаться при совместном соблюдении условий минимизации среднего относительного отклонения текущих преимуществ от оптимальных – S_g и максимизации к.п.д. системы – η_ϕ необходимо максимизировать некий коэффициент эффективности – $\bar{K}_{эфф}$, отражающий совместное выполнение условий «технологической» и «технической» оптимизации.

Исходя из вышесказанного искомый оптимум достигается решением

$$\psi_{\bar{K}_{эфф}} \left(\begin{matrix} d_{S_0}, \dots, d_{S_k}, \dots, d_{S_{N-1}}, \\ kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}}, \\ kQ_{P_0}, \dots, kQ_{P_j}, \dots, kQ_{P_{M-1}} \end{matrix} \right) \rightarrow \max, \quad (2)$$

Также важно отметить допущение, согласно которому предполагается, что к.п.д. насоса не зависит от коэффициента kP . Это вполне правомерно, так как при последовательной установке центробежных насосов или установке дополнительных секций совместный к.п.д. такой системы слабо меняется при работе на оптимальном режиме. Так как предполагается искать корректирующие коэффициенты исходя из взаимодействия насосов или насосных станций, этот оптимальный режим также будет отыскиваться при решении (2).

Рассмотрим результаты оптимизации согласно решению задачи (2) на примере модели гидросистемы, отображенной на рис. 1, комплексные показатели которой до и после оптимизации отражены в табл. 1.

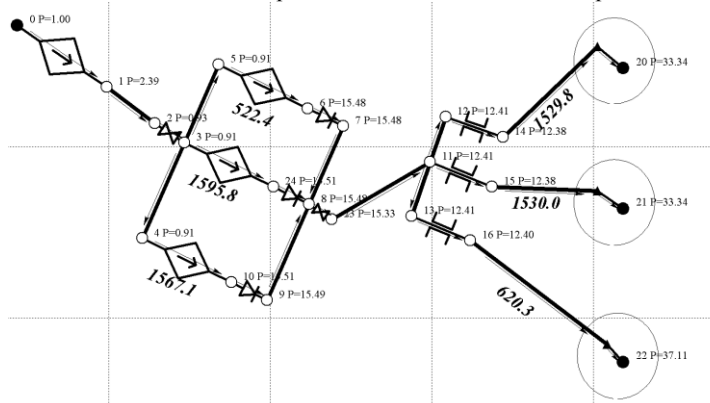


Рис. 1 Пример модели небольшой системы – потокораспределение до оптимизации

Номинальная преимущество скважин задана согласно требуемой по технологии заводнения: средней (по схеме) 1000 м³/сут, верхней 300 м³/сут, и нижней 200 м³/сут.

Таблица 1

Комплексных показателей системы до и после оптимизации

Величина	Ед.изм.	Значение до оптимизации	Значение после оптимизации
η_ϕ	%	21.44	37.57
S_g	%	148.7	0.08
$\bar{K}_{эфф}$	д.е.	$2.4 \cdot 10^{-4}$	0.376

Литература

1. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень, 2007. ОАО Тюменский дом печати. 664 с.
2. Стрекалов А.В. Вопросы управления и оптимизации гидросистем поддержания пластового давления. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири», Том 1, 2005. с.88–101.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ УНИКАЛЬНОГО ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕРМОШАХТНЫМ СПОСОБОМ**М.Н.Никитин**

Научный руководитель профессор А.В.Петухов

*Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Г.В.Плеханова, г.Санкт-Петербург, Россия*

Ярегское месторождение введено в разработку в 1935г. на естественном режиме. Оно является единственным в мире, где в широком промышленном масштабе уже более 30 лет применяется уникальная термошахтная технология, при которой для закачки пара используется плотная сетка вертикальных, горизонтальных (в основном пологовосстающих) скважин длиной до 300 метров, пробуренных из подземных горных выработок [1].

Нефтяная залежь размером 36х5 км пластового типа приурочена к крупной Ухтинской складке и контролируется Ярегской, Лыаельской и Вежавожской структурами III-порядка. Промышленные запасы приурочены к III пласту, который залегает на глубине 130-220 м в песчаниках среднего и верхнего девона. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 26 м. Средняя пористость пласта – 25%, средняя проницаемость – 2,0 мкм².

Нефть, насыщающая III пласт, характеризуется аномально высокой вязкостью – 10-12 Па·с в среднем при начальной пластовой температуре 6-8°C. Начальное пластовое давление – 1,0-1,3 МПа. Плотность нефти в пластовых условиях – 933 кг/м³, дегазированной – 945 кг/м³. Нефть малосернистая (до 1,1% масс.), малопарафинистая (0,5%).

Уникальность Ярегского месторождения заключается в том, что в пределах продуктивного пласта III сосредоточено около 50% разведанных запасов титановой руды Российской Федерации. Значительные запасы полезных ископаемых и комплексный подход к их разработке позволяют организовать на базе Ярегского месторождения, кроме трех действующих нефтешахт, строительство крупного горно-химического комплекса по добыче и переработке нефтетитановой руды.

С 1939 г. месторождение разрабатывалось шахтным методом. В процессе шахтной разработки испытывали различные дренажные системы, отличающиеся расположением горных выработок и скважин относительно пласта. С 1939 по 1953 г. применяли Ухтинскую систему разработки, при которой пласт разбуривался плотной сеткой вертикальных и наклонных скважин из выработок, расположенных на 20-30 м выше кровли продуктивного пласта. Забой скважин размещались по треугольной сетке на расстоянии 12-25 м друг от друга.

С 1953 г. месторождение начали разрабатывать по уклонно-скважинной системе, при которой блоки площадью 8-14 га разбуривались пологими скважинами из буровых галерей кольцевой формы, находящихся в продуктивном пласте. Расстояние между забоями скважин, расположенных в три-четыре яруса по толщине пласта, изменялось от 15 до 25 м, число скважин на один блок составляло 150-250 шт. [2].

Как показал опыт разработки Ярегского месторождения с применением очень плотных сеток скважин, любые методы воздействия на пласт, не предполагающие снижения аномальных реологических свойств нефти, малоэффективны и не позволяют повысить нефтеотдачу выше 5-6%.

Опытные работы по закачке в пласт пара были начаты в 1968 г. Как показал дальнейший опыт, сочетание теплового воздействия на пласт с шахтным позволило наилучшим образом использовать преимущества того и другого метода.

Первые опыты по нагнетанию в пласт пара были проведены с использованием вертикальных и круто наклонных скважин глубиной 40-50 м, пробуренных из надпластовых выработок (ухтинская система).

Промышленное внедрение двухгоризонтной системы теплового воздействия было начато в 1972 г. За десять лет разработки уклонного блока нефтеотдача на площади 17,6·10⁴ м², определенная по методу материального баланса, достигла 40%. Ее прирост за счет закачки пара составил 35% при удельном расходе пара 2,2 т/т. На сегодняшний день данная система применяется на большей разрабатываемой части месторождения. Двухгоризонтная система предусматривает закачку пара под давлением 1,5-2,0 МПа через плотную сетку вертикальных и крутонаклонных скважин, пробуренных из надпластовых горных выработок, а нефть добывается через пологовосходящие скважины, пробуренные через 20-30 метров из буровых галерей кольцевой формы, расположенных в нижней части пласта (см. рис.). По двухгоризонтной системе отработано и находится в разработке свыше 500 га площадей, при текущей нефтеотдаче порядка 40%.

Визуальные наблюдения в процессе шахтной разработки залежи показали, что III пласт разбит многочисленными тектоническими нарушениями, расположенными в среднем через 20-25 м, и густой сетью мелких трещин. Угол падения нарушений – 60-90°, раскрытость изменяется от долей до нескольких сантиметров. В процессе эксплуатации месторождения установлено, что основными путями фильтрации добываемых и закачиваемых флюидов являются трещины, тогда как основные запасы нефти содержатся в пористой части пласта. В связи с этим тип рассматриваемого коллектора характеризуется как трещинно-поровый.

Уже в начальный период разработки Ярегского месторождения было установлено, что решающим фактором, влияющим на нефтеотдачу пласта, является трещиноватость. Анализ разработки показал, что при термошахтной разработке трещины продолжают играть решающую роль в механизме прогрева и вытеснения нефти из пласта. При этом роль трещин безусловно положительная. Последние являются основными путями фильтрации водяного пара, закачиваемого через паронагнетательные скважины.

Основные факторы, затрудняющие эффективную разработку залежи – аномально высокая вязкость нефти и низкая пластовая энергия [1].

При повышении температуры пласта до 120°C вязкость нефти снижается почти в 1000 раз. Этот факт является главной предпосылкой применения тепловых методов воздействия на пласт. Для применения теплового воздействия на Ярегском месторождении имеется также ряд других благоприятных предпосылок: небольшая глубина залегания пласта, его хорошие фильтрационно-емкостные свойства, большая остаточная нефтенасыщенность.

Термошахтный метод разработки, хотя и ограничивает параметры теплоносителя, позволяет применять плотные сетки подземных скважин. Благодаря термошахтному методу появилась возможность удержания добычи битумной нефти на уровне более 500 тысяч тонн в год на протяжении более 20 лет. При этом коэффициент нефтеизвлечения на отдельных участках Ярегской площади достиг 60%.

Ведутся работы по поиску экономически и технологически более эффективных технологий разработки месторождения. В настоящее время на Ярегском месторождении, помимо двухгоризонтной системы теплового воздействия, применяются следующие технологии: одногоризонтная система, одногоризонтная система с оконтуривающими выработками и подземно-поверхностная. В 2007 г. была испытана технология термогравитационного дренирования пласта (ТГДП или SAGD).

Опыт применения термошахтного метода разработки на Ярегском месторождении является положительным и позволяет увеличить нефтеотдачу пласта до 50-60%. Однако следует отметить, что из 3-х площадей Ярегского нефтяного месторождения в промышленной термошахтной разработке находится только Ярегская площадь.

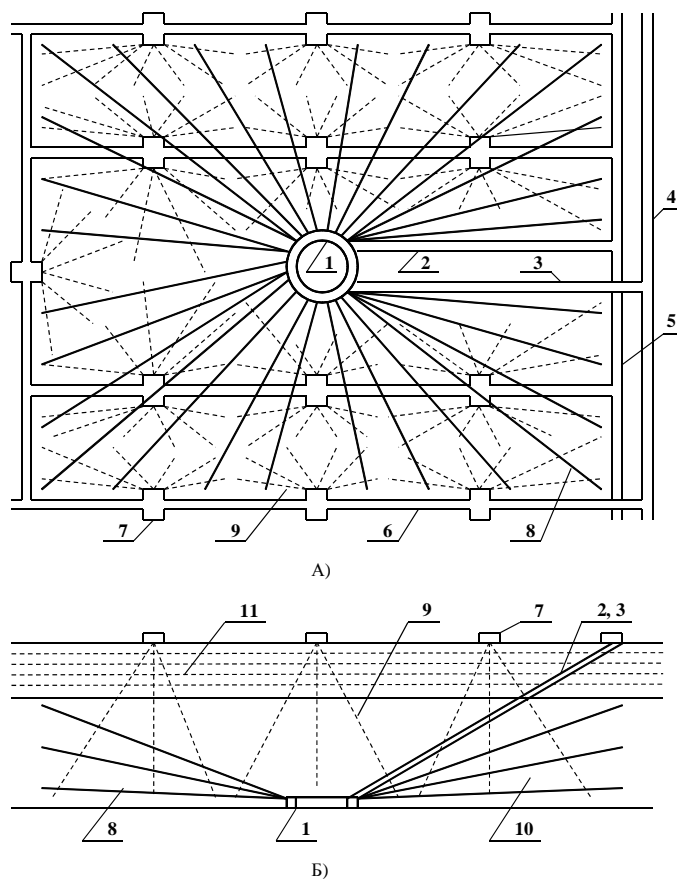


Рис. Принципиальная схема двухгоризонтной системы: А – план, Б – разрез; 1 – галерея; 2 – ходок; 3 – уклон; 4 – вентиляционный штрек; 5 – откаточный штрек; 6 – полевой штрек; 7 – буровая камера; 8 – добывающая скважина; 9 – нагнетательная скважина; 10 – нефтяной пласт; 11 – надпластовые породы (туффит)

Вовлечение в широкомасштабную промышленную разработку запасов нефти Лыяельской и Вежавожской площадей, которые имеют более сложные геологические строения и подстилаются подошвенной водой, требует создания и внедрения новых эффективных технологий. Также необходимы оптимизация и совершенствование применяемых термошахтных технологий с целью повышения технико-экономических показателей разработки Ярегского месторождения.

Литература

1. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов/ Л.М.Рузин, И.Ф.Чупров; под ред. Н.Д.Цхадая.-Ухта:УГТУ, 2007.-244с.
2. Тюнькин Б.А. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти / Коноплев Ю.П.-Ухта:Печорнипинефть, 1996.-160 с.

**ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА
«СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА» ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН****И.В. Отс**

Научный руководитель профессор А.В. Петухов

**Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия**

Нефтеносность III пласта Ярегского месторождения была установлена поисковой крелиусной скважиной №57, забуренной 16 апреля 1932 г. на газ по договоренности с трестом Стройгаз. Но только скважина № 62 Ухто-Печорской экспедиции, заложенная 8 августа 1932 года, дала первые промышленные результаты. Эта скважина доказала промышленное значение залежи, что привело к немедленной организации разведочных работ по опробованию и оконтуриванию Ярегского месторождения разведочно-эксплуатационными скважинами и созданию так называемого 3 нефтепромысла.

Разработка Ярегского месторождения была начата в 1935 г. с поверхности. Два опытных участка общей площадью 43,4 x 10 м² включали 69 скважин, размещенных по треугольной сетке на расстоянии от 75 до 100 м друг от друга. Эксплуатация участков велась до 1944 г., а затем была прекращена в связи с низкими дебитами скважин и техническими осложнениями в добыче, сборе и транспорте высоковязкой нефти. Коэффициент нефтеотдачи составил 1,8% [2].

С 1939 г. месторождение начали разрабатывать шахтным способом. В процессе шахтной разработки испытывали различные дренажные системы, отличающиеся расположением горных выработок и скважин относительно пласта. С 1939 по 1953 г. применяли Ухтинскую систему разработки, при которой пласт разбуривался плотной сеткой вертикальных и наклонных скважин из выработок, расположенных на 20-30 м выше кровли продуктивного пласта. Забои скважин размещались по треугольной сетке на расстоянии 12-25 м друг от друга.

Промысловые наблюдения показали, что дебиты скважин, изменяясь в широких пределах, зависят в основном от их взаимного расположения и тектонических нарушений. Продуктивность отдельных скважин, пересекающих крупные тектонические нарушения, достигла 20 т/сут. Из высокодебитных скважин (с суммарной производительностью не менее 20 тонн на скважину), составляющих 2,3% от общего фонда, добыто около 16% всей нефти. Дебиты скважин, не вскрывшие крупные трещины, были на 1-2 порядка меньше. Это свидетельствует о преобладающей роли трещин в фильтрации высоковязкой нефти.

Специфические коллекторские свойства III пласта Ярегского месторождения еще в 1941 году привели геологов к выводу о том, что продуктивность скважин в значительной степени зависит от густоты и характера вскрытых трещин, группирующихся в зоны дробления с улучшенными коллекторскими свойствами, а, следовательно, с более высокой нефтеотдачей. Начиная с 1941 г. геологами нефтешахт ведется систематическое изучение трещиноватости продуктивных пород. Так еще в 1943 г. проведенный анализ работы скважин нефтешахты №1 показал, что на долю высокодебитных (трещинных) скважин, составляющих 5 % от общего фонда, приходится более 34 % объема добычи нефти, в то время как остальные 95 % фонда скважин дали только 64 % добытой нефти (Ф.В. Поливанный, 1943). Это позволило подсчитать, что одна высокодебитная (трещинная) скважина в среднем дает в 10 раз больше нефти, чем средняя обычная (поровая) скважина. Проведенные исследования трещиноватости продуктивного пласта помогли геологам нефтешахты № 1: А.И. Ечистову, К.Г. Болтенко, И.А. Махоткину и А.Д. Бездель под руководством главного геолога С.Ф. Здорова впервые разработать и внедрить в практику наиболее оптимальную систему бурения подземных скважин на базе метода «структурного анализа». Благодаря этому методу стало возможным не только предугадывать высокодебитные (трещинные) скважины (скважины 790, 1192, 1197 и др.), но и производить целенаправленное бурение на пересечение тектонических трещин, с целью увеличения отборов и повышения нефтеотдачи. Например, скважина № 461, пробуренная по этому методу, вошла в эксплуатацию с дебитом 10-12 т/сут.

Опыт изучения трещиноватости продуктивных пород Ярегского нефтяного месторождения уникален. Детальному изучению дизъюнктивной тектоники III пласта и непосредственно перекрывающих и подстилающих его пород способствует необычное для нефтяных месторождений вскрытие разреза горными выработками и тысячами скважинами, пробуренными из подземных галерей в разных направлениях. В настоящее время основы метода «структурного анализа», пересечение зон дробления и вертикальных трещин с целью увеличения продуктивности скважин, широко применяются при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин не только в России, но и за рубежом.

В последние годы горизонтальное бурение стало довольно хорошо освоенной и стандартной технологией, направленной на увеличения нефтегазоотдачи при разработке залежей нефти и газа, связанных с трещиноватыми коллекторами, в США, а также на месторождениях высоковязких нефтей в Канаде. Подавляющее большинство горизонтальных скважин в США пробурено на меловые отложения остин в южном Техасе (месторождения Пирсолл и Гиддингс) и на глинистые сланцы (доманикиты) беккен в штате Северная Дакота. Здесь из го-

ризонтальных скважин добыто более 300 млн. баррелей в нефтяном эквиваленте или около 89% от всей добычи нефти из горизонтальных скважин в США. Работы по бурению горизонтальных скважин, но в гораздо меньших количествах, проводятся также в штатах Южная Дакота, Вайоминг, Алабама, Монтана, Луизиана, Оклахома, Юта, Нью Мексико, Колорадо и Мичиган [3]. Практика использования горизонтального бурения показала, что, наряду с залежами тяжелых высоковязких нефтей, эта технология может эффективно применяться при разработке скоплений нефти и газа, связанных с трещинными коллекторами.

Приток пластового флюида при вскрытии пласта горизонтальной скважиной в значительной степени зависит от количества трещин и их раскрытости. В связи с этим, при обосновании оптимальных участков для бурения горизонтальных скважин необходимо учитывать данные сейсмических исследований, опыт эксплуатации вертикальных скважин, гидродинамическую характеристику продуктивной зоны и, что самое главное, знать закономерности распространения трещиноватости в продуктивных породах.

На рис. 1 изображены в плане две горизонтальные скважины, пробуренные в меловых отложениях юга Техаса. Стволы скважин ориентированы под углом почти 90° по отношению один к другому. Суточный дебит скв. № 1, ориентированной почти параллельно простиранию естественных трещин, составил всего 8 м³/сут. В скв. № 2, которая благодаря перпендикулярной ориентации вскрыла большее число вертикальных трещин, начальный суточный дебит превысил 160 м³/сут.

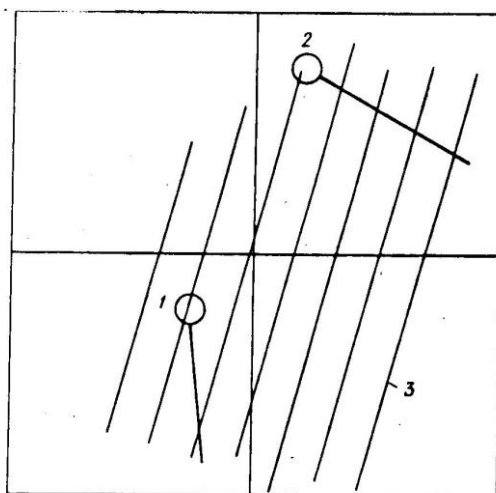


Рис. 1 План расположения стволов двух горизонтальных скважин на фоне линий ориентации трещин (по К.О. Стокли, 1991): 1 – скважина № 1; 2 – скважина № 2; 3 – линии ориентации трещин

Этот пример показывает, что на дебит горизонтальной скважины значительно влияет ее ориентация в плане относительно простирания систем трещин.

На основе установленных закономерностей пространственной зональности трещинных коллекторов в сложнопостроенных резервуарах Тимано-Печорской провинции, проведенного анализа разработки залежей УВ, также учитывая опыт бурения и эксплуатации скважин Ярегского месторождения и опыт бурения горизонтальных скважин зарубежом, была разработана и предложена к практической реализации ресурсосберегающая технология разработки залежей углеводородов [1]. Система размещения вертикальных и горизонтальных скважин в пределах сложнопостроенного трещинного резервуара, отражающая сущность предлагаемой технологии разработки, показана на рисунке 2.

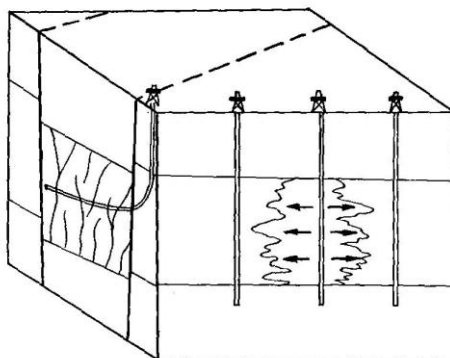


Рис. 2 Принципиальная схема размещения горизонтальных и вертикальных скважин в продуктивном пласте с учетом простирания трещинных зон

Для практической реализации ресурсосберегающей технологии были разработаны, обоснованы и апробированы основные технические и технологические решения проводки горизонтальных скважин, которые предусматривают проектирование горизонтальных и разветвленных скважин с использованием пространственной модели сплайнов, определением угла входа в продуктивный пласт с учетом наклона и толщины продуктивного пласта, погрешности проводки траектории ствола, устойчивости пород, плотности бурового раствора и конструкции скважин. Новые технические средства для ориентированного набора угла: роторные, винтовые и турбинные отклонители, дезориентированные, с гибким и шарнирным элементами. Навигационные полуавтоматические сигнализаторы, бурогеофизический комплекс (БГК) "Печора", технология вскрытия, конструкция забоя и разобщения пластов, способы бурения ответвлений, защищенные патентами и авторскими свидетельствами. БГК "Печора" был использован в 15 горизонтальных и одной многозабойной скважине, пробуренных в Тимано-Печорской провинции [1]. Использование предлагаемой технологии, разработанной на основе «структурного анализа», при эксплуатации залежей углеводородов в сложнопостроенных резервуарах позволяет сократить в 2-3 раза количество добывающих скважин при сохранении проектных уровней добычи углеводородов, значительно уменьшить объем капиталовложений на обустройство объектов, увеличить коэффициент нефтегазоотдачи, уменьшить интенсивность обводнения скважин, улучшить экологическую обстановку в пределах разрабатываемых площадей, уменьшить техногенное воздействие в 5-10 раз, а также существенно повысить эффективность природоохранных мероприятий по использованию недр за счет снижения интенсивности обводнения скважин и более полного извлечения углеводородов из пластов. Эта технология может найти широкое применение на многих залежах углеводородов, содержащих трудноизвлекаемые запасы, разработка которых традиционными методами считается малорентабельной.

Литература

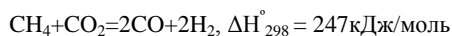
1. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Монография. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. - 276с.
2. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термощахтного способа добычи нефти. Ухта: Печорнипинефть, 1996. - 160 с.
3. Swindell G.S. , 1996. U.S. horizontal wells show varied production performance. "Oil and Gas Journal", march 25, - p. 66-69.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОНВЕРСИИ МЕТАНА В СИНТЕЗ-ГАЗ НА ИНТЕРМЕТАЛЛИДАХ НИКЕЛЯ

О.В. Пахнутов

Научный руководитель старший научный сотрудник Л.А. Аркатова
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В настоящее время все большее внимание исследователей привлекают альтернативные, еще не реализованные в промышленности процессы переработки метана, позволяющие получать синтез-газ с необходимым отношением компонентов $n(\text{H}_2)/n(\text{CO})$ и, таким образом, расширяющие возможности использования природного газа, посредством переработки его в метанол, метилметакрилат, поликарбонаты, углеводороды по методу Фишера-Тропша и др. Значительное количество запасов природного газа находится в России, однако, конверсия осуществляется лишь на уровне 2% от уровня добычи. Диоксид углерода часто сопутствует месторождениям природного газа, и поэтому с экономической и экологической точек зрения актуальной является разработка катализатора процесса конверсии метана углекислым газом:



Исходные компоненты CH_4 и CO_2 являются парниковыми газами, дешевы, и существует реальная возможность создания многотоннажных процессов на их основе. В российской промышленности такой процесс не реализован.

Ранее в ЛКИ ТГУ был разработан катализатор [1] на основе интерметаллида никеля для процесса углекислотной конверсии метана (УКМ) с добавлением в качестве модифицирующей добавки Mo, однако, не выявлены оптимальные условия реализации процесса в связи с отсутствием детальной информации о физико-химических закономерностях процесса, что в значительной степени затрудняет избирательное ведение процесса и осложняет поиск оптимальных условий его осуществления. Метод математического планирования эксперимента ускоряет процесс поиска оптимальной области при неполном знании механизма процесса.

В данной работе поставлена цель – изучить влияние основных параметров процесса углекислотной конверсии метана в синтез-газ с использованием элементов дисперсионного и регрессионного анализов, найти функциональную зависимость между конверсиями исходных газов и выходами целевых продуктов от факторов, выявить оптимальный режим ведения процесса на основе полученной полиномиальной модели.

Вышеуказанная цель была достигнута посредством поэтапного решения следующих задач:

- 1) построение математической модели в виде полинома – отрезка ряда Тейлора с аппроксимацией до степени, при которой модель станет адекватной реальной поверхности отклика для процесса УКМ с использованием в качестве катализатора сплава на основе системы Ni-Al, модифицированной Mo.

- 2) использование композиционного планирования по Боксу и Уилсону.
- 3) согласно полученной модели осуществление движения по поверхности отклика посредством методов нелинейного программирования и расчета оптимальных условий проведения процесса.

На основании априорной информации [2] были выбраны следующие факторы, влияющие на выход CO и H₂ (Табл.1):

Таблица 1

Основные параметры и интервалы их варьирования для процесса УКМ

Факторы	Температура, °С	Мольное соотношение CO ₂ :CH ₄	Объем катализатора, см ³	V (CO ₂ +CH ₄), см ³ /мин
Обозначение факторов	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄
Основной уровень	800	1:1	1	100
Интервал варьирования	100	2	0,5	50
Верхний уровень	900	3:1	1,5	150
Нижний уровень	700	1:3	0,5	50

Для любого фактора z_j точка с координатами (z₁⁰, ..., z_j⁰), определяемая соотношением: z_j⁰ = (z_{jmax} + z_{jmin})/2, j= 1, ..., k, является центром плана, в случае риформинга метана она имеет следующие координаты: (800, 1:1, 1, 100), где в натуральных единицах приведены параметры, указанные выше. Интервал варьирования по оси z_j определяется как:

$$z_j^0 = (z_{jmax} - z_{jmin})/2$$

Для удобства расчетов был осуществлен переход от переменных z_j к новым x_j путем следующего линейного преобразования [3]:

$$x_j = (z_j - z_j^0)/\Delta z_j, j=1, \dots, k$$

Для переменных x_j нижний уровень равен (-1), а верхний - (+1), координаты центра плана равны нулю и совпадают с началом координат.

В данной работе первоначально была выполнена серия экспериментов с целью аппроксимации реальной поверхности отклика полиномом первой степени, т.е. осуществлено моделирование по первому порядку, план включал в себя 16 опытов и дублирующие эксперименты (Табл.2).

Таблица 2

Матрица центрально-композиционного планирования для моделирования процесса УКМ на катализаторе Ni₃Al+5%Mo

№ п/п	X ₁ , температура, °С		X ₂ , CO ₂ :CH ₄		X ₃ , объем катализатора, см ³		X ₄ , V _{CO2+CH4} см ³ /мин		Конверсия CO ₂ , %	Конверсия CH ₄ , %
	отн.	нат.	отн.	нат.	отн.	нат.	отн.	нат.		
1	-1	700	-1	0,3	-1	0,5	-1	50	65,61	0,00
2	1	900	-1	0,3	-1	0,5	-1	50	99,86	98,95
3	-1	700	1	3,0	-1	0,5	-1	50	25,55	5,07
4	1	900	1	3,0	-1	0,5	-1	50	63,79	97,38
5	-1	700	-1	0,3	1	1,5	-1	50	77,76	42,90
6	1	900	-1	0,3	1	1,5	-1	50	94,14	93,87
7	-1	700	1	3,0	1	1,5	-1	50	28,72	10,20
8	1	900	1	3,0	1	1,5	-1	50	63,92	99,64
9	-1	700	-1	0,3	-1	0,5	1	150	35,60	15,62
10	1	900	-1	0,3	-1	0,5	1	150	98,90	81,64
11	-1	700	1	3,0	-1	0,5	1	150	8,43	0,00
12	1	900	1	3,0	-1	0,5	1	150	47,34	65,62
13	-1	700	-1	0,3	1	1,5	1	150	55,03	13,45
14	1	900	-1	0,3	1	1,5	1	150	97,65	95,05
15	-1	700	1	3,0	1	1,5	1	150	14,23	7,97
16	1	900	1	3,0	1	1,5	1	150	52,56	77,30

Дисперсия воспроизводимости опре делялась как средняя выборочная дисперсия по всем опытам. Однородность дисперсии проверялась по критерию Кохрена, значимость каждого коэффициента в отдельности – по критерию Стьюдента с 95% уровнем значимости, однако, линейные модели оказались неадекватными реальным поверхностям отклика, следовательно, в данной области факторного пространства имеет место существенная

нелинейность, для адекватного описания которой были использованы нелинейные полиномы, прошедшие тест на адекватность.

Таким образом, в работе получены полиномиальные многопараметрические модели, адекватно описывающие процесс конверсии метана углекислым газом, построены частные поверхности отклика при фиксировании желаемых параметров и найдены оптимальные условия проведения процесса УКМ на интерметаллидных катализаторах.

Литература

1. Arkatova L.A., Kurina L. V., Galaktionova L. V. The influence of modifying admixtures on the catalytic properties of the Ni_3Al intermetallic compound in the conversion of methane with carbon dioxide//Russ. J. of Phys. Chem. A. - 2009. -Vol. 83.- № 4.- p. 624-629.
2. Arkatova L. Influence of Nickel Content on Catalytic Activity and Stability of the Systems, Based on Intermetallic Ni_3Al in the Conversion of Natural Gas Using Carbon Dioxide//Russ. J. of Phys. Chem. A 84 (4) (2010) 566-572.
3. Аркатова Л.А. Математическое моделирование процесса углеотложения при парциальном окислении этиленгликоля в глиоксаль на медном катализаторе // 12 Международная конференция по химии и хим. технологии «МКХТ-98», 9-11 декабря 1998. – Тез. докл., часть 3. – Москва: РХТУ им.Менделеева, с 53.

ВЛИЯНИЕ ГИДРОДИНАМИКИ НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ В ЗОНАХ «ВРЕЗА» БОБРИКОВСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

О.В.Преснякова, О.А. Молотова

Научный руководитель доцент Р.А.Батырбаева

Казанский государственный университет им.В.И.Ульянова-Ленина,г.Казань, Россия

Ухудшение структуры запасов в целом на месторождениях ОАО «Татнефть» все актуальнее ставит вопрос о более эффективных методах разработки, а также снижении затрат на добычу нефти. В этих условиях большое значение приобретает вопрос о возможности гидродинамической связи бобриковских и турнейских отложений в зонах эрозионных «врезов». Поскольку при наличии связи между коллекторами внутриврезовой и турнейской залежей отпадает необходимость создания системы заводнения непосредственно в бобриковской залежи. Интенсификация выработки ее запасов возможна посредством поддержания пластового давления нагнетательными скважинами, работающими на залежи турнейского яруса. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

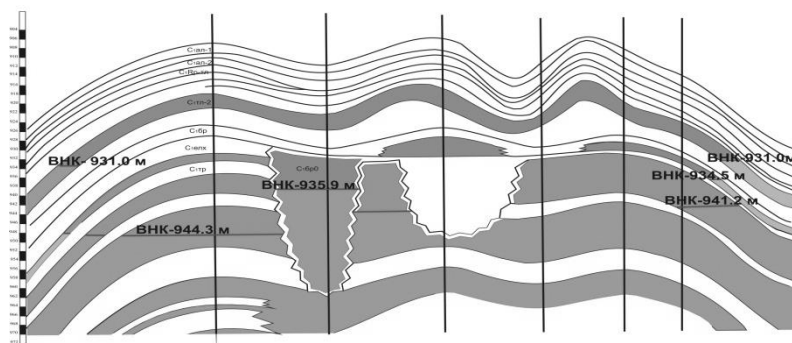


Рис.1 Геологический профиль Березовского месторождения

Важнейшей особенностью геологического строения продуктивных отложений нижнего карбона, выявленных в процессе промышленного освоения месторождений восточного борта Мелекесской впадины, западного склона Южно-Татарского свода является наличие эрозионных «врезов» (рис.1), которые характеризуются увеличенной мощностью терригенных отложений радаевского и бобриковского горизонтов, размывом отложений косвинского горизонта и карбонатов турнейского яруса [1].

Коллекторы отложений бобриковского горизонта сложены песчано-алевритовыми породами (поровый тип), коллекторы турнейского яруса – преимущественно известняками (преимущественно трещинно-поровый тип) [2].

Несмотря на то, что турнейские залежи нефти, как правило, совпадают в плане с бобриковскими и находятся в непосредственной близости от них по разрезу, на расстоянии 3-8м, турнейские и бобриковские отложения по причине разности типов коллекторов выделены в самостоятельные объекты разработки с поддержанием пластового давления путем заводнения. Однако, в случае зоны развития врезовых разрезов, перемычка между размытыми турнейскими известняками и песчаниками бобриковско-радаевских коллекторов уменьшается до 0,8м, а чаще и вовсе отсутствует. Этот факт заставляет задуматься о наличии возможных перетоков флюида.

Основной причиной для рассмотрения вопроса о вертикальных и латеральных перетоках послужили многочисленные сведения из технологических схем разработки о невыявленных причинах преждевременного обводнения скважин на залежах, связанных с врезовой зоной в турнейских коллекторах. Особенностью работы

таких скважин является отсутствие безводного периода и быстрая динамика обводнения до 40-60% в течение одного-двух лет (Ашальчинское месторождение). Кроме того, на указанном месторождении сомнение вызывает состояние текущих извлекаемых запасов нефти этой залежи. За период с 1997-98 по 2005гг отобрано около 84% при текущей обводненности равной 61,2%. Сомнительно также количество отобранной нефти по отдельным скважинам, величина которой уже в ряде случаев превышает в 2-3 раза начальные извлекаемые запасы, приходящиеся на одну скважину.

Подобные сведения были встречены в технологических схемах разработки целого ряда месторождений: Беркет-Ключевское, Пионерское, Лангуевское, Соколкинское, Ямашинское, Кадыровское и др. Интересен случай Беркет-Ключевского месторождения. Здесь объем перетока нефти из турнейского яруса в бобриковский горизонт считается равным около 400 тыс. тонн. Однако здесь так же, как на многих месторождениях, осложненных «врезами», перетоки из одного горизонта в другой инструментально не определялись.

Прямые признаки перетоков были отмечены лишь в одном случае: на Онбийском месторождении. В 2004 году были проведены исследования по закачке меченых жидкостей в турнейский ярус через систему нагнетательных скважин. Индикаторные исследования позволили установить, что нагнетаемая в турнейские отложения вода проходит в соседние – бобриковские.

Из скважин, вскрывших эрозионную границу контакта турнейских пород с бобриковскими, пока не были получены керновые материалы. Потому имеет смысл говорить лишь о таких косвенных признаках, как близкие пластовое давление, отметки ВНК, нетипичные (повышенные) дебиты скважин, а также сравнение фактических показателей разработки с проектными.

Для исследования этих признаков в данной работе были рассмотрены месторождения восточного борта Мелекесской впадины, а также западного склона Южно-Татарского свода, затронутые визейскими «врезами». Однако из 37 рассмотренных месторождений, лишь в 21 случае отмечен факт совпадения в плане бобриковских и турнейских залежей нефти, которые осложнены эрозионными «врезами». В 7 случаях «врез» не затрагивает залежи, не влияет на их структуру. В 5 случаях турнейские отложения не являются продуктивными, и в 1 случае залежи нефти отмечены только в турнейских отложениях.

На 9 месторождениях было произведено сравнение фактических показателей разработки с проектными. Интервал времени сравнения составил от 2 до 6 лет. В 55,5% случаев наблюдается превышение фактической годовой добычи жидкости над проектной в интервале 23,6-56%, при этом на 3ех месторождениях данные показатели были достигнуты фондом скважин меньшим проектного. Это связано с повышенными дебитами, которые достигают здесь 15-20 т/сут, против стандартных 5-6 т/сут. В 33,3% случаев по многочисленным причинам (оставание ввода новых скважин, уменьшение площади месторождения и др.) проектные показатели оказались ниже фактических. В 11,1% случаев фактические показатели были выше проектных из-за увеличения фонда скважин.

Повышенные дебиты отмечаются также на ряде месторождений, на которых не производилось сравнения фактических показателей с проектными. Здесь дебиты также превышают средние в 2-4 раза. Например, на Степноозерском месторождении приток флюида из терригенных отложений, компенсирующих «врез», составил 38т/сут.

Рассматривая текущее давление по турнейским и бобриковским отложениям, учитывались данные пластового давления (МПа) по 17 месторождениям. В 16,6% случаев пластовое давление по турнейскому превышало давление по бобриковскому в среднем на 0,7 МПа. В 55,5% случаев разница в давлении составила менее 1,5 МПа, и в 33,3% случаев разница отмечалась более 1,5 МПа.

Обращает на себя внимание близость отметок водонефтяного контакта по залежам бобриковского горизонта и турнейского яруса, что косвенно свидетельствует о гидродинамической связи терригенных и карбонатных пластов. Так на Шегурчинском, Березовском, Степноозерском, Онбийском месторождениях водонефтяной контакт в пределах залежей, осложненных «врезами» отмечается на одной отметке. На многих месторождениях разница отметок ВНК колеблется в интервале 2-7м (Соколкинское, Ямашинское, Демкинское, Кадыровское и др.)

Таким образом, суммируя вышеперечисленные признаки наблюдаем следующую картину: в 29% случаев имеем 3 косвенных признака наличия гидродинамической связи, в 24% случаев об этом факте свидетельствуют 2 косвенных признака. В 38% случаев на связь указывает лишь 1 признак, в 9% случаев вообще не отмечено косвенных признаков (рис.2).

Следовательно, однозначно утверждать о наличии гидродинамической связи коллекторов бобриковского горизонта с отложениями турнейского возраста нельзя, поскольку, во-первых, велик процент месторождений, на которых не встречены случаи наличия косвенных признаков подобной связи, либо указывает лишь один признак (47%). Во-вторых, даже на месторождениях, где отмечены 2-3 косвенных признака наличия связи необходимо провести инструментальные измерения перетоков, такие как закачка меченых жидкостей в турнейский ярус через систему нагнетательных скважин или провести индикаторные исследования путем закачивания трития в близлежащие нагнетательные скважины, работающие на турнейский ярус и проведения импульсно-нейтронного каротажа в добывающих скважинах, эксплуатирующих «внутрирезовые» бобриковские залежи нефти.

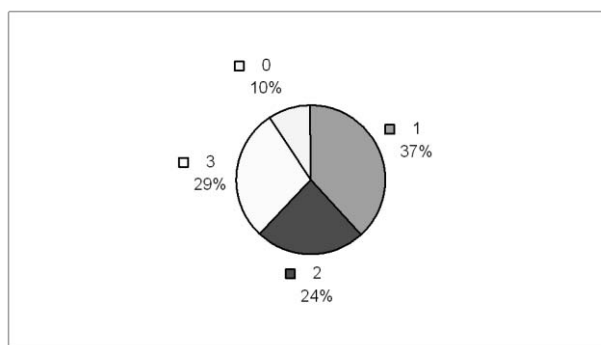


Рис.2 Диаграмма суммарных показателей косвенных признаков

Литература

1. Ларочкина И.А. Геологический основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории республики Татарстан. – Казань: изд-во ООО«ПФ«Гарт», 2006 - 210с.
2. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений /под редакцией Р.Х. Муслимова. - Т.2. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007- 524с.

К ВОПРОСУ ВЫБОРА СКВАЖИН – КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВТОРНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Р.Р. Сабитов

Научный руководитель доцент В.А. Коротенко

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время является наиболее популярным методом увеличения продуктивности скважин на старых месторождениях, он проводится в больших количествах и к настоящему времени в большинстве фонда скважин. За период эксплуатации скважин прошедшие после проведения первого ГРП, гидравлические трещины могут потерять свою эффективность по причине их постепенного разрушения в течение срока эксплуатации. Скважины с проблемами такого рода обладают наибольшим потенциалом для восстановления своей производительности путём повторного ГРП.

Наиболее интересным месторождением по количеству проведённых на нём ГРП является Вынгапуровское месторождение, т.к. процент скважин, подвергшихся ГРП, от всего эксплуатационного добывающего фонда составляет 59,1%, а от всего добывающего действующего фонда скважин составляет 129%, по пласту БВ₈. Средние характеристики скважин, подвергшиеся обработкам ГРП приведены в табл. 1.[2]

Таблица 1.

Показатели работы скважин при первичном и повторном ГРП

Показатель	Первичный ГРП		Повторный ГРП	
	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП
дебит нефти, т/сут	5,16	30,14	9,48	33,1
обводнённость, %	3,55	12,22	6,74	28,4
средняя дополнительная добыча нефти, т	3355,87		2385,86	
суммарная дополнительная добыча нефти, тыс.т	208,1		147,9	
средняя продолжительность эффекта, сут	184		130	
общая продолжительность эффекта, сут	11 447		8073	
средняя дополнительная добыча воды, т.	198,66		510,5	
суммарная дополнительная добыча воды, тыс.т	12,3		31,6	
кратность увеличения дебита нефти	5,32		4,77	
кратность увеличения обводнённости	3,67		7,05	

Эффективность повторного ГРП ниже по сравнению с первичным ГРП. Это связано с несовершенством выбора скважин – кандидатов для проведения повторного ГРП. Выбор скважин – кандидатов должен проводиться на основании комплексного анализа геолого-геофизических характеристик пласта, параметров первичного ГРП и созданной трещины, а также на основании эффективности первого ГРП и динамики работы скважин после первого ГРП. Корректное решение данного вопроса, в связи с необходимостью многофакторного анализа, возможно только с применением компьютерных технологий. В этом отношении наиболее перспективным представляется метод распознавания образов. Основные параметры в теории распознавания исходят из представления, что входные параметры образуют N-мерное пространство, в котором каждому образу соответствует множество

точек. Задача распознавания состоит в построении гиперплоскости, разделяющей эти множества. Функцию, описывающую гиперплоскость, можно расположить в ряд, бесконечный в общем случае, по какой – нибудь полной системе функций от входных параметров. Эта функция строится по разным законам на обучающей последовательности неограниченной длины. Задача распознавания образов состоит в отнесении предъявленных объектов к одному из классов по некоторым признакам, которые определяют данные классы. Одним из таких методов распознавания образов является последовательная диагностическая процедура. В ее основе лежит метод последовательного анализа, разработанный Вальдом. Данный метод основан на рассмотрении упорядоченных рядов признаков в сравниваемых группах.

Последовательность расчетов при данном методе следующая:

1. Выбираются признаки, которые по экспертной оценке влияют на процесс, и определяется информативность этих признаков;
2. Составляется база образов, по которой производится прогноз.

Информативность признаков. Имеются две группы объектов А и В (эффективные и неэффективные скважины-операции ОПЗ) и общий для них признак. Если в дифференцируемых состояниях объектов А и В этот признак отличается для каждой группы объектов, то значит он информативен. Следовательно, по этому признаку можно отличить объекты группы А от объектов группы В. Если же признак не информативен, то такое отличие по этому признаку осуществить не удастся.

Предварительный отбор информативных признаков производится с помощью критерия Вилкоксона – Манна-Уитни. После того, как по непараметрическому критерию определены информативности признаков, отбираются малоинформативные признаки и осуществляется переход к расчету информативности по более сильному методу Кульбака.

Диапазон изменения признака разбивается на интервалы и подсчитывается число наблюдений из группы А и В, попавших в данный интервал, т.е. частоты данного признака. Затем вычисляются относительные частоты в процентах, принимая за 100% сумму частот А во всех диапазонах и такую же сумму частот В.

Далее определяется величина отношения сглаженных частот А и В (\bar{y}_A / \bar{y}_B) и по этому отношению вычисляется диагностический коэффициент (ДК):

$$ДК = 10 \lg(\bar{y}_A / \bar{y}_B) \quad (1)$$

Согласно методу Кульбака величина информативности i-го диапазона j-го признака определяется по формуле:

$$I(X^i_j) = ДК(X^i_j) \frac{P(X^i_j) - P(\frac{X^i_j}{B})}{2} \quad (2)$$

где: $ДК(X^i_j)$ - диагностический коэффициент i-го диапазона j-го признака;

$P(\frac{X^i_j}{A})$ - вероятность (сглаженная частота) попадания в группу А i- диапазона j-го признака.

Для составления базы образов необходимо вычислить информативность признака в каждом диапазоне и найти информативность всего признака X_j , которая равна сумме информативности его диапазонов. Вносить признаки в базу образов следует в порядке уменьшения их информативности.

Для диагностирования (распознавания) скважины в группах А и В по рассматриваемому признаку строится зависимость распределения частот по диапазонам. Если в результате в каждом диапазоне получается приблизительно одинаковое число эффективных и неэффективных скважин, то сделать диагностику не удастся.

Порядок вычислений при последовательной диагностической процедуре построен на основных теоремах теории вероятности. Формула Байеса в последовательной диагностической процедуре принимает вид:

$$\text{порог} B < \frac{P(\frac{X^1_1}{A})P(\frac{X^2_2}{A}) \dots P(\frac{X^i_j}{A})}{P(\frac{X^1_1}{B})P(\frac{X^2_2}{B}) \dots P(\frac{X^i_j}{B})} < \text{порог} A \quad (3)$$

где: $P(X^i_j/A)/P(X^i_j/B)$ - отношение частоты, обнаруженной у i-го диапазона j-го признака группы А, к частоте того же диапазона и признака, но группы В.

Для принятия решения с требуемым уровнем надежности при использовании процедуры Вальда пороги определяют по следующим формулам:

$$\text{порог } A = 10 \lg(1-\alpha)/\beta; \text{ порог } B = 10 \lg \alpha / (1-\beta) \quad (4)$$

где: α, β – вероятности, значения которых колеблются в пределах от 0,05 до 1 (ошибки первого и второго рода).

Для прироста вычисления удобнее умножение отношений правдоподобия заменить соответствующим ему сложением логарифмов этих величин. Для того, чтобы эти логарифмы представляли собой целые числа, их умножают на 10 и округляют с точностью до единицы. Это величина, как было ранее сказано, и есть диагностический коэффициент:

$$ДК(X^i_j) = 10 \lg \frac{P(\frac{X^i_j}{A})}{P(\frac{X^i_j}{B})} \quad (5)$$

Тогда неравенство через ДК примет вид:

$$10 \lg \frac{\alpha}{1-\beta} \langle DK(x_1) + DK(x_2) + \dots + DK(x_j) \rangle (10 \lg \frac{1-\alpha}{\beta}) \quad (6)$$

Сбор информации и перемножение отношений вероятностей продолжается до тех пор, пока не достигнет порога А или В. Как только будет достигнут один из порогов, процедура прекращается и принимает решение: отнести данный опыт или скважину-операцию к группе А или В.

Полученные пороги позволяют сделать вывод о том, что в данной скважине будет эффект от проведения ГРП, относящийся к классу А или В. Если сумма диагностических коэффициентов окажутся внутри порогов А или В, то необходимо провести какое-либо воздействие на управляемые параметры, чтобы эта скважина имела прирост дебита Δq , относящийся к классу А. Если оказанные воздействия не позволяют перевести эту скважину из зоны неопределенности к одному из классов А или В, то этот метод не дает ответа на поставленный вопрос, но при этих порогах процент распознавания довольно высок.

Таким образом, применение данного метода позволяет производить предварительный отбор скважин, в которых проведение ГРП эффективно, и прогнозировать ожидаемую эффективность от обработок с надежностью до 80 % [1].

Литература

1. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения. // Лангелас – Тюмень. – 2001. – С. 88-94.
2. Третьяков С.В., Паршукова Л.А., Кильдышев С.Н. Анализ эффективности применения повторного ГРП (на примере месторождений, разрабатываемых ОАО «Сибнефть»). // Нефтепромысловое дело. – 2005. – №11. – С. 74-79.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ КОНФИГУРАЦИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН СЛОЖНЫХ ПРОФИЛЕЙ

И.А. Синцов, Г.П. Гердий

Научный руководитель профессор Л.М. Гапонова

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В последние годы возросла доля нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Одним из наиболее эффективных способов повысить нефтеотдачу пласта является бурение горизонтальных скважин. В связи с совершенствованием систем телеметрии стало возможно разбуривание пластов с малыми нефтенасыщенными толщинами и сложным геологическим строением. В практике разработки месторождений все чаще применяются горизонтальные стволы сложных конфигураций с пересечением одного, двух и более пропластков.

Однако при выборе оптимальных конфигураций скважин приходится сталкиваться с проблемами оценки их продуктивности. В случае же бурения горизонтальных стволов сразу на несколько пропластков встает также задача расчета оптимального соотношения их длин.

Свои формулы для расчета дебита горизонтальных скважин предлагали многие авторы – Борисов, Giger, Joshi, Renard. Эти формулы предполагают, что зона дренирования представляет собой либо круг, либо эллипсоид. Практические расчеты показывают, что значения дебитов согласно этим зависимостям не сильно различаются между собой. Другие авторы рассматривали работу скважины в полосообразном пласте. Однако ни одна из этих формул неприемлема в полной мере, так как не существует универсальных зависимостей, учитывающих геометрию каждого отдельного пласта, а также работу соседних скважин. Существует и другие факторы, которые отрицательно влияют на дебит – загрязненность призабойной зоны, неоднородность пласта, литологические нарушения, наличие газовой шапки, подстилающей воды, неточность проводки горизонтального ствола и другие. Расчеты могут дать лишь ориентировочные значения, которые практически всегда расходятся с реальными. Более точные результаты можно получить, построив гидродинамическую модель.

Однако, когда речь идет о проектировании горизонтальных скважин сразу на несколько пропластков, то встает проблема выбора соотношения длин горизонтальных участков. Моделирование множества различных вариантов отнимает большое количество времени и трудовых затрат. При этом оптимальный вариант может быть так и не найден, поскольку в таком случае нужно рассматривать каждую скважину в отдельности.

В таких случаях имеет смысл рассмотреть применение численных методов. Воспользуемся формулой Joshi для определения дебита горизонтальной скважины. В общем виде эта зависимость выглядит так:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu_n B} \cdot \frac{P_{nl} - P_z}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \frac{L^2}{2}}}{L/2} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2r_c}}$$

где 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_{nl}, 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.

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

где R_k – радиус контура питания, м.

На рисунке 1 изображена горизонтальная скважина, вскрывшая два пропластка. Чтобы найти дебит этой скважины нужно отдельно рассмотреть каждый из них, поскольку параметры в них могут различаться. Для наглядности примем следующие значения: $k_1 = 30$ мД; $k_2 = 20$ мД; $h_1 = 5$ м; $h_2 = 7$ м; $\mu_n = 1,1$ мПа·с; $B_1 = 1,25$; $B_2 = 1,3$; $P_{пл1} = 26$ МПа; $P_{пл2} = 27$ МПа; $P_{заб} = 10$ МПа; $R_{к1} = 2000$ м; $R_{к2} = 1500$ м; $L_1 = L_2 = 250$ м; $R_c = 0,1$ м.

Рассматриваем первый интервал:

1. Определяем коэффициент a :

$$a_1 = \frac{250}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 2000}{250}\right)^4}} = 2001,95 \text{ м}$$

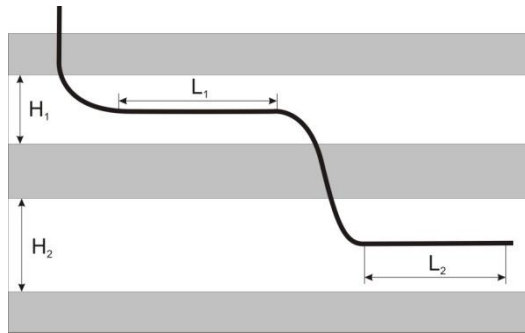


Рис. 1 Схема вскрытия двух пропластков горизонтальной скважиной. H_1, H_2 – нефтенасыщенные толщины; L_1, L_2 – длины работающих интервалов

2. Вычисляем дебит горизонтального участка:

$$q_1 = \frac{2\pi \cdot 30 \cdot 10^{-15} \cdot 5 \cdot (26 - 10) \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1,25 \cdot \ln \frac{2001,95 + \sqrt{2001,95^2 - (50/2)^2}}{250/2} + \frac{5}{250} \cdot \ln \frac{5}{2 \cdot 0,1}} = 3,105 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot 86400 = 268,28 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Аналогичным образом проводим расчеты для второго интервала. Получим $a_2 = 1502,61$ м; $q_2 = 275,53$ м³/сут. Для того, чтобы вычислить общий дебит скважины, суммируем полученные результаты:

$$q = q_1 + q_2 = 268,28 + 275,53 = 543,81 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

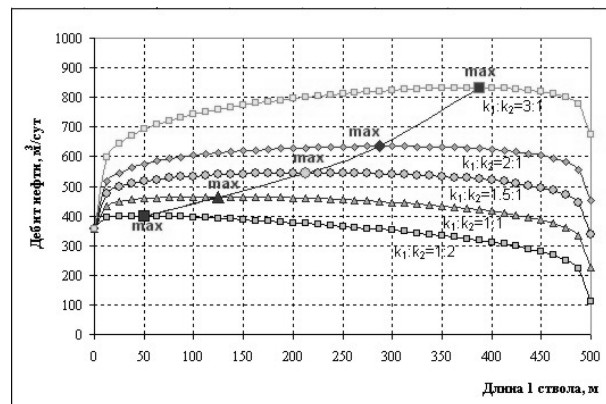


Рис. 2 Зависимость потенциального дебита горизонтальной скважины от соотношения длин первого и второго стволов и соотношения проницаемостей первого и второго пластов

Однако если задаться условием, что сумма длин горизонтальных участков должна быть постоянна и равна 500 м, то можно рассмотреть варианты с различной длиной каждого из стволов. На рисунке 2 представлены зависимости дебита от длины первого участка. Соответственно с увеличением длины первого ствола на столько же уменьшится длина второго ствола. Промежутки изменения длины горизонтального ствола приняты 12,5 м. В данном случае оптимальным оказался дебит при $L_1 = 212,5$ м и $L_2 = 287,5$ м. Стоит отметить и то, что близкие величины суммарных дебитов наблюдаются в широком диапазоне соотношений длин. Это связано главным образом со схожими параметрами двух пропластков, однако на практике характеристики пропластков могут существенно различаться. Также на рисунке 2 можно увидеть, как меняется оптимальное соотношение длин при варьировании проницаемости первого пласта от 10 до 60 мД.

Для более точных расчетов также следует вводить коэффициент анизотропии пласта, а также создавать зависимости, учитывающие более сложную геометрию, как скважины, так и пласта.

Таким образом, с помощью простых аналитических зависимостей можно производить многовариантный расчет схем со вскрытием горизонтальными стволами двух и более интервалов. Это позволит облегчить процесс моделирования пласта с применением горизонтальных скважин сложных конфигураций.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ ЗОНАХ ФАИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Стариков

Научный руководитель доцент И.А. Козлова

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В целом коллектора пласта ЮС₁¹ на территории Основной залежи Фаинского месторождения относятся к низкопроницаемым (менее 0,05 мкм²) с пористостью менее 18 %, характеризуется значительной литолого-фациальной неоднородностью, выражающейся как в значительной расчлененности, так и в частом замещении отдельных проницаемых прослоев непроницаемыми разностями. Все это определяет наличие многочисленных локальных литологических экранов, способствующих образованию в процессе разработки тупиковых и слабодренируемых зон, в меньшей степени затронутых процессом разработки.

Большая часть начальных геологических запасов пласта ЮС₁¹ на территории Основной залежи Фаинского месторождения приходится на сублитеральные и переходные образования: 47,1 % и 21,6 % соответственно. Для этих зон характерны низкие фильтрационно-емкостные свойства, высокая неоднородность, относительно руслово-пойменные образования, которые содержат 23,4 % начальных геологических запасов, вследствие ограниченного распространения (13,5 % площади нефте-носности).

Невысокая в целом продуктивность скважин, предопределяющая их эксплуатация электроцентробежными насосами (наиболее массовый способ эксплуатации, применяемый на месторождении) при ограниченном притоке жидкости из низкопроницаемого пласта явилась одной из основных причин масштабного проведения гидроразрыва пласта (ГРП). Технология ГРП в этом случае служит основой рационального подхода при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Гидроразрывы пласта проводились в скважинах, вскрывших все типы продуктивных образований, встречающихся на месторождении. В среднем по скважинам сублитеральной области за счет проведения ГРП удавалось повысить дебит нефти в 12 раз, по скважинам переходной зоны – в 9,1 раз, по скважинам русловых отложений – в 6,1 раз (рис. 2).

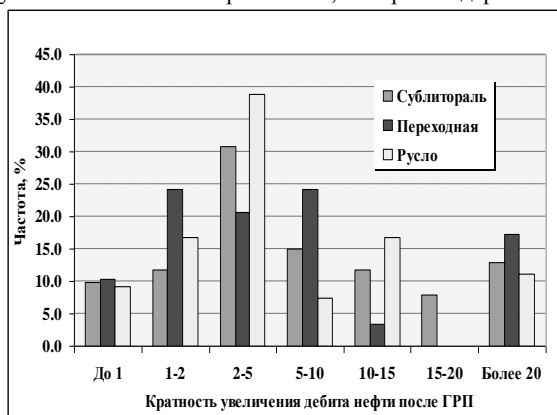


Рис. 1 Кратность увеличения дебитов нефти после проведения ГРП

В среднем по скважинам сублитеральной области за счет проведения ГРП удавалось повысить дебит нефти в 12 раз, по скважинам переходной зоны – в 9,1 раз, по скважинам русловых отложений – в 6,1 раз (рис. 2).

Высокая кратность увеличения дебитов соответствует скважинам с низкопроницаемой призабойной зоной пласта (менее 20 мД). Высокие отборы нефти соответствуют скважинам, в которых разрез пласта имеет наибольшую расчлененность с довольно высокой проницаемостью, где наиболее вероятны образования застойных зон (пойменные, в меньшей степени сублитеральные отложения). В тоже время, наряду с увеличением продуктивности скважин за счет гидроразрыва пласта, растет и время работы скважины, что также благотворно сказывается на величине накопленной добычи нефти.

Суммарная дополнительная добыча нефти по анализируемым скважинам составила 942 тыс.т (или 6,2 тыс.т/скважино-операцию), при этом максимальное значение данного показателя отмечено в скважинах, вскрывших образования переходного типа – 10 тыс.т/скважино-операцию и русловые постройки – 8,8 тыс.т/скважино-операцию. В скважинах, расположенных в сублитеральной области, дополнительная добыча нефти за первый год после стимуляции составила 6,1 тыс.т/скважино-операцию.

Однако, если анализировать такой показатель, как удельная дополнительная добыча нефти на метр нефтенасыщенной толщины, то в этом случае его максимальное значение отмечается в скважинах, вскрывших постройку переходного типа и сублиторальной области (соответственно, 1,17 и 0,817 тыс.т/скважино-операцию), в русловых образованиях – 0,607 тыс.т/скважино-операцию.

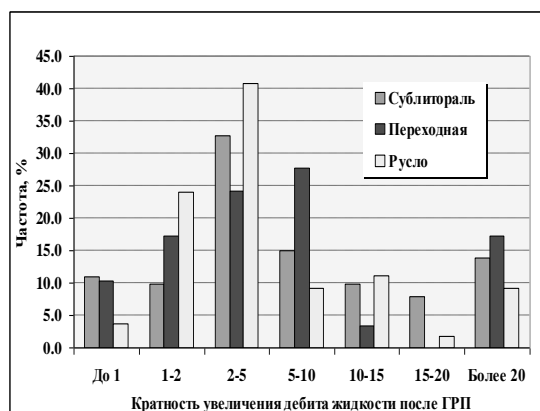


Рис. 2 Кратность увеличения дебитов жидкости после проведения ГРП

При проведении ГРП важно обеспечить правильный подбор скважин-кандидатов, для чего необходимо учитывать литолого-фациальную принадлежность скважин тому или иному типу разреза, а также правильно выбирать технологию проведения операций. Особенно это важно при использовании технологии ГРП на высокообводненных пластах, так как риск про-

рыва воды из заводненного объема коллектора по трещинам велик.

Для недопущения таких процессов необходим соответствующий подбор скважин, имеющих в разрезе естественные (природные) барьеры, отделяющие нефтеносную область от водонасыщенных разностей. В условиях Фаинского месторождения под эту категорию попадают скважины, вскрывшие сублиторальные области, разрез которых, как правило, представлен глинистым переслаиванием. Именно в этих скважинах при ГРП достигнут наибольший эффект. Для получения наилучших результатов в значительной степени способствует высокая расчлененность разреза (4–8 пропластков), способствующая образованию застойных зон. Гидроразрыв позволил эффективно вовлечь в разработку ранее неактивные запасы.

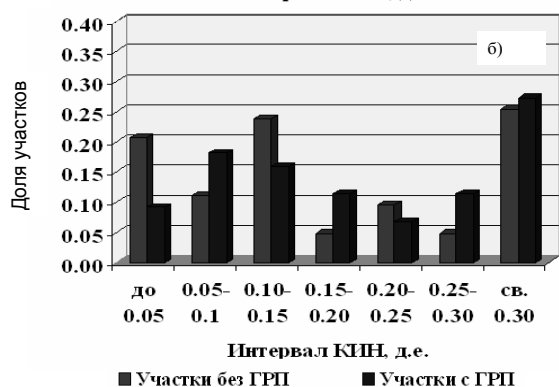
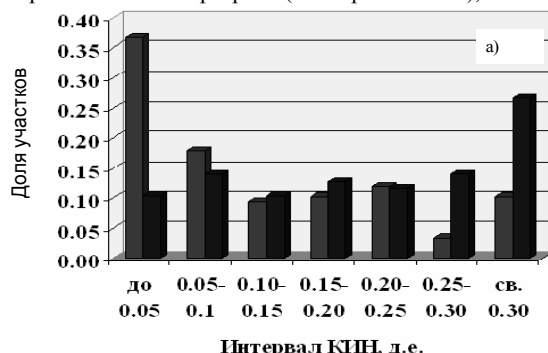


Рис. 3 Распределение участков анализа по прогнозируемому коэффициенту нефтеизвлечения: а) сублиторальная область; б) русловые и пойменные образования

По участкам, расположенным в сублиторальной области и не подверженным гидроразрыву, величина конечной нефтеотдачи (при отключении скважин при обводненности 99 %) составляет 0,129, при этом максимальное число участков (37 %) характеризуется величиной конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) менее 0,05 (рис. 3, а). Таким образом, прирост КИН за счет ГРП в сублиторальной области – 0,078 абс. д.е. (среднее значение КИН по участкам с ГРП составляет 0,207).

По участкам русловых образований, характеризующимися наилучшими коллекторскими свойствами, величина конечного КИН на участках, не подверженных ГРП, составляет 0,184, с ГРП – 0,248, при этом максимальное количество участков (около 25 %), как стимулированных, так и не стимулированных ГРП, имеют конечный КИН выше 0,3 (рис. 3, б) [1].

Однако, здесь необходимо учитывать то обстоятельство, что по ряду участков русловых областей проводились обработки нагнетательных скважин композицией «Галка». Если из анализа исключить участки, расположенные вблизи нагнетательных скважин, подверженных обработке гелеобразующими композициями, то прирост КИН не такой существенный – всего 0,037 абс. ед., что соизмеримо с погрешностью расчета при существующих методиках. Таким образом, в русловых образованиях наибольший прирост коэффициента нефтеизвлечения может быть достигнут при проведении

гидроразрыва в добывающих скважинах и применением физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) в нагнетательных скважинах. Можно также говорить о том, что прирост КИН в зонах русловых построек достигнут, в основном, за счет ФХМУН, а ГРП является лишь аналогом глубокопроникающей обработки призабойной зоны скважины и позволяет восстановить ее продуктивность посредством снятия «скин-эффекта», возникающего как в ходе бурения, так и в ходе эксплуатации. В низкопроницаемых, расчлененных коллекторах проведение ГРП позволяет подключить в разработку неактивные запасы.

Таким образом, проведение гидроразрыва пласта на Фаинском месторождении позволило обеспечить приемлемые темпы отбора нефти из сложнопостроенных залежей и увеличить конечный коэффициент нефтеизвлечения. В тоже время, в русловых постройках, характеризующихся лучшими коллекторскими свойствами, гидроразрыв выступает в основном как метод восстановления продуктивности скважин и может быть заменен на более дешевые методы обработок призабойных зон скважин.

Литература

1. Соколов В.С., Пасынков А.Г., Полухин А.В. Применение гидравлического разрыва пласта при разработке сложнопостроенных коллекторов васюганской свиты // Труды V Международного технологического симпозиума. – Москва: Институт нефтегазового бизнеса, 2006. – С. 188-194.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ VI, VII, XV БЛОКОВ ПЕРВОМАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УПЛОТНЯЮЩИМИ СКВАЖИНАМИ

П.С. Суслова

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Влияние плотности сетки скважин на выработку запасов нефти в России стали заниматься с 1910-х годов. В начале XX века исследователям не удалось прийти к единому мнению по поводу эффективности применения плотных сеток. На многих месторождениях Западной Сибири, согласно классификации М. В. Абрамовича (1925) применяют сгущающуюся систему разработки, когда на горизонт сначала бурится первая серия равномерно размещенных скважин по всей его площади, а затем производится заполнение сетки последующими сериями промежуточных (дополнительных) скважин [1]. Разработка с использованием уплотняющих скважин ведется на Советском, Оленьем, Ломовом, Северном, Первомайском и других месторождениях.

Первомайское месторождение разрабатывается с 1981 г., ввод уплотняющих скважин начался с 1990 г. на VI и с 1992 г. на VII и XV блоках.

В границах трех блоков месторождения за счет резервного фонда пробурено 54 уплотняющих скважин (VI блок - 20 ед.; VII блок - 3 ед. XV блок - 30 ед.), скважина № 1100 пробурена в нагнетательном ряду и не эксплуатировалась как добывающая (рис. 1-2). Цель бурения скважин состояла в оценке эффективности уплотнения сетки с последующим использованием полученных результатов на очередном этапе проектирования разработки.

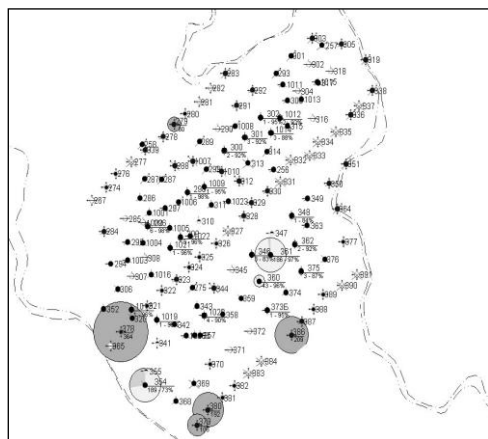


Рис. 1 Текущие отборы нефти и закачка воды VI, VII блоков Первомайского месторождения на 01.10.2009 г

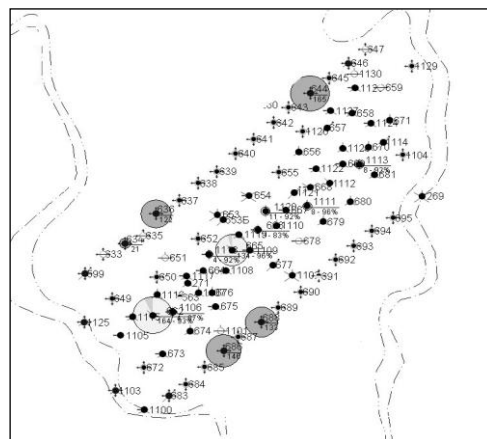


Рис. 2 Текущие отборы нефти и закачка воды XV блока Первомайского месторождения на 01.10.2009 г

12 уплотняющих скважин пробурено между первым добывающим и нагнетательным рядами (первая полоса) из которых 5 ед. - в VI блоке, 1 скважина - в VII блоке и 6 ед. - в XV блоке. Остальные скважины пробурены по обе стороны стягивающих рядов блоков. Скважинами первых полос были открыты промытые зоны в пределах VI, VII и XV блоков, о чем свидетельствуют низкие накопленные отборы нефти (592 т/скв.) при высо-

кой обводненности этих скважин - 97 %, что обусловлено воздействием фронта вытеснения от нагнетательных скважин в разрезающих рядах (расстояние между скважинами 350 м).

Из 15 уплотняющих скважин в пределах второй полос VI блока две (скв. №№ 1007, 1010) после непродолжительной эксплуатации переведены под нагнетание из-за высокой (97 %) текущей обводненности (нефтенасыщенность при первичном вскрытии пласта составляла 0.47 - 0.65). Результаты эксплуатации указанных скважин свидетельствуют о неравномерном продвижении фронта вытеснения, обусловившем поперечное разрезание VI блока на две части. Низкая нефтенасыщенность (0.50) отмечена в скв. № 1009, при эксплуатации которой получена также высокообводненная (97 %) продукция. Менее промытую зону по обе стороны стягивающего ряда вскрыли скважины №№ 1001 - 1006 в западной части VI блока. Следует особо остановиться на результатах эксплуатации уплотняющих скважин №№ 1011, 1012, 1013 и 1014 в восточной части VI блока. К моменту их ввода в эксплуатацию (1991 г.), соседние скважины стягивающего ряда (№№ 302 - 303 - 304) характеризовались накопленной добычей нефти от 99 тыс.т (скв. № 302) до 73 тыс.т (скв. № 303) при обводненности 11 % (скв. № 302), 83 % (скв. № 303) и 69 % (скв. № 304). Скважины первых добывающих рядов (№№ 293, 314, 315, 316) были обводнены на 83 % - 98 %, скв. № 315 - на 44 %, при этом накопленные отборы нефти составляли от 13 тыс.т (№ 293) до 106 тыс.т (скв. № 315) при среднем 64.9 тыс.т/скв. Таким образом, упомянутые уплотняющие скважины №№ 1011 - 1013 оказались в зоне затронутой выработкой, однако по данным электрометрии характеризовались довольно высокой текущей нефтенасыщенностью (от 0.62 до 0.78), лишь в скважине № 1014 нефтенасыщенность определилась на уровне 0.48 - 0.63. Для скважин №№ 1011 - 1013 характерен плавный рост обводненности (рис. 3). Так, увеличение обводненности с 2.5 - 3.5 % до 17 % по скв. № 1011 произошло за 9 месяцев эксплуатации (5.5 тыс.т нефти), по скв. № 1012 - через 1.5 года (13.6 тыс.т), по скв. № 1013 - за 19 месяцев (34 тыс.т). Видимо, это может свидетельствовать о высокой однородности коллекторов в этой зоне с проявлением поршневого характера вытеснения нефти. Накопленная добыча нефти по скв. №№ 1011 - 1013 составила 45.6 % от общей добычи из уплотняющих скважин VI блока. Низкая нефтенасыщенность пласта Ю₁⁰ в скв. № 1014, определенная по ГИС, подтвердилась в процессе эксплуатации последней (обводненность выше 90 %). Этим подтверждается вывод о площадной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта Ю₁⁰, влияющей на различный характер выработки запасов нефти в пределах локальных участков залежи. За счет уплотняющих скважин (15 ед.) получено 6.6 % (214,4 тыс.т) от общей добычи нефти по VI блоку.

Аналогичными показателями характеризуются также уплотняющие скважины второй полосы в VII (№№ 1018, 1020). За счет уплотняющих скважин (3 ед.) получено 0,2 % (6,6 тыс.т) от общей добычи нефти по VII блоку.

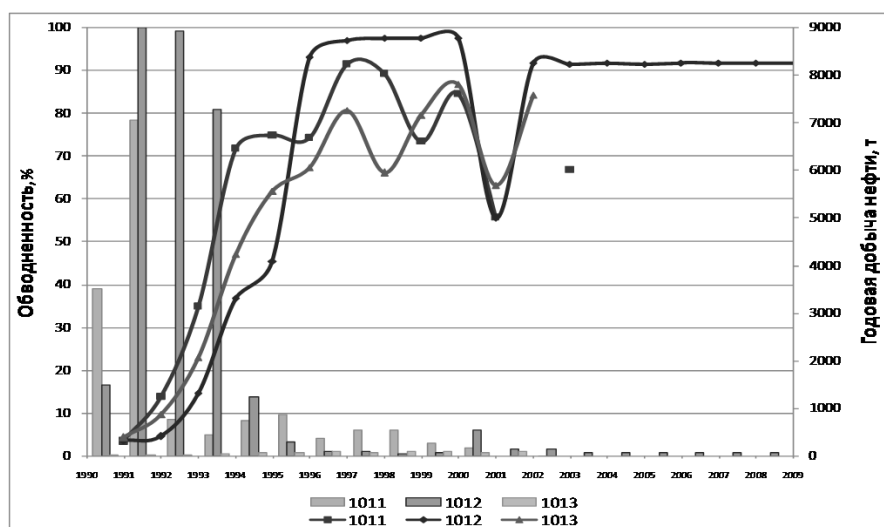


Рис. 3 Показатели обводненности и годовой добычи нефти для скважин 1011-1013 VI блока Первомайского месторождения

Более высокими результатами эксплуатации характеризуются большинство скважин второй полосы XV блока, при этом, к моменту ввода части последних в эксплуатацию (1992 г.), большая часть скважин первого (северного) добывающего ряда (скв. №№ 651, 652, 654, 656, 657, 658) была обводнена выше 90 %, в то время как добывающие скважины южного ряда характеризовались, в основном невысокой обводненностью (5.7 - 11 %), и лишь в скважинах №№ 673 и 677 составляла 95 и 45 %. Близость фронта вытеснения стала причиной быстрого обводнения уплотняющей скважины № 1120 при накопленном отборе нефти 5.6 тыс.т. Сразу при вводе в эксплуатацию отмечена высокая обводненность (91 %) в скважине № 1121, связанная (по данным ПГИ от 05.1992 г.) с продуктивным пластом. Практически сразу с обводненностью 26 % заработала скв. № 1123 при низких дебитах жидкости (3.0 - 3.9 т/сут). В то же время, уплотняющая скважина № 1122 находясь по соседству (350 м) с высокообводненной скважиной первого ряда № 656 (93 % в 1992 г.), начала интенсивно обводняться лишь с 1999 г.

(84 %) при накопленной добыче нефти 37 тыс.т. Подобная картина отмечается по уплотняющей скважине №1109, расположенной севернее добывающей скважины 1 ряда № 677 с обводненностью в 1992 г. - 45%. Скважина № 1109, имеющая самый высокий накопленный отбор нефти из всех уплотняющих скважин (115 тыс.т) в течение 1999 г. эксплуатировалась с обводненностью 67 % и обводнилась до 93% только в 2000г.

Низкие отборы нефти при быстром росте обводненности в одних случаях, и наоборот, медленный рост последней при высоких накопленных отборах - в других, свидетельствует о литологической неоднородности коллекторов продуктивного пласта, предопределяющей сложный характер движения фронта вытеснения нефти, следствием чего являются различные отборы нефти по скважинам в пределах локальных участков залежи.

В целом по XV блоку накопленный отбор нефти одной уплотняющей скважины (28 ед.) составил 33,2 тыс.т, а без учета скважин первых полос (№№ 1101, 1102, 1126, 1127, 1128, 1130) – 42,1 тыс.т/скв. Накопленная добыча нефти по уплотняющим скважинам XV блока составила 26,5 % (930,7 тыс.т) от общей по блоку.

В целом из 52 уплотняющих скважин получено 1151.7 тыс.т нефти – 2,81 % от общей добычи по месторождению.

Анализ работы уплотняющих скважин позволяет сделать следующие выводы:

1. Бурение уплотняющих скважин между добывающим и нагнетательным рядами нецелесообразно, поскольку при плотном расположении нагнетательных скважин в рядах (350 м) происходит формирование практически сплошного фронта вытеснения, обеспечивающего высокую степень выработки запасов нефти. В то же время (по результатам ПГИ), в продуктивном разрезе присутствуют низкопроницаемые интервалы, извлечение запасов из которых требует применения более совершенных технологий.

2. Бурение уплотняющих скважин вторых полос на стадии значительного заводнения блока (первые добывающие ряды характеризуются высокой степенью обводнения) также представляется нецелесообразным, поскольку отбор нефти из большинства этих скважин будет незначительным (пример - VI блок) и не компенсирует затраченных на их бурение капиталовложений.

3. Уплотняющие скважины, пробуренные по обе стороны стягивающего ряда на стадии частичного обводнения добывающих скважин первых рядов (XV блок), способствуют увеличению темпов отбора нефти, увеличивают степень вовлечения запасов в разработку по площади, что, в конечном счете, способствует увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

Литература

1. Крылов А. П., Глоговский М.М., Мирчинк М. Ф., Николаевский Н. М., Чарный И. А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. — Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.

КИСЛОТНЫЕ И КАТАЛИТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЦЕОЛИТНЫХ НАНОКОМПОЗИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ В КОНВЕРСИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ЖИДКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ

Р.А. Трегубкин¹, Г.С. Боженкова², Е.К. Коломин¹

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

² *Томский государственный университет, г. Томск, Россия*

В последние годы возникла острая необходимость в создании и разработке высокоэффективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов (ПНГ) и газовых конденсатов в различные ценные продукты, которые до последнего времени не находили квалифицированного и эффективного применения. Одним из перспективных процессов по утилизации и переработке попутных нефтяных газов и газовых конденсатов может быть их переработка в низшие олефины, ароматические углеводороды и моторные топлива на цеолитных наноконкомпозитных катализаторах [1].

Цеолитсодержащие катализаторы, полученные на основе высококремнеземных цеолитов типа MFI, обладают высокой каталитической активностью и селективностью в реакциях дегидрирования, крекинга, изомеризации, олигомеризации и дегидроциклизации различных классов углеводородов в низшие олефины, ароматические углеводороды, высокооктановые моторные топлива и другие ценные продукты.

В настоящей работе приведены результаты исследований кислотных и каталитических свойств цеолитных наноконкомпозитных катализаторов в конверсии ПНГ в жидкие углеводороды.

Высококремнеземные цеолиты получали из щелочных алюмокремнегелей при 175-185 °С в течение 2-4 суток с использованием гексаметилендиамина в качестве органической структурообразующей добавки [2].

Конверсию ПНГ проводили на цеолитных катализаторах типа H-ЦКЕ-Г на проточной каталитической установке со стационарным слоем катализатора при 500-650 °С, объемной скорости подачи УВ сырья (ПНГ) 240 ч⁻¹ и атмосферном давлении. Исходный углеводородный состав ПНГ, мас. %: метан - 0,65; этан - 6,24; пропан – 79,00 и бутаны 8,86. Углеводородный состав исходного сырья и продуктов конверсии ПНГ определяли газохроматографическим методом на хроматографе марки «Хроматэк–Кристалл 5000.1», разделение газообразных углеводородов осуществляли на набивной колонке (внутренний диаметр 3 мм, длина 3 м), наполненной 8% NaOH/Al₂O₃ (детектор – катарометр), жидких продуктов – на капиллярной колонке (длина 30 м, кварц), с нанесенной неподвижной фазой SE-30. Количественный анализ продуктов конверсии ПНГ осуществляли по программе «Хроматэк аналитик 2.5».

Кислотные свойства ВКЦ исследовали на термодесорбционной установке по адсорбции аммиака в потоке газа-носителя гелия в интервале 50-650 °С со скоростью линейного нагрева 10 град./мин. Для исключения диффузионных осложнений и физической формы адсорбции аммиака на ВКЦ, адсорбцию аммиака проводили при высокой скорости газа-носителя (110 см³/мин) и при 100 °С в течение 1 ч. После этого реактор с исследуемым образцом охлаждали до комнатной температуры и проводили десорбцию аммиака, в качестве детектора использовали катарометр. В экспериментах использовали гелий марки А (99,995 об. %), газообразный аммиак марки «ч». Концентрации кислотных центров в исследуемых образцах определяли из количества аммиака, содержащихся в десорбционных пиках (формах), и выражали в мкмоль/г катализатора, точность определения адсорбированного аммиака газохроматографическим методом составляла ± 2,5 %.

По данным термодесорбции аммиака катализатор Н-ЦКЕ-Г имеет две формы десорбции аммиака: низкотемпературный пик в области 120-250 °С с температурой максимума T_{макс} = 198 °С преимущественно относится к десорбции аммиака со слабых льюисовских кислотных центров, которыми в Н-ЦКЕ-Г являются координационно-ненасыщенные ионы алюминия, и высокотемпературный пик в области 300-550 °С, относящийся к десорбции аммиака с сильных бренстедовских кислотных центров, которыми являются ионы водорода мостиковых гидроксильных групп. Концентрация слабокислотных льюисовских центров для Н-ЦКЕ-Г, определенная по количеству десорбированного аммиака, составляет 394 мкмоль/г, а для сильнокислотных центров – 197 мкмоль/г, энергии активации десорбции аммиака для форм I и II равны 60 и 88 кДж/моль соответственно.

Исследования влияния температуры позволили установить, что с ростом температуры процесса с 500 до 650 °С и объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ степень конверсии ПНГ увеличивается с 60,8 % до 95,9 %, а выход жидких углеводородов из ПНГ на Н-ЦКЕ-Г (1) повышается с 8,7 до 15,7 % за счет повышения глубины превращения углеводородов сырья. Выход газообразных продуктов с ростом температуры реакции уменьшается с 91,3 до 84,3 % (таблица). Основными продуктами среди газообразных углеводородов являются метан и этан, доля которых среди газовой фазы продуктов реакции составляет 77 % при 650 °С. Модифицирование цеолитного катализатора цинком (1 % Zn Н-ЦКЕ-Г) приводит к повышению выхода жидких углеводородов и степени конверсии ПНГ. Так, например, с ростом температуры процесса с 500 до 650 °С и объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ степень конверсии ПНГ увеличивается с 28,1 % до 98,5 %, а выход жидких углеводородов из ПНГ на 1 % Zn/Н-ЦКЕ-Г (2) повышается с 3,7 до 26,3 % (таблица).

Таблица

**Влияние температуры на состав продуктов конверсии ПНГ на НЦКЕ-Г (1)
и на 1 % Zn/НЦКЕ-Г (2) при 240 ч-1**

Наименование	Катализатор							
	1				2			
Температура, °С	500	550	600	650	500	550	600	650
Масса газовой фазы, мас. %	91,3	82,7	81,6	84,3	96,3	87,4	77,5	73,7
Масса жидкой фазы, мас. %	8,7	17,3	18,4	15,7	3,7	12,6	22,2	26,3
Состав газовой фазы, %								
метан	25,6	42,3	56,5	54,9	9,8	20,4	40,2	51,6
этан	21,2	23,9	23,1	22,5	12,3	16,7	31,3	39,5
этилен	3,9	7,9	11,0	11,9	1,7	4,0	5,4	5,4
пропан	39,8	18,6	3,9	4,7	71,1	55,5	19,7	2,0
пропилен	3,3	4,6	3,8	4,2	1,4	2,3	3,2	1,5
и-бутан	1,3	0,3	0,1	0,1	0,9	0,3	0,1	0
н-бутан	1,5	0,4	0,2	0,1	2,7	0,7	0,1	0
Состав жидкой фазы, %								
бензол	10,7	19,0	30,2	31,7	9,2	20,2	27,1	30,5
толуол	36,9	41,1	39,1	39,7	36,8	42,8	42,1	37,0
этилбензол	2,4	2,6	2,1	2,1	3,5	2,9	1,1	0,4
п,м-ксилолы	18,0	15,4	9,9	8,8	22,1	15,7	10,1	6,8
о-ксилол	5,8	5,3	3,4	3,1	7,4	5,2	3,4	2,4
мезитилен	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
псевдокумол	0,6	1,2	0,6	0,5	1,1	1,2	0,4	0,1
C ₉ -арены	0,1	0,1	0,2	0,3	0,1	0,3	0,4	0,4
1,2,3-триметилбензол	1,2	0,6	0,3	0,2	2,4	0,6	0,2	0,1
м-диэтилбензол	0,4	0,3	0,1	0,1	0,5	0,3	0,1	0,1

Наименование	Катализатор							
C ₁₀ -арены	0,2	0,4	0,4	0,4	0,1	0,3	0,4	0,4
1,2-диметил-3-этилбензол	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,3	0,1	0,1
C ₁₁ -арены	0,1	0,2	0,3	0,3	0,1	0,2	0,2	0,2
1,3,5-триметил-2-этилбензол	1,2	1,0	0,5	0,3	1,6	0,8	0,4	0,2
нафталин	9,2	3,3	4,6	4,8	3,5	2,8	6,0	10,4
б-метилнафталин	5,3	2,4	2,3	2,2	2,3	1,9	3,1	4,2
а-метилнафталин	2,0	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	1,4	2,0
а-этилнафталин	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
2-диметилнафталин	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Степень конверсии, %	60,8	84,0	96,6	95,9	28,1	50,5	84,6	98,5

Таким образом, исследование влияния модифицирования цеолитного катализатора Н-ЦКЕ-Г цинком на кислотные и каталитические свойства позволило установить, что введение 1 % Zn в Н-ЦКЕ-Г приводит к усилению кислотности цеолитного катализатора и к повышению степени конверсии ПНГ и увеличению выхода жидких углеводородов из ПНГ.

Литература

1. Сафронова С.С., Коваль Л.М., Ерофеев В.И. Каталитическая активность Ga-содержащих цеолитных катализаторов в процессе совместной конверсии метанола и алканов C₃-C₄//Теорет. основы хим. технологии. - 2002. - Т. 76. - № 6. - С. 1034-1037.
2. Пат. 2235590 РФ, МКИ В 01 J 29/46. Катализатор для превращения алифатических углеводородов C₂-C₁₂, способ его получения и способ превращения алифатических углеводородов C₂-C₁₂ в высокооктановый бензин и/или ароматические углеводороды//Ерофеев В.И., Горностаев В.В., Коваль Л.М. и др. (РФ). - № 2003103214. Заявлено 03.02.2003. Оpubл. 09.10.2004. Бюл. № 25. - 13 с.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАЩИТЫ МОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО СООРУЖЕНИЯ ОТ ДРЕЙФУЮЩИХ ЛЕДЯНЫХ ПОЛЕЙ

К.А. Трохимчук

Научный руководитель доцент Н.В. Валиуллина

**Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Волгоград, Россия**

Устройство для защиты опорной части морского нефтегазового объекта, предназначенного для разработки нефтяных и газовых месторождений от разрушения при движении дрейфующих ледяных полей и битого льда представляет собой искусственно образованный защитный барьер, выполненный в виде железобетонных быков, установленных на дне водоема путем насадки на сваи. Быки размещаются по периметру нефтегазового сооружения со стороны активных течений и образуют торос.

В настоящее время в России на шельфовой зоне северных и восточных морей ведутся интенсивные работы по изучению и промышленному освоению месторождений нефти и газа. Наличие мощного ледяного покрова в этих морях делает необходимым создание защитных устройств.

Предлагается достаточно простая самостоятельная конструкция для снижения ледовой нагрузки на опорную часть морской нефтегазовой платформы, связанной с дрейфующими ледяными полями и битым льдом. Устройство уже было апробировано в натуральных условиях.

Данная конструкция отличается от известных ранее (табл.) тем, что обладает низкими эксплуатационными расходами и высокой мобильностью.

Это средство представляет собой группу железобетонных быков, которые устанавливаются по периметру платформы, в зоне активных течений, обеспечивая торошение ледяных полей (рис.1). (файл 8_Трохимчук_рис.1) Со стороны береговой зоны, как наименее слабо подверженной течениям, быки можно не размещать, оставляя подход для ледостойких судов, необходимых для обслуживания нефтегазового объекта.

Бык со стороны действующей ледовой нагрузки имеет вертикальную стенку, а со стороны нефтегазового объекта – наклонную (60°) стенку, что делает его устойчивым к ледовым нагрузкам (рис.2). (файл 8_Трохимчук_рис.2) Кроме того, бык насаживаются на сваю, что обеспечивает дополнительную надежную фиксацию на дне водоема. В верхней части быка имеется скругление, предназначенное для препятствия наплавляющим ледяным полям.

Таблица

Существующие устройства для защиты морских объектов ото льда и их технические недостатки

Характеристика устройства	
1 устройство	2 устройство
Устройство для защиты гидротехнических сооружений, применяемое для разведки и освоения морских месторождений нефти и газа и др. включает изготовление защитной оболочки, ее транспортировку, установку и заполнение насыпным грунтом (Пат. № 92007745 РФ, МПК ⁶ Е 02 В17/00, 1996г.).	Устройство для защиты эксплуатируемой буровой платформы от разрушения при движении ледяных полей представляет собой преграду на пути дрейфующего льда. Это искусственно созданный элемент, выполненный в виде металлических щитов, которые можно регулировать по высоте, устанавливая на дне водоема вокруг бурового объекта и закреплять винтовыми сваями на глубину 5-10м в зависимости от характера пород (Свидетельство на полезную модель №7961 РФ, Е21В 33/035, 2006г.).
Технический недостаток	
Процесс защиты гидротехнического сооружения очень труден, характеризуется усложненной технологией установки и, соответственно, высокой себестоимостью. Такие конструкции при их использовании для задач защиты морских объектов от действия ледовых сжатий оказываются экономически неэффективными.	Устройство неустойчиво к сдвиговым деформациям, которые создают дрейфующие ледяные поля. Металлический пустотелый щит имеет незначительную опорную площадь, и наибольшее разрушающее усилие будет сосредоточено в зоне контакта кронштейна для установки сваи с металлическим щитом. Ледовое сдвиговое усилие, сформированное, например, течением, приведет к отрыву кронштейна от металлического барьера. Кроме того, металлический щит требует нанесения антикоррозионного покрытия. Образовавшаяся за счет защитного барьера круговая стамуха не позволит плавсредствам подойти к объекту для его обслуживания, оставляя только воздушный путь.

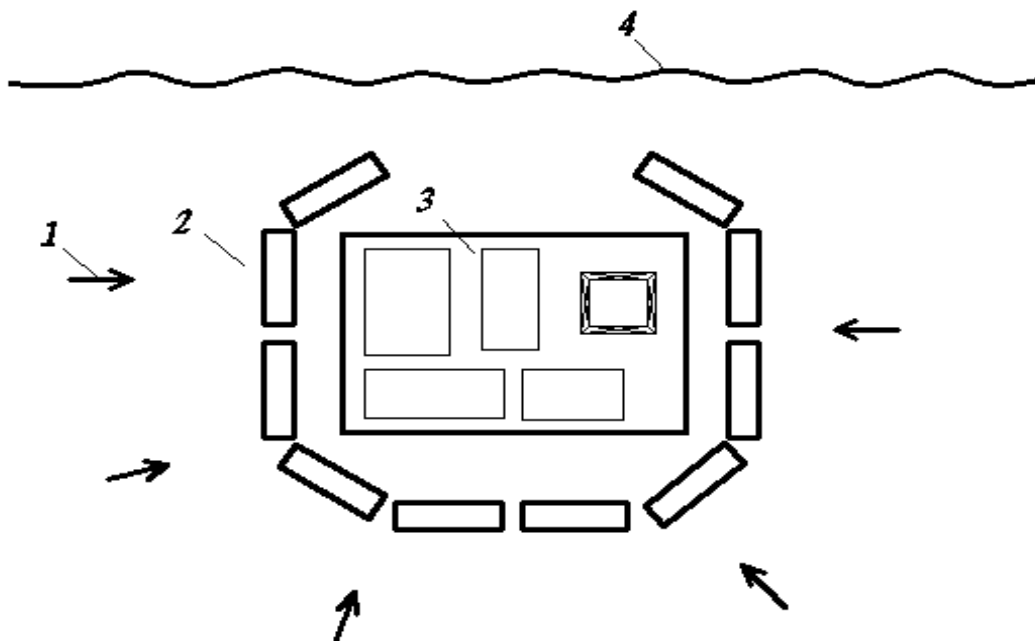


Рис.1 Схема расположения устройств относительно морского объекта:
1 – течение, 2 – защитный барьер, 3 – морской нефтегазовый объект, 4 – береговая зона

Предлагаемое устройство характеризуется экологической составляющей. При аварийном разливе углеводородного сырья, нефтяное загрязнение будет сконцентрировано в зоне защитных барьеров и ликвидировать последствия загрязнения в замкнутом пространстве значительно проще, дешевле и безопаснее для окружающей среды, чем в открытом море.

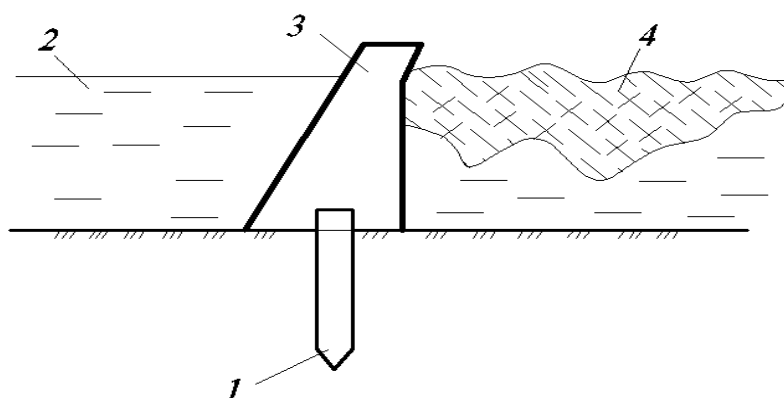


Рис.2 Устройство для защиты морского объекта от разрушения при действии ледовых тел:
 1 – свая, 2 – защищаемая от льда территория моря, 3 – бок, 4 – торос

Таким образом, рассматриваемая конструкция обеспечивает защиту нефтегазовых объектов, в том числе временную на 1 год или несколько лет, как от экстремальных воздействий сплошных ледовых полей, так и дрейфующих, битых льдов. Данное устройство обладает низкими эксплуатационными расходами, высокой мобильностью и экологическими функциями.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

А.В. Ушаков

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Если пласт не имеет достаточной энергии для подъема нефти, газа и воды из скважин на поверхность в необходимых количествах, то могут применяться методы стимулирования добычи. Для поддержания пластового давления или продуктивности скважин при вторичных методах добычи производится закачка в пласт газа или воды. Тем не менее, когда режим пласта не позволяет поддерживать приемлемый темп отбора, а в ряде случаев вообще не обеспечивает притока пластовых флюидов к скважине, необходимо переходить на механизированную добычу [1]. Подъем жидкости на поверхность происходит за счет энергии на забое скважины или уменьшения плотности жидкости в скважине; в результате гидростатическое давление на пласт снижается, так что имеющаяся пластовая энергия обеспечивает приток к скважине и рентабельные объемы добычи углеводородов. Механизированная добыча способствует также увеличению отдачи пласта благодаря снижению предельного уровня забойного давления, при котором эксплуатация скважины становится нерентабельной и ее приходится ликвидировать.

Механизированная добыча обычно ассоциируется с поздними стадиями разработки нефтяных и газовых месторождений, характеризующимися пониженными пластовыми давлениями и повышенной добычей пластовой воды. Однако в связи с высокой активностью работ в глубоких водах и в районах, где требуется строительство сложных по конструкции скважин, во всем мире нефтяные месторождения, находящиеся в поздней стадии эксплуатации, увеличили потребность в ускоренной добыче механизированным способом для быстрого и эффективного извлечения нефти при низких затратах. На шельфе и в районах с трудными условиями для деятельности транснациональных компаний способы механизированной добычи позволяют ускорить движение денежных средств, быстрее получать прибыль и помогают компаниям-операторам повышать доходы даже для естественно фонтанирующих скважин. На более чем 60 процентах нефтедобывающих скважин для производства изначально определенных извлекаемых запасов необходимо применение той или иной технологии механизированной добычи.

В таблице 1 представлено распределение числа скважин и добычи нефти в России в зависимости от способа эксплуатации. Обозначения, принятые в таблице: УЭЦН - установка электроцентробежного насоса; ВШНУ-винтовая штанговая насосная установка; ШСНУ- штанговая скважинная насосная установка; СНУ- струйная насосная установка; Другие- другие методы механизированной добычи.

Требования, предъявляемые к оборудованию, размер и сложность эксплуатационных систем, а также потребности в источниках энергии, необходимой для подъема жидкости с забоя скважины, делают монтаж и эксплуатацию высокодебитных систем механизированной добычи нефти дорогостоящим делом. Выбор наиболее подходящих способов и оборудования играет важную роль, поскольку одна установка механизированной добычи может обеспечить большие объемы нефти, чем ее можно получить на нескольких небольших старых месторождениях. Правильный выбор системы или комбинации способов считается еще более важным делом, когда оценки делаются с учетом потерь при отказах, простоях и вмешательстве в работу оборудования [2].

Таблица 1

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
УЭЦН	72%	35,4	154,7	11,6	14,6
ВШНУ	0,6%	3,8	13	6,2	4,3
ШСНУ	19%	3,9	11	16,1	13,1
СНУ	0,4%	4,1	10,2	5,8	3,8
Другие	8%	--	--	--	--

На рисунке 1 графически показано распределение механизированных методов добычи по России, в процентном эквиваленте. Первое место в России по использованию занимают УЭЦН – 72%, за ними закрепились ШСНУ – 19%, далее ВШНУ – 0,6% и СНУ – 0,4 %.

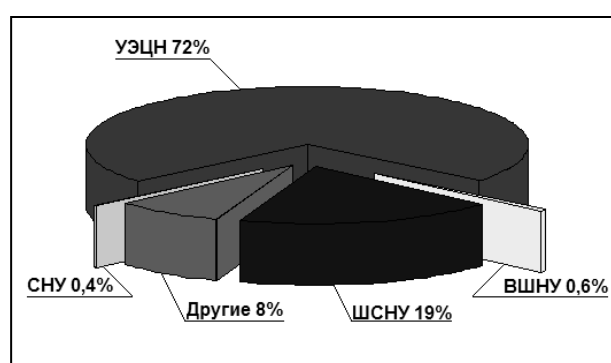


Рис. 1 Распределение механизированных методов добычи по России

Произведем непосредственное сравнение показателей методов механизированной добычи нефти по рекомендуемым показателям перекачиваемой среды для каждого механизированного метода, представленных в таблице 2.

Самый высокий предел ограничения температуры перекачиваемой жидкости у СНУ – 250 °С, самый наименьший предел 120 °С у УЭЦН. Обводненность перекачиваемой жидкости у всех методов составляет 99 %. ВШНУ можно использовать при наибольшей вязкости жидкости, далее располагается СНУ, наименьшая вязкость жидкости необходима при использовании УЭЦН. Наибольшая концентрация механических примесей возможна при использовании ШСНУ и составляет 1,3 г/л, для ВШНУ необходимо не более 0,8 г/л и для СНУ не более 0,6 г/л, а вот при использовании УЭЦН содержание механических примесей должно быть минимальным и не превышать 0,1 г/л. По максимальной концентрации сероводорода ШСНУ и ВШНУ занимают одну позицию, концентрация не должна превышать 0,05 г/л. Для СНУ концентрация сероводорода не должна быть более 0,03, а вот для УЭЦН при коррозионно-стойком исполнении концентрация сероводорода не должна превышать 1,25 г/л. По содержанию свободного газа на приеме насос передовую позицию занимает СНУ, далее располагается ВШНУ, и УЭЦН и ШСНУ занимают равную позицию имея разбег в 5%.

Таблица 2

Показатели среды	УЭЦН	ШСНУ	ВШНУ	СНУ
Среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды, нефтяного газа)				
Температура жидкости - не более, °С	120	130	120	250
Обводненность жидкости - не более, %	99	99	99	99
Кинематическая вязкость жидкости - не более, м ² /с	2·10 ⁻⁶	3·10 ⁻⁶	5·10 ⁻⁶	4·10 ⁻⁶
Максимальная концентрация механических примесей, г/л	0,1	1,3	0,8	0,6
Максимальная концентрация сероводорода, г/л (...) - коррозионно-стойкое исполнение	0,01 1,25	0,05	0,05	0,03
Содержание свободного газа на приеме насоса - не более, %	55	50	65	80

В результате проведения сравнительного анализа эффективности методов механизированной добычи нефти, среди механизированных способов добычи все более заметное место занимают УЭЦН. Сегодня с их помощью добывается более 70% всей нефти России. УЭЦН имеют очень большой диапазон подач - от 10 м³/сутки до 1000 м³/сутки и более и способны развивать напор до 2000 - 3000 м. В области больших подач (свыше 80 м³/сутки) УЭЦН имеют самый высокий КПД среди всех механизированных способов добычи нефти. В интервале подач от 50 до 300 м³/сутки КПД УЭЦН превышает 40%, но в области небольших подач КПД УЭЦН резко падает [3]. По возможности организации дистанционного контроля ее состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также установки УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Влияние кривизны ствола скважины на работу УЭЦН сказывается в первую очередь при спускоподъемных операциях из - за опасности повреждения кабеля и меньше связано с самим процессом эксплуатации.

Технология механизированной добычи получила широкое признание, хотя новые разработки продолжают играть определенную роль при решении проблем и задач, связанных с добычей углеводородов. Недавние усовершенствования снизили затраты на подъём жидкости благодаря применению более коррозионно-стойких компонентов систем, оптимальному использованию энергии и повышению надежности. Альтернативные способы подвески систем механизированной добычи позволяют сделать рентабельной добычу из скважин и на месторождениях, которые ранее считались неперспективными. Традиционные возможности механизированной добычи расширены через применение нескольких таких способов в одной скважине, например, газлифта или струйных насосов в комбинации с погружными ЭЦН и винтовыми насосами, оснащенными погружными электродвигателями.

Литература

1. Бабаев С.Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. - М.: Недра. - 1987 г.- 287 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.-М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816с.
3. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. «Скважинные насосные установки для добычи нефти» - М.: Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002 г. - 317 с.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

А.С. Ушаков, А.С. Самойлов

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Разработка методов и технологий повышения рентабельности освоения нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) является сложной задачей. Большая часть ГС и БГС построена в зонально- и слоисто неоднородных пластах, а скин-фактор возрастает с увеличением количества пропластков (рис. 1) в пласте, то есть сильно зависит от анизотропии пласта. При применении ГС и БГС для выработки остаточных запасов нефти из обводненных пластов и разработке низкопродуктивных залежей, возникает ряд проблем, особенно в результате проведения в этих скважинах гидроразрыва пласта (ГРП). Опыт зарубежных и отечественных компаний показал, что использование стандартных технологий ГРП малоэффективно. Получены как высоко производительные скважины, так и с отсутствием рентабельного дебита. Попытки увеличения дебитов горизонтального ствола последующей обработкой его кислотой, как правило, не дает однозначного результата.

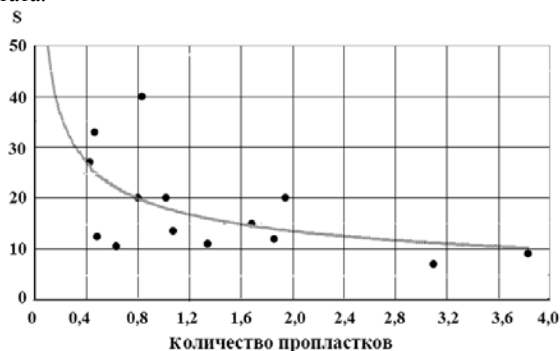


Рис. 1 Зависимость скин-фактора от количества пропластков

В статье выполнен анализ результатов гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах Быстринского и Вачимского месторождений компании ОАО «Сургутнефтегаз». Основные запасы Быстринского месторождения сосредоточены в пласте БС₉. Толщина продуктивного горизонта - от 7 до 25 м; газовый фактор незначительный. Почти по всей площади месторождения ниже пласта БС₉ находится водоносный горизонт, поэтому горизонтальные скважины стали часто используемым способом разработки пласта. После ГРП добыча составляет от 500 до 2000 м³/сут (в среднем применяли 50 тонн керамического проппанта).

Направление развития гидравлической трещины по отношению к горизонтальному стволу сложно определить, т.к. она имеет криволинейную траекторию. Зенитный угол, диаметр труб, свойства жидкости, интерфейзовое трение, изменения характера потока и массы переносимых фаз определяют изменения фазовых скоростей, увеличивая или снижая их. В результате – образование ловушек для флюидов на некоторых участках ствола. Выполненная оценка профилей работы скважины в горизонтальном стволе, проведенное на основе термометрии показало следующее. На первой скважине температурный каротаж проводился до проведения нагнетательного теста (закачки) для получения исходных данных, и затем – после проведения мини-ГРП. Несмотря на то, что термометрия не показывает точное расположение или количество образовавшихся трещин, она способна определить точку инициации трещин. Интересен тот факт, что участок горизонтального ствола, на котором были иницированы трещины мини-ГРП, термометрия показала значительное снижение температуры, то есть, образование трещин, совпал с участками наименьшей глубины ствола (рис 2).

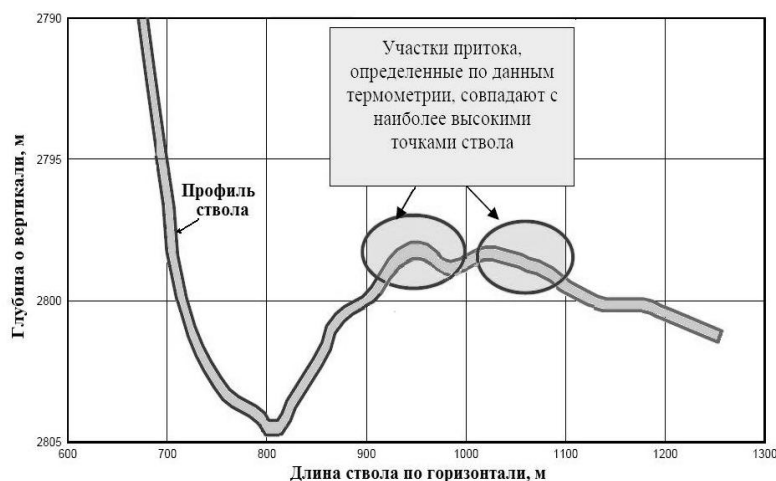


Рис. 2 Участки притока в горизонтальном стволе скважины №1086 Вачимского месторождения

При проведении мини-ГРП на ряде скважин давление разрыва было повышенным по сравнению с обычными ГРП на те же пласты в вертикальных скважинах. Так как в открытом стволе горизонтальной скважины сложно определить зону с минимальными напряжениями горных пород, применили метод отсыпки забоя песком с целью ограничения интервала создания трещины. В этом случае давление передается на пласт непосредственно в районе перфорационных отверстий в хвостовике. Как показывает опыт проведения ГРП в горизонтальных скважинах на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», давление разрыва пласта при такой технологии проведения ГРП снижается на 2,5-3,0 МПа.

Для оценки эффективности операций учитывалась работа соседних скважин, освоённых с ГРП. Данные сравнивались с прогнозируемым дебитом горизонтальной скважины-кандидата. Коэффициент продуктивности по всем скважинам соответствовал условию стабильного технологического режима работы скважины. Сравнивались коэффициенты продуктивности горизонтальной скважины без ГРП и с ГРП, а также вертикальной скважины с ГРП и без него. Значение относительной продуктивности (ОП) стандартной скважины после ГРП на месторождениях Западной Сибири составляет примерно 3 по сравнению с вертикальной скважиной без ГРП. В литературе также встречается информация о значениях ОП для горизонтальных скважин, которая составляет 2,5. Так как ГРП имеет целью создание как минимум одной закрепленной проппантной трещины на горизонтальном участке, то весьма вероятно, что после проведения обработки значение ОП должно быть намного больше 3. В результате анализа выявлено, что продуктивность горизонтальных скважин после ГРП и продолжительность эффекта намного выше, чем у рядом расположенных вертикальных скважин (рис 3).

Анализ работы горизонтальных скважин с ГРП проведен в виде сопоставления динамики их работы с вертикальными скважинами, в которых также были произведены ГРП. Графики отражают средние значения для всех скважин по этим месторождениям. Выявлено, что значение ОП намного превосходит данные ранее применяемых технологий интенсификации притока, которые давали среднее увеличение ОП в 1,5 раза. В целом, горизонтальные скважины после ГРП превосходят по показателям добычи вертикальные скважины после ГРП в связи с достижением низкого значения скин-эффекта ($S = -5$) в идентичных условиях в которых образовалась и закрепилась трещина. Это связано с созданием в заданном интервале нескольких коротких трещин, что вызвано малым количеством закачиваемого проппанта. Таким образом, достигается увеличение области дренирования за счет вовлечения в работу интервалов ствола приток из которых ранее был незначителен в связи с наличием низкопроницаемых пропластков. Развитие этой технологии направлено на проведение в протяженных горизонтальных стволах вскрывших неоднородные и слоистые коллектора серий ГРП с малой закачкой проппанта для снижения скин-эффекта. Для создания направленной трещины используются технологии с применением гидropескоструйной перфорацией.

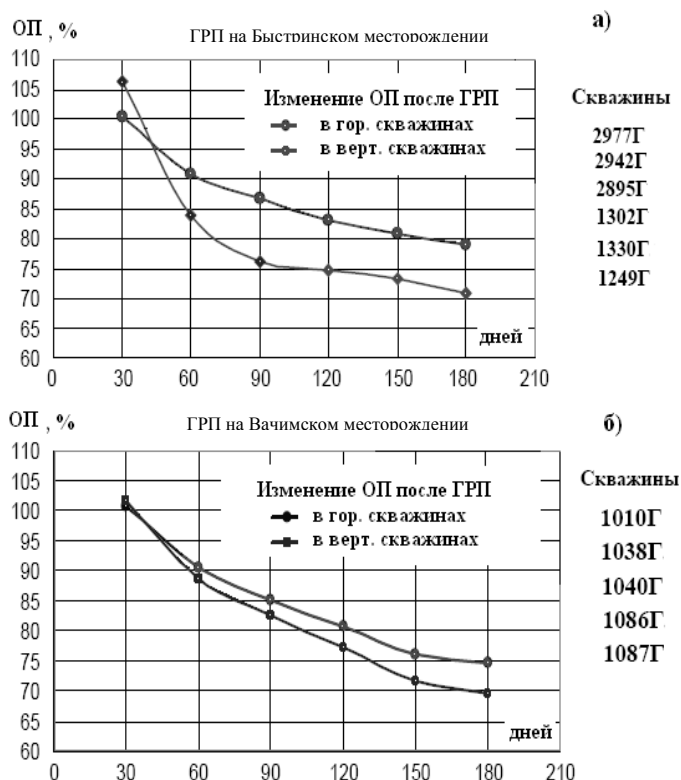


Рис. 3 Изменение относительной продуктивности горизонтальных скважин Быстринского – (а) и Вачимского – (б) месторождений, на которых были выполнены ГРП

Таким образом, проведение ГРП в горизонтальных скважинах по технологиям, предусматривающим применение песчаных пробок и поинтервальный разрыв, показывает свою высокую эффективность. Однако в настоящее время опыта применения массивного ГРП в ГС не достаточно, в этой связи требуется модернизация имеющихся технологий. В частности необходимо знать векторы напряженного-деформированного состояния пласта, или проводить термометрию ствола после проведения мини-ГРП.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОНСТАНТ ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ ДЛЯ НИЗКИХ ДАВЛЕНИЙ

О.В. Фоминых, М.С. Яковлева

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Переход углеводородных систем из однофазного состояния в двухфазное сопровождается не только выделением новой фазы, но и непрерывным изменением компонентного состава газовой и жидкой фаз. Наряду с изменением давления и температуры, этот процесс сказывается и на их физико-химических свойствах, причем его влияние может быть доминирующим. При расчете компонентного состава используется константа фазового равновесия (коэффициент распределения), которая определяет распределение нефти между паровой и жидкой фазами в условиях термодинамического равновесия системы. Определение наилучших аналитических методов расчета фазового равновесия является весьма актуальной задачей, удачное решение которой предопределяет прогресс изучения фазовых превращений углеводородных систем.

В настоящее время расчеты констант фазового равновесия проводятся по известным уравнениям состояния Редлиха – Квонга и его модификациям (Соаве – Редлиха – Квонга, Бенедикта – Вебба – Рубина и др.) и Пенга – Робинсона [1]. Однако перечисленные выше методы имеют громоздкий математический аппарат, так например известное уравнение Редлиха – Квонга имеет следующий вид

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{T^{0.5}V(V+b)} \quad (1)$$

где P – давление, Па; T – температура, $^{\circ}\text{K}$; V – удельный мольный объем, $\text{м}^3/\text{кг}$, R – универсальная газовая постоянная, a и b – коэффициенты уравнения. После некоторых преобразований для расчета констант фазового равновесия через летучесть компонентов уравнение примет следующий вид

$$\ln \psi_i = \ln \frac{\bar{V}}{V-b_{cm}} + \frac{b_i}{V-b_{cm}} - \ln \frac{PV}{RT} - \frac{2a_{cm}^{0.5}}{b_{cm}RT^{0.5}} \ln \frac{V+b_{cm}}{V} + \frac{a_{cm}b_i}{b_{cm}^2RT^{1.5}} \left(\ln \frac{V+b_{cm}}{V} - \frac{b_{cm}}{V+b_{cm}} \right), \quad (2)$$

где

$$a = \frac{1}{9^{1/3} - 1} \frac{R^2 T_K^{5/2}}{P_K} = 0,4275 \frac{R^2 T_K^{5/2}}{P_K} \quad (3)$$

$$b = \frac{2^{1/3} - 1}{3} \frac{RT_K}{P_K} = 0,08664 \frac{RT_K}{P_K} \quad (4)$$

Понятие летучести в практику расчетов парожидкостного равновесия было введено Льюисом, для идеальных систем, при этом летучесть компонента равна его парциальному давлению. Редлих и Квонг предложили использовать уравнение (1) для расчета термодинамических и физических свойств не только чистых веществ, но и смесей углеводородов, вычисляя коэффициенты уравнения a и b для смеси по правилу аддитивности

$$a_{см} = \sum_{i=1}^k y_i a_i, \quad b_{см} = \sum_{i=1}^k y_i b_i \quad (5)$$

где a_i, b_i – коэффициенты i – того компонента, вычисляются по формулам (3), (4).

Как видно из приведенных выше выражений для расчета констант фазового равновесия требуется значительный объем вычислений, причем чем больше компонентов в смеси, тем больше возрастает итоговая погрешность вычислений. Другие известные выражения также громоздки, каждое из модификаций уравнения Редлиха – Квонга или Пенга – Робинсона имеют наименьшую погрешность в различных интервалах температур и давлений, однако универсального выражения, с высокой точностью позволяющего рассчитать константы до сих пор не приводится.

Для расчета массообменных процессов в системах подготовки скважинной продукции достаточно вычислять константы фазового равновесия при давлениях, не превышающих 1 МПа. Например сепарация нефти от газа на многих дожимных насосных станциях месторождений Западной Сибири проходит в две ступени со следующими режимами работы I ступень - 0,6 МПа, 15 °С; II ступень - 0,5 МПа, 15 °С. При таких условиях сепарации выделяющийся газ и дегазированная нефть подчиняются законам идеального раствора [1]. Тогда константа фазового равновесия может быть определена как отношение мольной доли компонента в газовой фазе к отношению мольной доли этого же компонента в жидкой фазе, то есть

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad (6)$$

где y_i - мольная доля компонента в газовой фазе, д. ед.; x_i - мольная доля компонента в жидкой фазе, д. ед.

Для расчета константы при таких условиях можно воспользоваться совместным решением законов Дальтона и Рауля

$$y_i = \frac{p_i}{\pi} \cdot x_i = K_i x_i \Rightarrow K_i = \frac{p_i}{\pi} \quad (7)$$

где π – давление в системе, Па; p_i – парциальное давление, Па; i – того компонента, д. ед.

Для расчета давления насыщенных паров метана, которое физически не определяется при температурах, больших критической [3], рекомендуется использовать трехпараметрическое уравнение Антуана, с коэффициентами представленными в [4], однако уравнение (8) рекомендуется применять лишь для давлений до 0,4 МПа, при давлениях до 1 МПа, уравнение (8) дает погрешность порядка 2-3 %

Давление насыщенного пара определяется

$$\ln P = A - \frac{B}{C+t} \quad (8)$$

где P – давление, мм. рт. ст.; A, B, C – коэффициенты, характерные для каждого углеводорода в определенных пределах температуры, t – температура, °К. Таким образом, выражение (8) для расчета константы фазового равновесия примет вид

$$K = \frac{e^{\frac{A-B}{C+t}}}{P} \quad (9)$$

где P – давление в системе, мм рт. ст.

Для оценки адекватности предлагаемой методик расчета проведены расчеты констант фазового равновесия для трёх месторождений по уравнению состояния Редлиха – Квонга и выражению (9), при этом температура процесса составляет 20°С, давление в системе 0,1 МПа, данные представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы, расчетные значения очень близки, погрешность в среднем не превышает 5 %. Однако по некоторым пробам нефти наблюдаются значительные расхождения, что связано с недостаточной точностью определения ее состава до и после её разгазирования. Расчеты проводились по данным однократного разгазирования нефти, но при этом процессе не достигается фазовое равновесие компонентов системы. Отклонения по метану связаны с тем, что насыщенного пара метана, находящегося в равновесии с жидкостью существовать в принципе не может, давлению насыщенного пара метана принято при экстраполяции зависимости давления от температуры при низких температурах в положительную область. Погрешность при расчете группы C_{6+} связаны с тем, что под условным компонентом C_{6+} понимается целая группа углеводородов, которая при данных условиях может испаряться, а в расчетах принимается как чистый компонент – гексан. По остальным компонентам сходимость уравнения Редлиха – Квонга и уравнения (7) достаточно высокая. Анализ литературных источников, проведенный авторами [1] показал, что ни одно из модифицированных уравнений Редлиха – Квонга не проверяли с точки зрения возможности его использования для расчета коэффициента летучести компонента и констант

фазового равновесия компонентов этих смесей. Поэтому в настоящее время это уравнение не применяют в расчетах фазового равновесия природных углеводородных смесей. Однако эти же авторы в своей работе показали, что уравнение Редлиха – Квонга применяется в основном для расчета свойств углеводородов, как наиболее достоверное из всех имеющихся аналитических методов.

Таблица 1

Результаты расчета констант фазового равновесия

	Константы по Редлиху – Квонгу			K _i по (9)	Погрешность, %		
	Каменное (I)	Западно-Сургутское (II)	Орехово-Ермаковское (III)		I	II	III
CH ₄	243,827972	296,348148	245,674366	232,76	4,5	27,4	5,5
C ₂ H ₆	34,135024	36,177485	33,715004	34,8449	2	3,8	3,2
n-C ₃ H ₈	6,415673	6,757858	8,508043	8,80731	27,1	23,3	3,4
i-C ₄ H ₁₀	3,012394	1,726096	2,993634	2,9508	5,8	41,5	1,4
n-C ₄ H ₁₀	2,058538	1,040533	2,059285	2,0366	1,07	48,9	1,1
i-C ₅ H ₁₂	0,773945	0,301502	0,771804	0,7509	3,1	59,8	2,8
n-C ₅ H ₁₂	0,579768	0,220197	0,5813	0,555166	4,43	60,3	4,7
C ₆₊	0,142	0,005808	0,019178	0,158	10,1	96,32	87,86

Анализ полученных данных указывает на то, что для низких давлений (до 1 МПа) достаточно применять выражение (7) так как при его высокой точности, математический аппарат минимален. Таким образом, углеводородные смеси при низких давлениях подчиняются законам идеального раствора, что в значительной степени облегчает расчеты массообменных процессов углеводородов. Стоит отметить, что при давлении в 1 МПа значения констант станут лишь в 10 раз меньше приведенных в таблице 1. Поэтому для интервала давлений 0,1 – 1 МПа возможно применение предложенной методики расчета.

Литература

1. Гуревич Г.А., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов (Обзор зарубежной литературы). М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 132 с.
2. Фоминых О.В. Методика расчета потерь углеводородов от испарения в резервуарах // О.В. Фоминых, С.А. Леонтьев, Л.Н. Духневич // Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 4. – С. 84-87.
3. Ю. Намиот Фазовые равновесия в добыче нефти. Москва, Недра, 1976. – 183 с.
4. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. под ред. Б.И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ АДРЕСНОЙ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПОСЛЕ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

А.А. Халиуллин К.А. Неткачев

Научный руководитель доцент В.В. Филин

Филиал Тюменского государственного нефтегазового университета,
г. Нефтеюганск, Россия

Эффективность кислотных обработок призабойных зон пласта (ПЗП) в значительной мере зависит от степени очистки этих зон от продуктов реакции. Для нефтяных месторождений, находящихся в заключительной стадии эксплуатации, целью промывок после кислотных обработок является не только удаление продуктов реакции, но и загрязняющих пласт веществ.

Для адресного воздействия кислотного раствора на выбранную часть пласта используют отклоняющие составы с целью блокирования традиционно принимающих интервалов и перенаправления кислоты в слабопроницаемые участки. В качестве отклоняющих составов используются водо-нефтяные и нефтекислотные эмульсии, растворы полимера в кислоте [3]. Применение при этом струйных насосов существенно повышает эффективность кислотных обработок [2]. Время промывки скважин с целью удаления из пласта продуктов реакции и загрязняющих веществ принимается очень приблизительно, исходя из объема закачанного кислотного раствора и дебита (приёмности) скважины на момент начала её эксплуатации. Эффективность обработки оценивается соотношением дебитов (приёмности) скважин до и после обработки. Такой подход к определению времени удаления из пласта продуктов реакции оказывается либо неоправданно завышенным, что сопровождается увеличением времени обработки и её удорожанием, отодвигает время ввода скважины в эксплуатацию; либо оказывается недостаточным для полного удаления продуктов реакции и загрязняющих веществ, что снижает потенциальную послеремонтную производительность скважин, уменьшает межремонтный период её эксплуатации.

С целью устранения этих недостатков предлагается гидродинамическая модель адресной промывки скважин после кислотного воздействия с использованием струйного насоса. В основу этой модели положен метод оценки дебита скважины, гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта [1]. Расчетная схема модели представлена на рисунке 1.

Вся область фильтрации разбивается на несколько зон. В зоне I при $R_k > r > R_0$ (где R_k – радиус контура питания; r – текущее значение радиуса; R_0 – некоторое условное расстояние, пропорциональное общей толщине пласта h) поток принимается плоскорадиальным. Далее общий поток Q разбивается на два потока Q_1 и Q_2 , пропорциональные толщинам h_1 и h_2 пласта, кольматированных отклоняющим составом. Из зоны I в зону II входит часть дебита Q_1 , равная Q'_1 , а вторая часть потока Q_1 продолжает движение по зоне III. Из зоны I в зону IV входит часть дебита Q_2 , равная Q'_2 , а вторая часть потока Q_2 продолжает движение по зоне III.

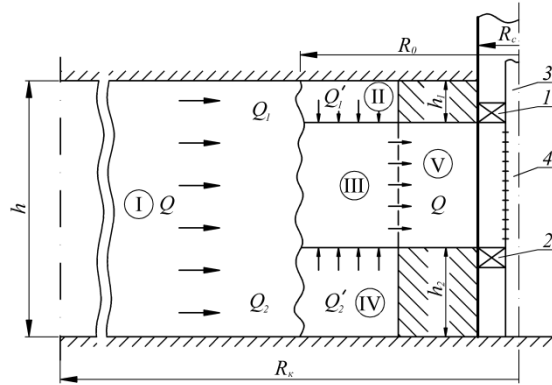


Рис. 1 Расчетная схема промывки скважины после кислотной обработки: 1, 2 – пакеры компоновки струйного насоса, соответственно верхний и нижний; 3 – НКТ; 4 – целевой фильтр

Из зоны I в зону II входит часть дебита Q_1 , равная

$$Q'_1 = \frac{2\pi \cdot k \cdot h_1}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_0}} \cdot (p_k - p_0) = \frac{h_1}{h} \cdot Q_1, \quad (1)$$

где p_0 – давление на расстоянии $r = R_0$ от оси скважины; p_k – давление на контуре питания; k – проницаемость горной породы; μ – вязкость жидкости. Этот же дебит попадает из зоны II в зону III, так как верхняя часть пласта высотой h_1 изолирована отклоняющим составом и пакером 1 (см. рис. 1).

Из зоны I в зону IV входит часть дебита Q_2 , равная

$$Q'_2 = \frac{2\pi \cdot k \cdot h_2}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_0}} \cdot (p_k - p_0) = \frac{h_2}{h} \cdot Q_2, \quad (2)$$

Этот же дебит попадает из зоны IV в зону III, так как нижняя часть пласта высотой h_2 изолирована отклоняющим составом и пакером 2 (см. рис. 1). В зоне III все потоки сливаются и, переместившись по зоне V, попадают в скважину единым потоком Q .

Составляя дифференциальные уравнения неразрывности потоков для зон I, II и III, а также для зон I, IV и III, производя дважды интегрирование в каждом уравнении, учитывая выражения (1) и (2) и граничные условия $p|_{r=R_c} = p_3$, $p|_{r=R_0} = p_0$ находим p_0 , то есть давление на расстоянии $r = R_0$

$$p_0 = p_k - \frac{(h_1 - h_2) \cdot \ln \frac{R_k}{R_0}}{h \cdot \ln \frac{R_0}{R_c} + (h_1 - h_2) \cdot \ln \frac{R_k}{R_0} - \frac{h_1 + h_2}{2}} \cdot (p_k - p_3) \quad (3)$$

где R_c – радиус скважины; p_3 – забойное давление в скважине.

Подставляя найденное выражение для p_0 в формулу Дюпюи дебита скважины, находим

$$Q = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(h_1 - h_2) \cdot (p_k - p_3)}{h \cdot \ln \frac{R_0}{R_c} + (h_1 - h_2) \cdot \ln \frac{R_k}{R_0} - \frac{h_1 + h_2}{2}} \quad (4)$$

Минимальное значение радиуса R_0 определяется объёмом отклоняющего состава, вводимого в пласт, и составляет 2,2 м; максимальное же значение R_0 определяется радиусом проникновения кислотных составов и для, например, циклической кислотной обработки составляет 16,2 м [3]. Необходимым и достаточным условиями

эффективной промывки скважины будут: достижение дебита Q величины, не меньшей дебита скважины на момент начала её эксплуатации; промывка скважины с дебитом Q в течении времени t_0 , за которое установится давление p_0 на границе R_0 ; промывка скважины с дебитом Q в течении времени t , необходимого для выноса всего объема кислотного состава, введённого в пласт.

В таблице приведены характерные результаты осуществленных адресных промывок скважины некоторых месторождений, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз».

Примечание: $\Delta Q = \frac{Q_{op}}{Q_{np}}$ – отношение дебитов скважины до и после кислотной обработки; $\Delta Q' = \frac{Q_s}{Q_{np}}$ – отношение дебита скважины на момент начала её эксплуатации к дебиту после кислотной обработки.

Из данных таблицы 1 следует, что при времени промывки скважин, меньшем расчётного или необеспечения послеремонтного дебита равного (или большего) дебиту скважины на момент начала эксплуатации, эффективность кислотной обработки уменьшается.

Таблица 1

Мониторинг промывки скважин после проведения кислотной обработки

Номера скважин	Месторождение	Время операции, час		Кратность изменения дебита (приёмистости): «+» - увеличение, «-» - уменьшение	
		Расчётное максимальное	Фактическое	ΔQ	$\Delta Q'$
304	Ефремовское	5,5	5	-1,6	1,0
641	Мамонтовское	4,5	4,5	+1,2	+1,03
1Р	Энтельское	6,5	6	+1,36	1,0
8244	Мамонтовское	5,5	5,5	+10,0	+1,24
418	Кудринское	26	4,5	-2,0	-1,8
115	Правдинское	4	4	+11,0	+1,25

Литература

1. Технология и техника добычи нефти // А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев/ Под ред. Проф. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.: ил.
2. Халиуллин А.А. Повышение эффективности солянокислотных обработок скважины с применением струйного насоса НС-118// Проблемы геологии и освоения недр: Сборник научных Трудов XII Международного симпозиума студентов и молодых ученых. – Томск, 2008 – 944с. : ил.: С. 565-567
3. Шадымухамедов С.А. Справочное пособие для операторов по химической обработке скважин. – Пермь: Электронные издательские системы, 2005. – 322 с.: ил.

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА МЕТОДОМ УЧЕТА ЭВОЛЮЦИИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВДОЛЬ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

М.А. Хузин¹

Научный руководитель директор Т.Ф. Евтушенко²

¹Башкирский Государственный Университет, г. Уфа, Россия

²ЦСПРОМ «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Практически все существующие на сегодняшний день виды ГДИС используют один датчик для замера давления и дебита (или приёмистости в случае нагнетательных скважин), которые находятся на устье или забое скважины. Но в последние годы уже появился опыт в использовании установленных вдоль ствола скважины датчиков для измерения распределения потока вдоль ствола и детальной картины обводненности притока. Имеется

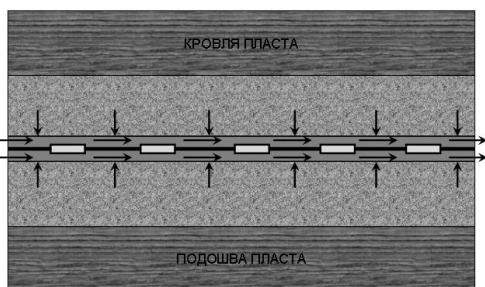


Рис. 1 Схема установки глубинных манометров

опыт [1] установки последовательных кварцевых манометров вдоль ствола горизонтальной скважины с целью расчета продуктивности различных участков. В данном случае продуктивность различных участков, а вместе с ней и величина проницаемости анализировались только по установившемуся притоку. Последним достижением в области промыслово-геофизических исследований (ПГИ) является прибор фирмы Schlumberger “Flow Scanner”. В дополнение к продуктивности, он позволяет узнать обводненность притока различных участков скважины. Прибор был успешно опробован на Ванкорском газонефтяном месторождении (Красноярский край). Однако, ни один из приборов с распределенными вдоль ствола датчиками, не использует переходный режим для «зондирования» пласта. Поиск методов,

совмещающих подходы ПГИ и ГДИС, в классической литературе, а также в ресурсах [2] и [3] не дал результатов.

Предполагается, что расположенные вдоль ствола датчики позволяют исследовать положение неоднородностей в направлении, параллельном стволу скважины, а исследования с помощью переходных режимов позволят определить удаленность таких неоднородностей. Совмещение в одном приборе ПГИ и ГДИС должно давать более полную информацию о пласте. Вакантной и сложной задачей является создание математического аппарата таких исследований на базе аналитических методов и численных экспериментов. Следует отметить, что задача на нахождение распределения проницаемости является обратной задачей и может иметь нетривиальные решения. Поэтому основной целью в указанной работе является разработка методики таких исследований, а также уточнение области применимости и ограничений метода.

В стационарном случае задача на определение течений может быть решена методом Фурье. Разделение переменных для двумерной задачи приводит к решению в виде суперпозиции ортогональных функций. Собственное значение задачи λ мы можем назвать «параметром» течения. Таким образом, каждому из возможных течений будет соответствовать свой спектр собственных значений λ . Получены решения различных стационарных задач при неоднородностях в пласте и на стволе скважины.

Предлагаемый в данной работе метод линейных токов позволяет просто и быстро оценить характер течений, возникающих в неоднородной среде в случае малых перепадов давлений. Действительно, плоское поле давлений соответствует нулевому значению собственного числа λ и автоматически удовлетворяет уравнению Лапласа. Таким образом, мы получим поле давлений в виде состыкованных слабоизогнутых плоскостей. Схема построения таких линейных градиентов давлений для модельного неоднородного пласта показана на рис. 2.

Сравнивая перепады давлений в двух направлениях и, оперируя в основном геометрическими соображениями, для соотношения потоков в двух направлениях нетрудно получить соотношение (здесь n – контраст проницаемостей, S – ортогональные сечения для оценки потоков):

$$\frac{Q_{\perp}}{Q_{\parallel}} = \frac{n-1}{4n+1} \frac{S_{\perp} k_{\perp}}{S_{\parallel} k_{\parallel}}$$

Таким образом, соотношение перетоков определяется геометрией неоднородности, ее контрастностью, а также анизотропией проницаемости.

Для численного моделирования был использован готовый программный продукт Eclipse 100 фирмы Schlumberger. В целях наглядности и очевидности интерпретации, все численные вычисления проводились на двумерной модели. Таким образом, изучению поддежит линейный режим течения. Кроме того, линейный режим течения имеет место при работе горизонтальных скважин, имеющих значительную протяженность горизонтального ствола.

Были промоделированы различные случаи неоднородного распределения проницаемости. Приведем результаты рассмотрения неоднородности, локализованной в двух направлениях – x и y . Рассмотрим распределение проницаемости, как показано на рис. 2. В данном примере вблизи скважины проницаемость имеет однородное распределение. На расстоянии 30 м от нее появляется высокопроницаемый участок. Обычными методами анализа керна и ГИС, а также ПГИ и ГДИС такую структуру строения пласта отследить невозможно.

Набор характеристических кривых для такой системы представлен на рис. 3. Среди них можно выделить две группы. Первая имеет ступенчатую структуру, состоящую из двух последовательных линейных режимов (слои №11-№15). Все остальные кривые имеют линейный режим и плавный переход к стационарному течению. Однако, в некоторых случаях перетоки, вызванные контрастом проницаемостей могут значительно исказить картину. Анизотропия проницаемости (в направлении x - y) может как уменьшить, так и увеличить перетоки.

Предлагается следующая схема гидродинамических исследований:

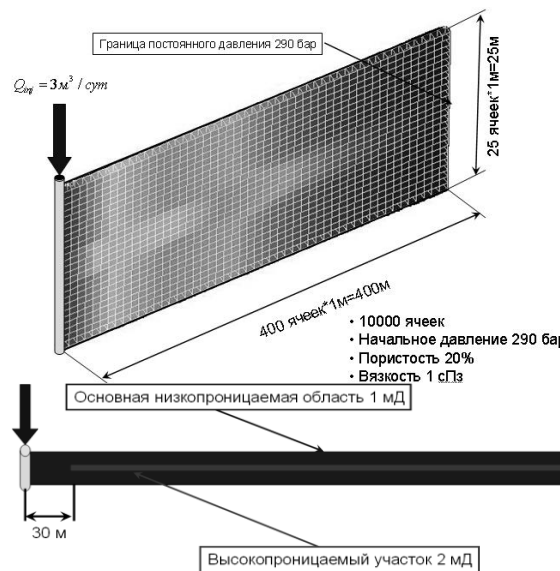


Рис. 2 Гидродинамическая двумерная модель

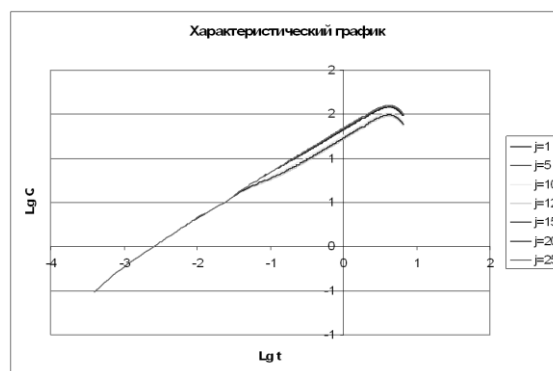


Рис. 3 Набор характеристических кривых для случая неоднородности проницаемости в горизонтальном направлении

1. Запуск скважины в работу с постоянным давлением.
2. Построение полулогарифмического и характеристического графиков показаний каждого датчика.
3. Интерпретация режимов течений по характеристическим признакам (угол наклона на характеристическом графике).
4. Первичное определение проницаемости и последовательности участков с однородным распределением ФЕС.
5. Построение карты перетоков и уточнение результатов с учетом перетоков на различных участках.

Выводы:

Предложена методика изучения неоднородных пластов, совмещающая в себе подходы ПГИ и ГДИС. Показано, что расположенные вдоль ствола датчики позволяют исследовать положение неоднородностей в направлении, параллельном стволу скважины, а исследования с помощью переходных режимов позволят определить удаленность таких неоднородностей. Совмещение в одном приборе ПГИ и ГДИС должно давать более полную информацию о пласте.

Таблица

Результаты оценки проницаемости для неоднородного пласта

Номер слоя	1	5	10	12	15	20	25
$k_{\text{мод}}, \text{мД}$	1,0	1,0	1,0	1,0/2,0	1,0/2,0	1,0	1,0
$k_{\text{расч}}, \text{мД}$	0,991	0,981	0,961	0,988/2,402	0,992/2,511	0,978	0,985
$\Delta k = k_{\text{мод}} - k_{\text{расч}}, \text{мД}$	0,009	0,019	0,039	0,012/-0,402	0,008/-0,511	0,022	0,015
$\varepsilon = \frac{\Delta k}{k_{\text{расч}}} \cdot 100\%$	0,9	1,9	3,9	1,2/-20,1	0,8/-25,55	2,2	1,5

Литература

1. Liang-Biao Ouyang and Ramzy Sawiris. Production and Injection Profiling: A Novel Application of Permanent Downhole Pressure Gauges. SPE 84399. 2003
2. www.fips.ru.
3. www.spe.org.com.

О ПРИМЕНЕНИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

С.В. Чалов, В.В. Поплыгин

Научный руководитель профессор В.А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Повышение эффективности разработки нефтяных залежей может быть достигнуто за счет совершенствования и оптимизации технологических процессов поддержания пластового давления (ППД) в продуктивных пластах, эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, сбора и промышленной подготовки скважинной продукции.

Заводнение продуктивных пластов является основным средством воздействия на эксплуатационный объект с целью интенсификации отборов и повышения нефтеотдачи.

Совершенствованием технологии заводнения можно существенно снизить количество попутно добываемой воды при одновременном увеличении запланированных коэффициентов извлечения нефти (КИН) [4, 6].

Основные направления совершенствования системы поддержания пластового давления (ППД): ввод новых нагнетательных скважин, проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ) на уже существующих скважинах для увеличения их приемистости и изменение технологических режимов работы нагнетательных скважин для усиления их гидродинамического воздействия на продуктивный коллектор.

В работе произведена оценка возможности совершенствования системы ППД для бобриковской залежи Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения, к которому приурочено 65% извлекаемых запасов всей бобриковской залежи Уньвинского месторождения.

Гидродинамические методы регулирования разработки заводнением являются наиболее апробированными и распространенными на нефтяных месторождениях [2]. Механизм их воздействия основывается на увеличении охвата не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов. Нестационарное заводнение, применяемое для изменения направления фильтрационных потоков, позволяет вовлечь в разработку невыработанные запасы и снизить темпы обводнения залежи в карбонатных и терригенных коллекторах [1, 5]. Оно приводит к возникновению градиента давления между высоко- и низко проницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в прослой и зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и их подключению в активную разработку [3]. Распространенной технологической его реализацией является использование циклических режимов работы нагнетательных скважин.

Современное состояние методов и средств математического моделирования процессов разработки позволяет спрогнозировать эффект от применения циклического заводнения, определить оптимальные режимы

работы добывающих и нагнетательных скважин и избежать нежелательных явлений при внедрении нестационарного заводнения.

С помощью программного комплекса Tempest More спрогнозирована эффективность циклической работы нагнетательных скважин бобриковской залежи Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения.

Геолого-физическая характеристика залежи Бб Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения представлена в табл. 1.

Таблица 1
Геолого-физическая характеристика залежи Бб Уньвинского поднятия Уньвинского месторождения

Параметры	Значение
Средняя глубина залегания, м	2194
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9,3
Пористость, %	18
Проницаемость, мкм ²	0,471
Начальная пластовая температура, °С	30
Начальное пластовое давление, МПа	23,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,25
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,745
Давление насыщения нефти газом, МПа	14,51
Газосодержание, м ³ /т	116,3

Показатели характеризующие состояние разработки поднятия на 01.01.2010 представлены в табл. 2.

Таблица 2
Основные показатели, характеризующие состояние разработки бобриковской залежи Уньвинского поднятия Уньвинского нефтяного месторождения на 01.01.2010

Показатели	Значение
Текущее пластовое давление, МПа	20
Среднегодовая обводненность, %	27
Фонд скважин на конец года	
-добывающих	80,00
-нагнетательных	16,00
КИН текущий, доли ед.	0,28
Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой, %	79,5
Выработка запасов, %	71,2

Объемы добычи нефти по залежи превышают проектные уровни, а решения по закачке рабочего агента полностью не выполняются.

По картам изобар и текущей эксплуатации выделены участки залежи с пластовым давлением ниже среднего по залежи и обводненностью добывающих скважин выше средней (табл. 3).

Таблица 3

Участок	Среднее пластовое давление по участку, МПа	Средняя обводненность по участку, %
Участок №1	16,29	68,68
Участок №2	15,90	33,41
Участок №3	16,78	60,35

Смоделируем на участке 1 залежи возможность работы нагнетательной скв. №118 в циклическом режиме. За базовый вариант приняты результаты моделирования при текущем состоянии разработки участка. С помощью гидродинамической модели рассчитаны варианты, отличающиеся объемами закачиваемой воды и, параметрами циклики при нестационарном воздействии. Все расчеты выполнены на период продолжительностью 10 лет, начиная с 01.01.2010г.

Результаты гидродинамического моделирования вариантов разработки и их результаты представлены в табл. 4. С увеличением объемов закачиваемой воды эффективность заводнения возрастает. Наилучший вариант циклической закачки воды получается при остановке (включении) нагнетательных скважин через 30 суток. Стоит отметить, что низкие пластовые давления в вариантах 10-13 связаны с полугодовым простоем нагнетательной скважины. Реализация циклической закачки на участке 1 бобриковской залежи Уньвинского месторождения позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи при одновременном снижении обводненности добываемой продукции.

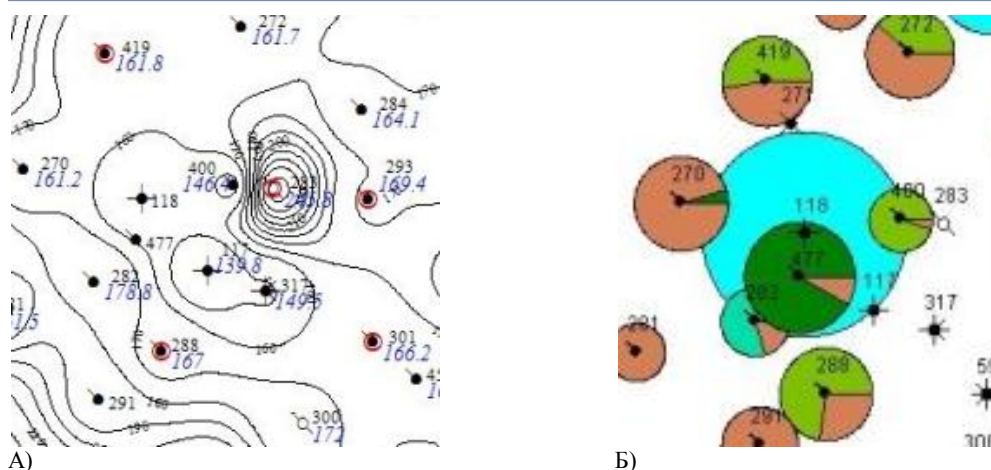


Рис. 1 А) вырезка из карты изобар залежи Б) Уньвинского поднятия Уньвинского

Таблица 4

Результаты гидродинамического моделирования

Вариант	Время полу цикла	Годовой объем закачки относительно базового, д.ед.	Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	Обводненность, д.ед.	Пластовое давление на участке 01.01.2021, МПа
1	Базовый	-	1662,84	0,641	12,24
2	15	0,25	1712,57	0,576	5,634
3	15	0,5	1712,93	0,580	9,074
4	15	1	1700,42	0,60	11,902
5	15	2	1628,3	0,72	19,134
6	30	0,25	1712,10	0,578	5,764
7	30	0,5	1712,46	0,582	9,403
8	30	1	1694,31	0,61	12,350
9	30	2	1606,89	0,76	20,038
10	180	0,25	1708,10	0,567	4,899
11	180	0,5	1707,49	0,571	7,533
12	180	1	1687,04	0,59	9,649
13	180	2	1605,1	0,738	14,62

Литература

1. Васильев В.В., Тонков Л.Е. Оценка применимости циклического заводнения на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство – 2004 №12.
2. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Научно-технические основы энергосберегающих технологий повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство - 2007, №3.
3. Захарова Н.П., Алымова Т.И., Решетникова А.В., Малышев Г.А. Анализ результатов применения технологии нестационарного воздействия на Родниковом месторождении // Нефтяное хозяйство – 2008 №12.

ОСОБЕННОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТЕ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ КОНФИГУРАЦИЯХ СКВАЖИН

С.П.Чукланова, Н.М.Залетова

Научный руководитель профессор М.Л.Карнаухов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В настоящее время большинство продуктивных пластов дренируется скважинами очень сложных конфигураций, таких как горизонтальные, многозбойные, наклонно-направленные, скважин с трещинами ГРП. Более того, часто горизонтальные скважины пересекают несколько пластов, трещины ГРП также могут пересекать несколько различных пропластков, причем контакт со вскрытыми пластами трещиной ГРП или горизонтальным стволом может быть различным. Для всех этих ситуаций уже неэффективно применять традиционные формулы для определения производительности скважин, например такую как Дюпои.

Многообразие различных процессов, возникающих вследствие вскрытия сложными конструкциями скважин разнообразных по структуре пластов – коллекторов, очевидно, могут быть описаны множеством различных зависимостей продуктивности от указанных параметров. При этом как простые, так и сложные зависи-

мости, основаны на применимости закона Дарси, и их можно оценить с применением фильтрационных сопротивлений для трех основных видов течения: плоскопараллельного, радиального и сферического.

Используя закон Дарси $q = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \cdot S(x)$, где q – дебит скважины, k – проницаемость, μ – вязкость, P –

давление, x – координата, $S(x)$ – площадь фильтрации, характеризующая поток, и выполняя необходимые математические вычисления, получили: $R_a = \frac{\mu}{k l h} (r_k - r_c)$ – линейное сопротивление в пласте, тогда $\Delta P = q R_a$;

$R_p = \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_k}{r_c}$ – радиальное сопротивление в пласте, тогда $\Delta P = q R_p$; $R_c = \frac{\mu}{2\pi k} \cdot \frac{1}{r_c}$ – сферическое сопротивление в пласте, $\Delta P = q R_c$; где l – геометрическая характеристика пласта – длина, r_k – радиус контура питания потока, r_c – радиус скважины.

Предположим: , тогда $l h = 2\pi r_k h = 2\pi r_k^2$, откуда $l = 2\pi r_k$ – для параллельного и радиального течений, $h = r_k$ – для радиального и сферического течения.

При этих соотношениях, выполняя математические вычисления, получаем:

Линейное течение	$R_a = \frac{\mu}{k l h} (r_k - r_c)$	1
Радиальное течение	$R_p = \frac{\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_k}{r_c}$	7,82
Сферическое течение	$R_c = \frac{\mu}{2\pi k} \cdot \frac{1}{r_c}$	2500

Это показывает, что производительность скважин напрямую зависит от вида течения в пласте, как на значительном расстоянии, так и в прискважинной зоне. Теперь рассмотрим зависимость продуктивности скважины от особенностей строения пласта и от конфигурации забоев скважин.

Воздействие на пласт и более эффективное извлечение жидкости из него – одно из главных направлений деятельности инженеров в нефтяной и газовой промышленности. Интенсификация матрицы пород или их разрыв позволяет создать или улучшить связь скважины с пластом, что и обеспечивает лучшее извлечение углеводородов.

Прежде всего, отметим, что на типы потоков жидкости к скважине существенно влияют однородность и изотропность пласта на всем его протяжении.

В реальных условиях разнообразные геологические типы пластов можно свести к следующим видам, строение которых существенно влияет на выбор метода интенсификации: монолитный пласт с непроницаемыми границами, монолитный пласт с газовой шапкой и подошвенной водой, слоистый пласт (двухслойный), тонкослоистый пласт, трещиноватый пласт, пласт со структурными особенностями, порово-трещинный коллектор пласта.

Виды потоков в пласте также определяются конфигурацией скважин таких, как: обычная вертикальная, вертикальная с ГРП, наклонная, горизонтальная, горизонтальная с ГРП.

Таким образом, течение жидкости в зоне дренирования скважины определяется как структурой пород пласта, так и характером вскрытия пласта скважиной.

Пласт без газовой шапки и воды можно рассматривать, как мощное гомогенное образование. Для таких пластов применимы все виды профилей скважин, например, вертикальная (Рис. 1). Наклонная скважина может оказаться более эффективной, чем гидроразрыв пласта или горизонтальная скважина при равных значениях вертикальной и горизонтальной проницаемостей. ГРП же в горизонтальной скважине может компенсировать уменьшение производительности, вызванное низкой вертикальной проницаемостью по всей мощности пласта (рис. 1).

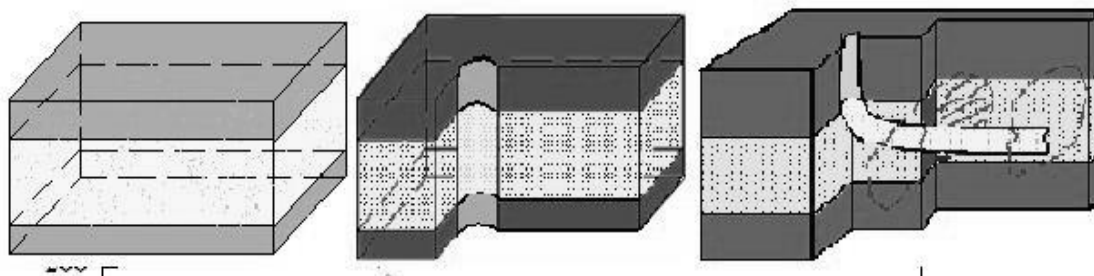


Рис. 1 Монолитный пласт с непроницаемыми границами

Однородные пласты с газовой шапкой и подошвенной водой имеют свои специфические особенности. В вертикальных скважинах, чтобы предотвратить поступление подошвенной воды, необходимо перфорировать

прямо под кровлей продуктивного пласта. Однако, высокий градиент давления будет все равно подтягивает эту воду вверх в форме конуса (рис. 2).

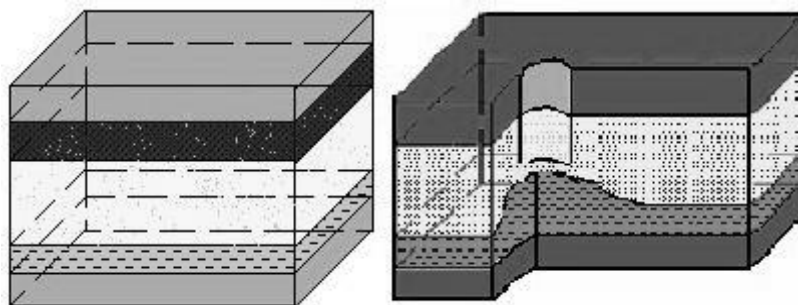


Рис. 2 Монолитный пласт с газовой шапкой и подошвенной водой

Два типа немоналитных пластов – слоистый и тонкослоистый – отличаются тем, что в одном хорошо прослеживаются по горизонтали слои песчаников большой мощности, а в другом – пропластки тонкослоистые. Последние пласты имеют низкую вертикальную проницаемость. В этих случаях горизонтальная скважина может быть неэффективна, потому что ее производительность будет очень мала из-за низкой проницаемости пласта по вертикали. И в больших по мощности слоях пласта такая скважина тоже не будет высокопродуктивной из-за неполного охвата всей толщины пласта. А наклонная скважина может обеспечить резкое увеличение дебита по сравнению с вертикальной скважиной из-за лучшего охвата выработкой пропластков. (Рис.3). Высокую подвижность флюидов в тонкослоистом пласте можно достичь гидравлическим разрывом. В низкопроницаемом коллекторе ГРП применим для любых видов скважин, потому что он обеспечивает эффективную плоскую зону фильтрации, резко повышающую производительность скважины. В тонкослоистых пластах ГРП наиболее эффективен именно для горизонтальных скважин, потому что длина горизонтальной части обеспечивает больший охват, который увеличивает объем дренирования скважины, и еще в этом случае ГРП позволяет провести горизонтальные потоки фильтрации к скважине через всю толщину коллектора.

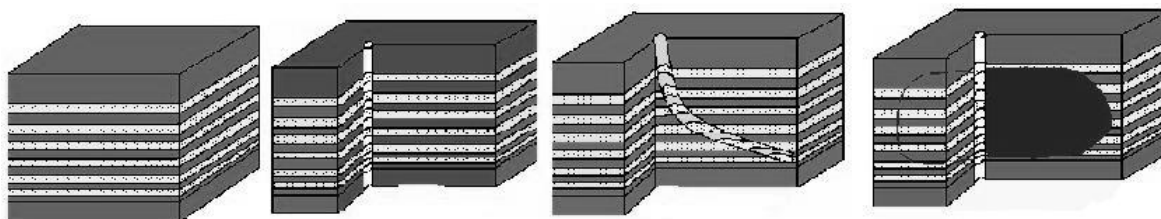


Рис. 3 Тонкослоистый пласт и способы его вскрытия

Таким образом, анализируя особенности строения продуктивного пласта и способы его вскрытия можно определить производительность скважин, учитывая сопротивления течений жидкости в пласте в соответствии с видом течения. Например, на рис.4 представлена схема определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП в трехслойном пласте.

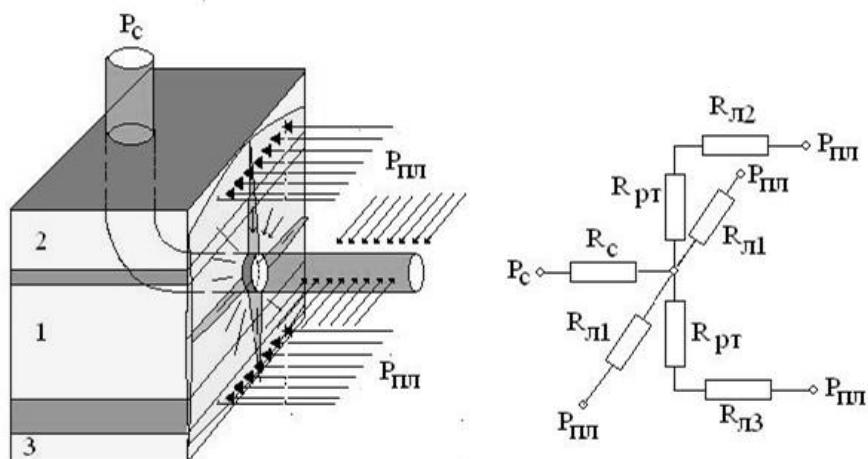


Рис. 4 Схема определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП в трехслойном пласте

Выводы:

1. Выведены зависимости значений фильтрационных сопротивлений при различных формах течения флюида.
2. Разработана классификация различных видов заканчивания скважин при различных типах коллекторов.
3. Создана методология определения продуктивности скважин в соответствии с их конфигурациями и типом коллектора.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЁННЫХ ОТЛОЖЕНИЯМИ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ

Н.А.Шостак, Г.В.Кусов

Научный руководитель доцент О.В.Савенок

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Одним из факторов, снижающих производительность труда в нефтедобывающей промышленности, является отложение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) на стенках подъёмных труб, выкидных линий, промысловых нефтепроводов, ёмкостей, а также забоев скважин при добыче парафинистой нефти.

Отложения парафина в скважинах, промысловой сети трубопроводов и резервуарах являются причиной постоянных осложнений и неполадок в работе промыслов, добывающих парафиновые нефти. Отложения парафина в промысловом оборудовании существенно снижают добычу нефти и вызывают необходимость проводить дорогостоящие и трудоёмкие мероприятия по их удалению. В настоящее время ещё недостаточно изучены вопросы формирования парафиновых отложений, что объясняется чрезвычайной сложностью комплекса явлений, происходящих в нефти в процессе её добычи, и невозможностью полного их воспроизведения на лабораторных моделях.

Добыча парафинистой нефти непрерывно растёт. Она составляет около половины всей добычи нефти в нашей стране. Отсюда вполне понятно то внимание, которое уделяют промышленники вопросам техники и технологии борьбы с отложениями парафина как в пластовых условиях, так и в скважинах и наземных коммуникациях.

Современные методы борьбы с парафиноотложениями должны быть дешёвыми, надёжными, эффективными, экологически безопасными, сохранять эксплуатационные свойства пласта, технологичными.

К настоящему времени предложено множество методов, позволяющих с большей или меньшей успешностью предотвращать образование или удалять отложения. Химическое удаление асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) углеводородными растворителями является широко применяемым методом, позволяющим эффективно очищать насосно-компрессорные трубы (НКТ) скважин и полностью удалять отложения, образующиеся в призабойной зоне пласта. Тем не менее, данный метод не является универсальным из-за необходимости подбирать химический состав растворителя применительно к конкретным АСПО и наличия ряда дополнительных факторов, определяющих экономические показатели применения растворителей. К тому же, сдерживает широкое внедрение растворителей также отсутствие простой в осуществлении методики подбора их состава. Имеющиеся в литературе рекомендации по разработке углеводородных растворителей сложны и дороги в применении. Кроме того, в научно-технической литературе мало работ, посвящённых критериям применимости различных методов и технологий предотвращения образования и удаления АСПО в целом, и критерия применимости растворителей в частности.

Анализ критериев применимости того или иного метода подразумевает наличие определённых логических принципов и закономерностей, на основании которых можно обоснованно рекомендовать или не рекомендовать его применение. В свою очередь, применимость метода в одних случаях и неприменимость в других подразумевает наличие классификации, позволяющей соотнести все возможные случаи с одним из базовых. Соответственно, объективные рекомендации по применению углеводородных растворителей могут быть даны лишь на основе анализа случаев образования АСПО и построения их классификации.

Разработка приведённой здесь классификации была начата в ходе подбора комплексных технологий предотвращения и удаления АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева. С результатами выполненных работ можно ознакомиться в серии отчётов [1] и в статье [2]. В ходе выполнения работ нами была проанализирована проблема образования АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева. Проводилось исследование проб нефти и АСПО, определялись их физико-химические характеристики. Были проанализированы параметры работы скважин и геолого-физические условия месторождения. Дополнительно проводилось моделирование процесса и расчёты параметров отложения. Был проанализирован отечественный и зарубежный опыт предотвращения и удаления отложений.

Выработка рекомендаций осуществлялась с учётом выполненных работ, при этом фонд скважин сознательно был разделён на группы, характеризующиеся близкими параметрами работы, что позволило рекомендовать общие схемы предотвращения и удаления отложений.

Логическим продолжением работ стало создание технологической (с позиций применения мер предотвращения и удаления отложений) классификации случаев образования АСПО. Классификационные признаки объединяют физико-химические параметры АСПО и технологические параметры работы скважин.

Предлагаемая классификация (рисунок 1) построена по фрактальному тринитарному принципу. Классификация содержит три уровня, каждый из которых даёт разветвление на три подуровня, таким образом, общее число классификационных групп достигает 27. Такой принцип построения позволяет классифицировать изучаемую общность объектов (условно на рисунке – область, ограниченная окружностью) на наименьшее число групп. Каждый элемент обозначается двумя цифрами через дефис, первая – номер уровня, вторая – номер подуровня.

Первый уровень классификации отвечает типу отложений:

1 – парафиновый; 2 – смешанный; 3 – асфальтеновый.

Второй уровень классификации – межочистной период (МОП) – является мерой интенсивности процесса образования АСПО:

Таким образом, группа случаев образования АСПО 1–1 → 2-1 → 3–1 объединяет отложения парафинового типа в скважинах с межочистным периодом работы несколько часов и дебитом до 50 м³/сут; 1–3 → 2-2 → 3–3 – отложения асфальтенового типа в скважинах с межочистным периодом работы несколько дней и дебитом свыше 200 м³/сут.

Тип отложений, дебит скважины и МОП являются не только классификационными признаками случаев образования АСПО, но также важнейшими технологическими критериями, определяющими применимость и потенциальную эффективность тех или иных методов борьбы с отложениями. Критерии подбора методов борьбы с отложениями (тип отложений, МОП, дебит скважины) расположены в порядке уменьшения значимости.

Тип отложений (первый и наиболее значимый критерий) определяет общее направление в подборе технологий по предотвращению и удалению АСПО, то есть возможность или невозможность применения тех или иных методов в рассматриваемом случае.

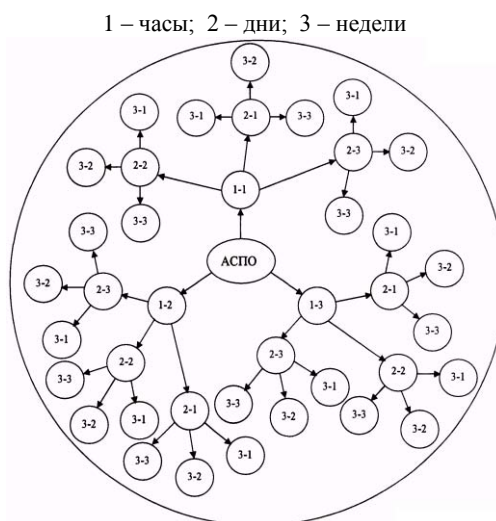


Рис. 1 Классификация случаев образования АСПО: первая цифра – номер уровня; вторая цифра – номер подуровня

Межочистной период работы скважины (второй критерий) в основном вводит ограничения на применение дорогостоящих методов удаления отложений. Применимость ряда технологий предотвращения АСПО ограничена дебитом скважин, который принят нами в качестве третьего критерия подбора методов борьбы с отложениями.

Третий уровень отражает дебит скважины:

1 – до 50 м³/сут; 2 – 50-200 м³/сут; 3 – свыше 200 м³/сут.

На основании критериев подбора методов борьбы с АСПО и приведенной выше классификации применение углеводородных растворителей рекомендовано в случае парафиновых и смешанных типов отложений для скважин с межочистным периодом работы несколько недель и больше. В случае образования асфальтеновых отложений более эффективным методом удаления являются промывки ароматическими растворителями [10], однако частое их проведение существенно снижает технико-экономические показатели работы скважин с небольшим межочистным периодом.

В работе исследованы физико-химические аспекты растворения и диспергирования компонентов АСПО в углеводородах различных классов и дано объяснение причин высаждения асфальтенов алканами. Показано, что эффективный растворитель по своему групповому составу должен являться смесью алкановых и ароматических углеводородов. Путём анализа структурных характеристик молекул показано, что нефтяные углеводороды являются нежелательными компонентами углеводородных растворителей АСПО.

Разработана простая в осуществлении экспресс-методика подбора состава углеводородного растворителя. Данная методика не требует привлечения сложных инструментальных методов анализа состава АСПО и математического моделирования. Методика позволяет в короткие сроки при минимальных затратах выбрать растворитель оптимального группового состава на основании графика эффективности бинарных растворителей.

Разработана фрактальная тринитарная классификация случаев образования АСПО и определены универсальные критерии применимости различных методов предотвращения и удаления отложений. На их основе выделены случаи, в которых объективно рекомендуется применение углеводородных растворителей для удаления отложений.

Литература

1. Выбор методов (технологий) для реализации комплексной программы работ по предотвращению и удалению АСПО на месторождениях Вала Гамбурцева ОАО «Северная нефть»: Информационный отчёт по договору № 673/2-03 по выполненным этапам 1-5 / ОАО «РосНИПИтермнефть». – Краснодар, 2004. – 484 с.
2. Турукалов М.Б. Анализ проблемы отложения тяжёлых органических соединений на примере месторождений Вала Гамбурцева // Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. Электронный научно-технический журнал. Выпуск IV. <http://kubstu.ru/fh/fams/>

АНАЛИЗ УСПЕШНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ, СПРОЕКТИРОВАННЫХ НА ОСНОВЕ СЕКТОРНЫХ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

А.С.Щетинин, А.А.Горланов, О.В.Сухарева

Научный руководитель профессор А. Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Строительство боковых стволов (БС) для восстановления нерентабельных и бездействующих скважин – эффективный метод увеличения нефтеотдачи пластов. Бурение боковых стволов широко распространяется в Западной Сибири на месторождениях нефти и газа, находящихся на поздней стадии разработки [1].

Реализация данной технологии позволяет:

восстановить аварийные скважины; уплотнить сетку скважин; извлечь нефть из слабопроницаемых участков, не охваченных заводнением, и застойных зон; вовлечь в разработку выше- и нижележащие продуктивные пласты; значительно увеличить дебит скважин путем бурения бокового горизонтального ствола или нескольких стволов; подтвердить инвестиционную привлекательность разработки месторождения на любой стадии; увеличить отчисления в бюджеты разных уровней, сохранить рабочие места.

Бурение боковых стволов в аварийных, законсервированных, малодобитных или обводненных скважинах является наилучшим технологическим решением, если есть надежное обоснование эффективности вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом [2].

С 2006 года на месторождениях компании «Томскнефть» реализуется проект по бурению боковых стволов. Достижение утверждённых КИН без уплотнения сетки скважин (в том числе ЗБС) невозможно, потери извлекаемых запасов оцениваются в 51 573 тыс. тонн. За 3 года было пробурено 95 боковых стволов, в том числе 13 с горизонтальным окончанием. Качественное планирование и комплексная оценка рисков позволяют принять оптимальное решение при выборе параметров и в итоге повысить эффективность мероприятия.

Из бездействующего фонда за 2007-2008гг. было выведено 69 скважин:

- | | |
|-----------------------------------|-----------|
| • из б/д фонда | (29 скв.) |
| • из фонда, ожидающего ликвидации | (33 скв.) |
| • из пьезометрического фонда | (3 скв.) |
| • из ППД б/д фонда | (1 скв.) |
| • из консервации | (3 скв.) |

Основные месторождения проведения ЗБС:

- Первомайское
- Вахская группа месторождений
- Игольское
- Советское
- Западно-Останинское

Для надежного обоснования резки боковых стволов (ЗБС) в «ТомскНИПИнефть» используют 3-х мерные секторные геологические и гидродинамические модели (ГДМ). На основании которых определяются проектное расположение БС и рассчитываются прогнозные технологические параметры работы скважины.

Среднее значение прогнозных дебитов нефти за 2007-2008гг. составляло 51 т/сут., в итоге по пробуренным скважинам дебит составил 43 т/сут, что составляет 84 % от прогнозных значений. Фактическая обводненность превысила прогнозируемую на 10%. График (Рисунок 1) показывает совпадения прогнозных значений с фактическими полученными дебитами по всем ЗБС проведенным в период с 2007 по 2008 года. Есть как удачные ЗБС, дебиты которых превысили фактические значения более чем в два раза, так и неудачные, с высокой обводненностью и низким дебитом. Выполнение бизнес плана за 2007-2008гг. составило 98%. Из чего следует что проведение ЗБС на месторождениях «Томскнефть» является эффективным и рентабельным ГТМ, позволяющим стабилизировать текущую добычу и вовлекать в разработку не дренируемые запасы.

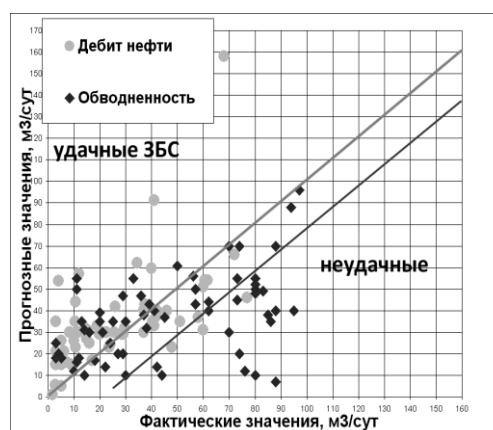


Рис. 1 Сравнительный анализ планируемых и достигнутых показателей

По проведенному анализу, удачно (фактические значения которых не меньше чем на 20% прогнозных) были спроектированы и пробурены 39% ЗБС с 2007 по 2009 год. (рисунок 2). 18% зарезок были неудачны из-за проведения высокообъемных ГРП, что могло вызвать прорыв воды от ФНВ соседних нагнетательных скважин, а также с нижнего водонасыщенного горизонта.



Рис. 2 Причины не достижения планируемого дебита

но с технологией бурения на тяжелом растворе и длительностью проводки горизонтального ствола, в результате чего получили большой положительный скин-фактор. От бурения БГС на Советском месторождении отказались. В данный момент на Советском месторождении реализуется программа по бурению уплотняющих скважин.

19% - неудачны по геологическим причинам:

- Замещение пласта коллектора;
- Не подтверждение модели «ТомскНИПИнефть»

(низкие ФЭС, промытая зона);

- Заниженное пластовое давление;
- неравномерность выработки запасов или области с ухудшенными коллекторскими свойствами.

По улучшению качества проектирования и проведения ЗБС в ТН ведутся постоянные работы. Проводится детальный анализ полученных результатов:

- сопоставление проектной и фактической точек входа в пласт для БС;

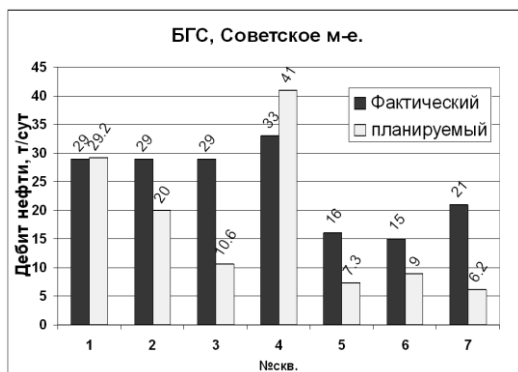


Рис.3 Не достижение прогнозных показателей

для подбора кандидатов на ЗБС, оценки рисков ФНВ и проведения корректных расчетов. Уточняется секторная геологическая модель после бурения пилотного ствола при бурении БГС. Проводится сопровождение бурения БГС в режиме реального времени. Представление рекомендаций по ГРП.

Выводы:

Результаты реализации проектов по зарезке боковых стволов в компании «Томскнефть» свидетельствуют об эффективной работе и сотрудничестве технических и геологических подразделений в процессе планирования и выполнения этого мероприятия. Опыт бурения БГС на Советском месторождении показал, что при планировании БГС следует учитывать технологическую сложность проведения мероприятия.

Секторное геолого-гидродинамическое моделирование позволяет быстро и наглядно определить локализацию остаточных запасов нефти, оптимальную траекторию и тип БС (БНС или БГС), положение БС внутри продуктивного горизонта, оценить возможные риски при бурении боковых стволов и прогнозные технологические параметры работы скважины.

24% - неудачны по технологическим причинам:

- Неудачное цементирование, РИР э/к;
- Большое отклонение от заданной траектории
- Не качественная информация для проектирования (положение забоев скважин окружения в плане);
- Техническое состояние фонда нагнетательных скважин;
- Недостаточный объем и достоверность исходных данных для проектирования ЗБС (навигация, закачка, данные по перфорациям, история добычи);
- (негерметичность, заколонные перетоки, техническое состояние скважин)
- Несовершенство технологии при строительстве ЗБС.

За 2008 год было пробурено 7 ЗБС с горизонтальным окончанием на Советском месторождении и только 2 скважины были удачны (рисунок 3). Это связа-

но с технологией бурения на тяжелом растворе и длительностью проводки горизонтального ствола, в результате чего получили большой положительный скин-фактор. От бурения БГС на Советском месторождении отказались. В данный момент на Советском месторождении реализуется программа по бурению уплотняющих скважин.

19% - неудачны по геологическим причинам:

- Замещение пласта коллектора;
- Не подтверждение модели «ТомскНИПИнефть»

(низкие ФЭС, промытая зона);

- Заниженное пластовое давление;
- неравномерность выработки запасов или области с ухудшенными коллекторскими свойствами.

По улучшению качества проектирования и проведения ЗБС в ТН ведутся постоянные работы. Проводится детальный анализ полученных результатов:

- сопоставление проектной и фактической точек входа в пласт для БС;

• сопоставление расчётных и фактических дебитов;

- выработка рекомендаций с учётом полученной информации;
- комплексный подход к выбору кандидатов на бурение БС.

При подготовке скважины к ЗБС выполняются различные исследования, в том числе повторный замер кривизны скважины. Уточняется истинное положение добывающих и нагнетательных скважин (запись гироскопа). После проведения гироскопа отход от забоя в среднем по всем месторождениям составил 125 метров, максимальное смещение составляет более 900 м. Из этого следует неопределенность структурных построений, размещения и количества остаточных запасов.

По возможности проводятся дополнительные

исследования (гироскопы, ПГИ, закачки индикаторов)

для подбора кандидатов на ЗБС, оценки рисков ФНВ и проведения корректных расчетов. Уточняется секторная геологическая модель после бурения пилотного ствола при бурении БГС. Проводится сопровождение бурения БГС в режиме реального времени. Представление рекомендаций по ГРП.

Выводы:

Результаты реализации проектов по зарезке боковых стволов в компании «Томскнефть» свидетельствуют об эффективной работе и сотрудничестве технических и геологических подразделений в процессе планирования и выполнения этого мероприятия. Опыт бурения БГС на Советском месторождении показал, что при планировании БГС следует учитывать технологическую сложность проведения мероприятия.

Секторное геолого-гидродинамическое моделирование позволяет быстро и наглядно определить локализацию остаточных запасов нефти, оптимальную траекторию и тип БС (БНС или БГС), положение БС внутри продуктивного горизонта, оценить возможные риски при бурении боковых стволов и прогнозные технологические параметры работы скважины.

Литература

1. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами – М.: Недра: 2002. – 255с.
2. <http://www.surgutneftegas.ru>.

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ КОНДЕНСАТНОГО БЛОКА НА ОСНОВЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН, ВСКРЫВАЮЩИХ АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ**

А.В. Язьков

Научный руководитель профессор А. Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Газоконденсатные месторождения являются сложными термодинамическими углеводородными системами, извлечение углеводородов из которых необратимо сопровождается массообменными процессами, приводящие к селективному выпадению более тяжелых компонентов в пласте при снижении давления ниже давления начала конденсации. Зоны выпадения конденсата, или конденсатные блоки, формируются в околоскважинной зоне, уменьшая тем самым продуктивность скважин. Определение зоны выпадения конденсатного блока позволит предсказывать продуктивность скважин и подбирать скважины – кандидаты для обработки призабойной зоны.

В данной работе рассматривается решение задачи идентификации конденсатного блока на основе композитной модели пласта на примере скважин, пробуренных на газоконденсатные залежи пластов ачимовских отложений. Скважины являются наклонно-направленными, освоенными гидроразрывом пласта (ГРП).

Модель составного пласта (Composite reservoir) позволяет описать изменение свойств пласта в околоскважинной зоне. Неоднородность пласта описывается присутствием двух (или более) зон с различными свойствами (проницаемость, пористость, сжимаемость). Данная модель пригодна для приближенного описания изменения проницаемости пласта в околоскважинной зоне вследствие выпадения конденсата. При этом предполагается, что размер зоны пониженной проницаемости не изменяется со временем, что является, строго говоря, сильным приближением, особенно для процессов с существенным перепадом давления (ниже давления точки росы).

Модель составного пласта реализована в ПО Saphir [Houze et al. 2009] и позволяет оценить по результатам ГДИ размер околоскважинной зоны с измененными свойствами. Оценка степени изменения свойств зачастую затруднительна вследствие небольшой чувствительности отклика давления и его производной к соотношению свойств околоскважинной / удаленной зон, а также в связи с влиянием других особенностей околоскважинной зоны пласта (влияние ствола скважины, трещины ГРП и т.п.).

В случае присутствия гидроразрыва пласта размер внутренней (околоскважинной) зоны должен быть не менее полудлины трещины гидроразрыва в модели составного пласта. Таким образом, если зона измененной проводимости пласта меньше полудлины трещины, невозможно выполнить настройку (адаптацию) аналитической модели составного пласта для согласования с кривой / производной давления (КВД или КПД).

Анализ КВД многих скважин, дренирующих пласты, показал присутствие зоны изменения производной псевдофункции давления, характерного для составного пласта (в этой зоне происходит отклонение (колебание) производной). Однако данное поведение наблюдается в присутствии (на фоне) роста производной, обусловленного влиянием билинейного течения (трещины ГРП). Видимо, полудлина трещины ГРП превосходит размер зоны измененной проводимости. Это с одной стороны, может свидетельствовать об успешности ГРП, поскольку трещина дренирует зону пласта с неизменной проводимостью. Однако, с другой стороны, это препятствует оценке размера внутренней зоны в связи с аспектами, рассмотренными выше.

Возможным вариантом приближенной оценки степени распространения конденсатной банки в призабойной зоне может быть анализ чувствительности к размеру внутренней зоны, выполненный с одновременным изменением полудлины трещины. В данной постановке задачи возможно получение аналитического решения для изменения псевдофункции давления и ее производной в ПО Saphir, что, в конечном итоге, позволяет сопоставить синтетические и фактические производные псевдофункции и приближенно оценить радиус внутренней зоны. Таким образом, предложенный подход позволяет выполнить только приближенную оценку радиуса этой зоны. Эта оценка должна быть подтверждена с использованием других (например, численных) моделей и может быть использована как первое приближение в этих моделях.

Такой анализ чувствительности был выполнен для ГДИ 6-ти скважин, для которых наблюдается характеристическое поведение производной псевдофункции, соответствующее составной модели пласта. Результаты анализа чувствительности для одной из скважин приведены на рисунке 1. Данные результаты были получены при одновременном изменении радиуса внутренней зоны пласта и полудлины трещины ГРП.

Соотношение свойств внутренней и внешней зон пласта в ПО Saphir определяется безразмерными параметрами [Houze et al. 2009]:

$$M = \frac{\kappa/\mu_1}{\kappa/\mu_2}, \quad D = \frac{\phi/\mu c_1}{\phi/\mu c_2},$$

где k, μ, ϕ, c_i - проницаемость пласта, вязкость жидкости, пористость пласта и сжимаемость системы пласт-жидкость; 1 – индекс внутренней зоны, 2 – внешней. В расчетах были приняты значения $M = D = 0.5$, что

может отражать снижение продуктивности во внутренней (околоскважинной) зоне пласта в 2 раза по отношению к проницаемости во внешней (удаленной) зоне пласта.

Анализ результатов на рисунке 1 позволяет предположить, что радиус зоны с измененной проницаемостью может находиться в пределах от 50 до 60 м, что соответствует отклику забойного давления на КВД в интервале от 2 до 4 ч. Подобный анализ был также проведен для остальных скважин.

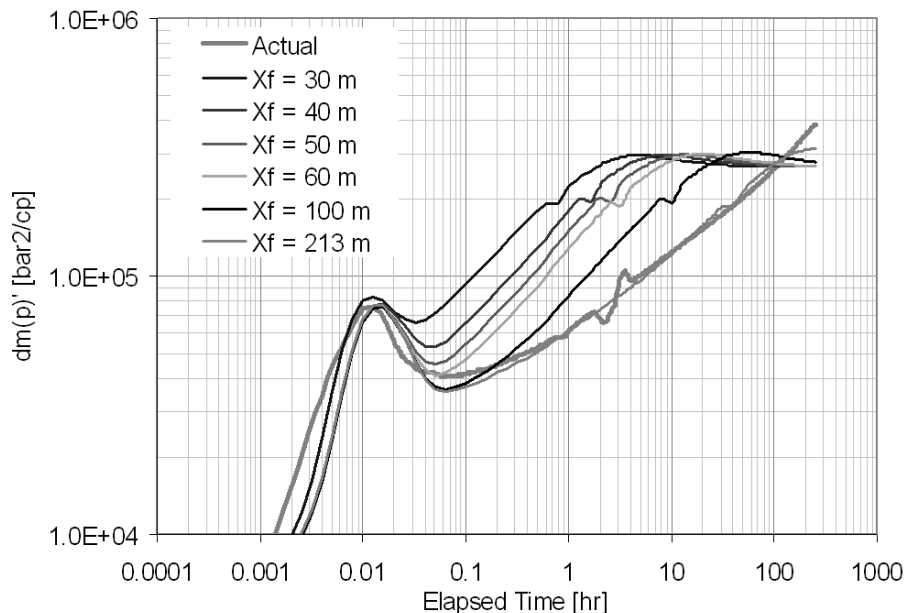


Рис. 1 Чувствительность производной псевдофункции $t(p)'$ для КВД к изменению размера околоскважинной зоны пласта с измененной проницаемостью, равного размеру трещины (X_f). Actual – производная псевдофункции давления для КВД

Результаты анализа позволяют предположить, что распространение конденсатной банки (радиус зоны с измененной проницаемостью) в призабойной зоне может варьироваться от 10 до 60 м, что соответствует отклику забойного давления на КВД в интервале от 1 до 6 ч для различных скважин.

Сравнения КВД, полученных при последовательных исследованиях одних и тех же скважин, показали, что поведение производной псевдофункции, характерное для составного пласта, наблюдается на близких интервалах времени. Это дает основание для предположения об отсутствии значительных отклонений в размере зоны с измененной проницаемостью от исследования к исследованию. Возможно, это объясняется небольшим различием в диапазоне изменения давления в процессе ГДИ, однако оценка для пластового давления указывает на его снижение от исследования к исследованию.

Литература

1. Houze O., Viturat D., Fjaere O. Dynamic Flow Analysis. Kappa. 2009.

Секция 9

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ДЕНЬ НЕМЕРКНУЩЕЙ СЛАВЫ

В.Д. Евсеев, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наш научный симпозиум посвящен 65-летию Победы над фашистской Германией. С большим удовольствием отмечу, что на кафедре бурения скважин до сих пор успешно работает участник ВОВ, профессор Степан Степанович Сулакшин.

Томичам не нужно рассказывать о том, что праздник великой Победы является большим событием в жизни города: каждый год 9 мая тысячи томичей приходят к Лагерному саду, на кладбища, расположенные в южной части города, в районе 2-го Томска, где похоронены бойцы Красной Армии. Круглые даты собирают еще большее число людей. Это происходит во всей нашей стране. С чем связано подобное?

Некоторые народы стран Европы давно уже не отмечают этот праздник, считая, что война ушла в прошлое. Мы их понять можем, им нас понять труднее. Разной была война на Западном театре военных действий и на Восточном. Об этом А.Гитлер сразу сказал, начиная поход на Восток и готовя своих солдат. Об этом же свидетельствует начальник генерального штаба начала войны Ф.Гальдер: «Речь идет о борьбе на уничтожение. Война будет резко отличаться от войны на Западе. На Востоке жестокость является благом на будущее».

Цель войны на Востоке – уничтожение народа, а не его освобождение от существовавшего тогда общественного строя. В живых планировалось оставить только тех, кто будет рабами у нации господ, какими являются германцы (по мысли Гитлера и его коллег). Это и сегодня нужно хорошо помнить, так как в последнее время стали появляться высказывания некоторых ветеранов немецкой армии о том, что они в 1941 г. не считали себя завоевателями, т.к. шли лишь освобождать народы СССР от большевизма. Это – ложь! Вернее другое: такие немецкие ветераны войны только сегодня стали понимать содеянное ими тогда! Их предводители – военные преступники, которых судили в 1946 г. в Нюрнберге, осознали это перед виселицей значительно скорее. Хотя, конечно, можно допустить, что некоторые из завоевателей имели и такие планы, но центральной, главенствующей идеей плана «Барбаросса» являлось порабощение и уничтожение народов СССР.

О различном характере ведения войны на Востоке и Западе свидетельствует многое. Вот, например, такое интересное цитирование. Перед началом войны в Норвегии немецкие войска получили указание: «Норвежцы любят свободу и немецким войскам следует считаться с этим чувством, норвежцев не следует обижать». Совершенно по другому звучат инструкции по поводу характера ведения войны на Востоке. Вот, к примеру, заявление Гитлера от 7 сентября 1941 г.: «Капитуляция Ленинграда и Москвы не должна быть принята даже в том случае, если она была бы предложена противником».

12 мая 1941 г., немецким военным руководством был разработан документ «Об обращении с военными русскими политическими и военными работниками». В этом документе говорится следующее «... устрашающее воздействие возможно лишь путем применения необычайной жестокости как истребление за жизнь немецких солдат. ... необходимо установить смертную казнь для 50-100 человек (за одного немецкого солдата). Способ казни должен увеличить степень устрашающего воздействия». Там же: «Войска имеют право и обязаны применять в этой борьбе любые средства без ограничения также против женщин и детей, если это необходимо». Из приказа генерала-фельдмаршала фон Рейхенау о поведении войск на Восточном фронте: «Снабжение питанием местных жителей и военнопленных является ненужной гуманностью». И все это активно проводилось в жизнь на Восточном фронте.

Особая жестокость войны на Восточном фронте неизбежно влекла за собой огромные жертвы. Ведь только в Белоруссии было сожжено 628 деревень вместе с жителями. Фашистскими лидерами Германии планировалось уже после победоносной войны с СССР уничтожить 35 млн. жителей восточной части СССР, полностью истребить евреев и цыган.

Наш народ осознал угрозу своего физического уничтожения, и яростно воспротивился этому. Для французов, бельгийцев и других народов Европы так вопрос и не ставился! Именно поэтому день Победы для нашего народа – святой день, праздник, день наци-ональной гордости!

Это важно нам и сегодня помнить. Более того – сегодня как никогда! Ведь, как ни кощунственно, но сегодня слышны и такие слова: «Нам бы сейчас лучше жилось, если бы Гитлер нас завоевал». Не пришлось бы таким мечтателям жить лучше по простой причине: их бы просто не было!

Вклад в победу над фашистской Германией любой страны, участвовавшей в борьбе с ней, несоизмерим с вкладом народов нашей страны. Потери Франции, например, в войне составляют около 600000 человек. Это очень много. Но наши потери не просто большие, они – огромные. Общие потери нашей страны составили 26,6 млн. человек!

Каждый раз, вспоминая войну, мы задаем себе вопрос: «Почему наши потери столь велики? Немцы ведь, воюя на Западе и Востоке, потеряли менее 10 млн. человек, т.е. значительно меньше». Чтобы правильно ответить на этот вопрос необходимо знать поставленную перед немецкой армией цель войны на Восточном фронте: уничтожение российского народа! И они это активно делали не только на фронте!

Нужно хорошо понимать, что наша армия, народ победили в войне самую лучшую армию мира того времени. Немецкую армию отличала высокая организованность всех родов войск, координация воинских соединений, участвующих в войсковых операциях, хорошая обученность солдат, моряков, летчиков. Эта армия имела хорошее вооружение и в достаточном количестве. И эта армия шла уничтожать нас.

Следует признать и то, что Красная Армия в начале войны уступала врагу. Война с Финляндией в 1939-1940 г.г. выявила много недостатков в Красной Армии: отсталость высшего командного состава, отсутствие дисциплины в войсках, неумение военных руководителей проводить операции с совместным участием различных родов войск, неверное представление о характере современной войны. Это выразил Криппс (английский посол в Москве) своей известной фразой: «Русские, не обладающие способностью четкой организации, сами нанесут себе поражение». Победа над Польшей и Финляндией была переоценена. Не все в руководстве армии, страны понимали это.

Только на полях сражений Великой отечественной войны полегло почти 9 миллионов наших соотечественников! А ведь были и пропавшие без вести, попавшие в плен и пр. А сколько было уничтожено гражданского населения пришедшими из «цивилизованной» Европы варварами!? В кровавом водовороте отечественной войны невозможно точно оценить эти слагаемые.

В Великой отечественной войне СССР одержал военную победу над фашистской Германией! Около 80 % немецких вооруженных сил было уничтожено на Восточном фронте! Было уничтожено 8,7 млн. врагов, взято в плен только немцев около 4,5 млн. Были взяты в плен еще венгры – более 500 тысяч, румыны – более 187 тысяч, австрийцы – более 150 тысяч и т.д. И еще о потерях в войне: в немецком плену погибло около 2,5 млн. бойцов Красной Армии. Смертность в немецком плену составила 55 %, а вот смертность немцев в советском плену – всего 15 %. Немецкие пленные удивлялись тому, что их кормят, как бойцов Красной Армии. Советские дети у них иной раз просили покушать. (Об этом потом, удивляясь, вспоминали бывшие немецкие пленные). Это к вопросу человечности отношений народов к побежденному противнику. Это тоже полезно знать.

Самым трагичным для страны из военных годов, безусловно, является 1941. Летом и осенью 1941 г. произошла военная катастрофа: все пошло совсем не так, как полагало руководство нашей страны. В 1941 г. практически на протяжении всей государственной границы наша армия начала отступать. Это не есть катастрофа, т.к. отступление есть одна из форм ведения боевых действий. Катастрофа заключалась в другом: огромное число бойцов РККА в 1941 г. попало в плен. Сдача в немецкий плен происходила не только в результате окружения крупных войсковых соединений (Минск, Киев, Вязьма), но и в результате сдачи без окружения.

Чтобы остановить сдачу в плен бойцов РККА 16 августа 1941 г. был издан приказ Ставки № 270, в котором говорилось, что «командиров и политработников, во время боя срывающих с себя знаки различия и дезертирующих в тыл или сдающихся в плен врагу, считать злыми дезертирами, семьи которых подлежат аресту; красноармейцев, сдающихся в плен, уничтожать всеми средствами, а семьи сдавшихся в плен лишать государственного пособия и помощи». Для борьбы с дезертирами 12 сентября 1941 г. директивой Ставки были организованы заградительные отряды. Приказ, безусловно, жестокий. Но шла война. А летние и осенние месяцы 1941 года – время самых тяжелых неудач и потерь.

Невероятным напряжением сил на фронте и в тылу (вспомним хотя бы только одно: эвакуацию заводов на восток и организацию выпуска военной продукции на новых местах!) советскому народу удалось выдержать натиск врага, остановить его, нанести ему крупные поражения (Москва, Сталинград, Курская дуга и далее) и обратить его вспять. Вот почему этот праздник является днем национальной гордости нашего народа.

К сожалению, в литературе, посвященной войне, мало говорится о ликвидации врага, о его массовой сдаче их в плен в результате окружения крупных войсковых соединений немецких войск нашими войсками. А ведь «котлов» было много после Сталинградской битвы!

Нападая на СССР, немецкие войска уже были готовы к ведению жесткой войны. Но военное мастерство немцев росло и на протяжении первых военных годов. Об этом говорит генерал Йодль (7.02.1944 г.): «Сейчас мы привели нашу армию в такое состояние, какое было для нас недостижимо, если бы мы оставались в покое». Но военное искусство военачальников Красной Армии и ее мощь росло еще стремительнее!

Осознание совершенной ошибки начало приходиться к немецким генералам и солдатам уже в 1941 г. Если в июле 1941 г. начальник немецкого генерального штаба Ф.Гальдер в своем дневнике написал, что «не будет преувеличением сказать, что кампания против России была выиграна за 14 дней», то уже 10 октября 1941 г., когда большое количество танков Т-34 вступило в бой под Москвой, Г. Гудериан отметил, что «завершилось превосходство немецких танковых сил, исчезли перспективы на быстрый и непрерывный успех». Более эмоциональные признания у офицеров и рядовых немецкой армии. «Русские все больше удивляют своим упорством. Бьются до последнего патрона. Невиданное, неслыханное, дьявольское упорство. Похоронные команды делают кладбище за кладбищем для наших солдат и офицеров». (Из письма немецкого офицера Г.Эльмана). Рядовой Фольтгеймер: «Здесь ад. Русские не хотят уходить из Москвы, Они начали наступать. Каждый час приносит страшные для нас вести. Умоляю, перестань писать мне о шелке и резиновых ботинках, которые я обещал привезти тебе из Москвы. Пойми – я погибаю, я умру, я это чувствую».

Генерал Йодль (7.02.1944 г.): «Сегодня, после всех наших повторных неудач 1943 г., перед нами все время встает вопрос: не сделали ли мы крупной ошибки в оценке силы большевиков? Если рассматривать детали военных операций, то ответ должен быть, по-видимому, положительный: да, ошиблись. Если же брать поход на Россию в целом, то не остается сомнений в нашей ошибке».

В Великой Победе выдающаяся роль принадлежит, безусловно, И.В. Сталину, сумевшему жестко координировать и действия военных фронтов и работу трудового фронта. Трагизм ситуации для страны заключался в

том, что И.В. Сталин являлся и организатором создания внутреннего врага, проводящего террор среди своего народа.

Прошедшие десятилетия показали, что победа советского народа была неполной: уничтожив врага внешнего, народ не освободился от врага внутреннего. После войны власть, оправившись от последствий войны, вновь позвала народ напрягать силы для достижения светлого будущего всего человечества – коммунизма. В этой гонке, на стадии развитого социализма, СССР прекратил свое существование.

Наши вчерашние враги – немцы, проиграв войну и не имея внутреннего врага, смогли наладить жизнь и их государство мы причисляем сегодня к разряду цивилизованных, а в нашей стране каждое поколение, сменяя друг друга, все надеется на улучшение жизни, которое постоянно не наступает.

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Е.В. Аверкина, А.К. Дыргялло

Научный руководитель доцент А.В. Карпиков

Иркутский государственный технический университет, г. Иркутск, Россия

В настоящее время месторождения нефти и газа Восточной Сибири являются весьма перспективными по добыче энергоресурсов в Российской Федерации, однако сложные горно-геологические условия строительства скважины и отдаленность месторождений от основных транспортных магистралей страны сдерживают развитие топливно-энергетического комплекса данного региона.

Геологический разрез поисково-разведочных скважин, пробуренных в Красноярском крае (Берябинское газоконденсатное месторождение (ГКМ)) и Иркутской области (Ковыктинское, Южно-Ковыктинское, Балаганкинское, Атовское ГКМ, Знаменское месторождение гидроминерального сырья) представлен тремя структурно-геологическими комплексами: надсолевым, солевым и подсолевым с несовместимыми условиями бурения.

Бурение надсолевого и подсолевого комплексов осложняется зонами поглощений, приуроченными к Ангаро-Ленскому бассейну подземных вод. Особую сложность при бурении представляют породы солевого комплекса, которые залегают в виде пачек прослоев каменной соли с пропластками доломитов, доломито-ангидритов. Мощность соленосных отложений в зависимости от района буровых работ колеблется от 300 до 2000 м и более. На некоторых участках месторождений в этой пачке отложений нередко вскрываются линзы рассолов (рапы) с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД), коэффициент аномальности рапоподдерживающих пластов может достигать $K_{ан} = 2,2$ и выше [1].

Проявления АВПД в осадочной толще значительно осложняют процесс бурения скважин, могут возникнуть следующие осложнения: прихваты бурового инструмента в результате кристаллизации солевого комплекса; фонтанирование рапы из скважины; деформация обсадных колонн; агрессивное воздействие рапы, сероводорода и углекислого газа, способные на быстрое коррозионное разрушение металла обсадных труб и цементного камня. В Иркутской области и Красноярском крае поисковыми и разведочными скважинами вскрыты многочисленные случаи рапопроявления интенсивностью от 5-10 до 5500-7500 м³/сут (№№ 3, 18, 52 Ковыктинских, №№ 3, 5 Южно-Ковыктинских, №№ 2, 3 Балаганских, №№ 131, 100 Верхоленинских, №1 Берябинской скважинах, №№ 1Б, 3 Знаменского месторождения).

Данные сейсморазведки показывают [5], что, как правило, скважины, вскрывшие рапоносные горизонты, располагаются в пределах аномально высоких значений электрической проводимости галогенно-карбонатного комплекса (в зонах интенсивных структурных деформаций, наклонные падения, разломы).

Рассол рапы по своему химическому составу представляет концентрацию редких металлов и минеральных солей [4]. В таблице представлен состав рассола Знаменского месторождения.

Таблица

Содержание полезных компонентов, г/л

Na	K	Ca	Mg	Li	Rb
2,54	4,57	128	28,7	0,50	0,009
Sr	Cl	Br	B	J	Mn
0,8	338	10,0	0,09	0,013	0,12

Основные причины возникновения осложнений при разбуривании рапоносных горизонтов это высокие дебиты рассолов, достигающие 7000 м³/сут и более, высокая минерализация рапы (до 600 и более г/л) и плотность до 1,45 г/см³. В ряде районов разбуривание соленосных толщ сопровождается самопроизвольным изливом сильноминерализованных подземных вод из естественных каверн и линз.

Для своевременного обнаружения участков вероятных зон рапонасыщения, важно выделить следующее:

- рапопроявления, как правило, сопровождаются проявлениями газа, а иногда и газового конденсата, сероводорода. Скважины, где получены притоки рапы, обычно расположены в зонах с аномально повышенным газонасыщением солей. Геометрия этих зон свидетельствует об образовании их за счет проникновения газа из подстилающих отложений, причем повышенные газопоказания нередко фиксируются за несколько десятков метров до вскрытия скважиной рапонасыщенных пород;

- первый импульс рапопроявлений всегда оказывается самым мощным. Затем дебит рапы быстро снижается и стабилизируется на уровне не более 10 м³/сут, далее уменьшение дебита происходит очень медленно;
- рапонасыщенные горизонты регионального простирания;

- при локализации рапы в карбонатных горизонтах характеризующихся трещиноватостью и кавернообразованием при бурении скважин отмечаются провалы бурового инструмента на десятки метров.

Поэтому, при бурении горизонтов, в которых возможны проявления рапы, необходимо учитывать физико-химические свойства слагающих разрез пород, определяемых минералогическим составом солей, условиями залегания (глубина, температура, давление). Необходимо также более детальное изучение новых скважин с целью прогнозирования рапы с АВПД методами электроразведки, сейсморазведки.

При существующих методах борьбы с рапопроявлениями, только в отдельных случаях удавалось пробурить скважину до проектной глубины и только в тех случаях, когда поступление рапы снижалось до минимальных значений. В противном случае скважины по геологическим или техническим причинам ликвидировались, либо забуривался новый ствол. Важную роль в предупреждении открытых рапопроявлений играет уровень подготовки буровой бригады, поэтому каждый член бригады должен знать признаки предвыбросового состояния скважин при рапопроявлении [2]:

- резкое изменение – уменьшение или увеличение механической скорости бурения, "провал" инструмента;
- увеличение газосодержания в буровом растворе выше рапового по данным газокоротажной станции;
- увеличение скорости движения циркулирующего раствора без изменения производительности буровых насосов;
- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- поступление бурового раствора из скважины при выключении насосов;
- снижение гидравлического давления на стояке при стабильной работе буровых насосов вследствие снижения плотности бурового раствора;
- несоответствие падения уровня бурового раствора в скважине объему поднимаемых труб;
- снижение плотности бурового раствора;
- увеличение веса труб на крюке вследствие снижения плотности бурового раствора.

Наиболее распространенным методом ликвидации рапопроявлений является изоляция водоносных горизонтов путем установки цементных мостов. Но при высоких дебитах высокоминерализованных рассолов и высоких пластовых давлениях, какие наблюдаются на Ковыктинском ГКМ, изоляция с использованием тампонажных растворов положительных результатов не дала.

В последнее время научными институтами нефтяной и газовой промышленности (ВНИИБТ, ТатНИИ-Нефть, СаратовНефтеГаз, СНИИГГиМС, ВостСибНИИГГ и МС, и др.) выполнены значительные работы, направленные как на прогнозирование рапопроявления, так и на решение технических и технологических задач, необходимых для бурения скважин. Работы по той же проблеме ведутся исследователями зарубежных стран, в частности в Американском нефтяном институте (API) проведены исследования и разработано более пятисот видов полимерных и сшивающих кросс-агентов, наполнителей, кольматантов [3].

Одним из наиболее эффективных и перспективных способов обеспечения проводки скважин в условиях рапопроявлений является использование специальных буровых растворов. Традиционные буровые растворы, применяемые при бурении скважин в условиях рапопроявлений малопригодны и их расход чрезвычайно велик, поэтому для предотвращения и ликвидации этого осложнения обоснованы и экспериментально исследованы, составы полимер-эмульсионных утяжеленных буровых растворов, безглинистые растворы с конденсированной твердой фазой (гидрогель), растворы на нефтяной основе, соленасыщенные растворы на полимергуантной основе в сочетании с наполнителями – кольматантами.

Для ликвидации рапопроявлений можно воспользоваться нестандартными технологиями (решениями). Например: метод ликвидации рапопроявления из христофоровского и балыхтинского горизонтов (разработанный и внедренный на скважине №60 Ковыктинского ГКМ Ю.В.Зверевым и др. компании «РУСИА Петролеум») или способ безопасного вскрытия высоконапорных пластов, насыщенных крепкими рассолами - разработанный А.Г. Вахромеевым НПФВ «Брайнсиб». Но эти методы могут применяться только в единичных случаях и не решают всех проблем, связанных с бурением в рапоносных горизонтах.

Решение этой сложной проблемы должно быть основано на обобщении накопленного опыта при бурении скважин в этих условиях, связано с прогнозированием горно-геологических условий, с оперативными технико-технологическими процессами (разработка специальных рецептур буровых растворов, надежных способов крепления скважины и качественной изоляции рапоносных горизонтов).

Литературы

1. Аномально высокие пластовые давления и методы прогноза АВПД в процессе бурения: сборник/под ред. С.Н. Симакова (ВНИГРИ). Выпуск 397. – Ленинград, 1977 г. – 150 с.
2. Бородин В.Я, Горячев С.А. Отчет «о работах по ликвидации геологического осложнения (рапопроявления) в поисковой скважине №3 Южно-Ковыктинской площади». – Иркутск: 2008. – 30 с.
3. Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований// сборник избранных трудов НТК факультета геологии, геоинформатики и геоэкологии ИрГТУ. – Выпуск 6. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2006. – 233 с.

4. Кузьмин С.Б., Вахромеев А.Г. Геологические исследования на Лено-Ангарском плато: монография/ С.Б. Кузьмин, А.Г. Вахромеев. – Иркутск: Изд-во ИргТУ, 2003. – 122с.
5. Экологические аспекты освоения Ковыктинского газоконденсатного месторождения/А.Д. Абалаков, Э.С.Зиганшин, Ю.О. Медведев [и др.]– Иркутск: Издательство Института географии РАН, 2001. – 194 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА

И.И. Арефьев, А.Н. Спиридонов, И.С Чухин

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Качественный буровой раствор – залог успешного бурения скважины. В процессе углубления забоя в состав бурового раствора входит выбуренная горная порода, способная значительно ухудшать его технологические параметры. Опыт проводки глубоких скважин с промывкой буровыми растворами с высоким содержанием твердой фазы показывает, что при этом наблюдается снижение механических скоростей бурения и проходки на долото [2]. Система очистки призвана удалять из раствора выбуренную породу. При бурении, как правило, используется 4-х ступенчатая система очистки, включающая вибросита, пескоотделитель, илоотделитель и центрифугу. Оценка качества очистки бурового раствора, основанная только на параметре содержания твердой фазы, является не полной, поскольку изменения в гранулометрическом составе твердой фазы могут существенно влиять на технологические параметры раствора. В диапазоне размеров частиц 0,1-2 мкм содержится большее количество активных коллоидных частиц глин влияющих на реологические параметры растворов.

Для наблюдения за изменением гранулометрического состава в процессе бурения скважины выполнены определения гранулометрического состава бурового раствора совместно с измерением параметров раствора.

Образцы бурового раствора отобраны с бурящейся скважины на территории Ханты-Мансийского района в интервале 900-1300 метров, через 100 м. Образцы были отобраны на выходе из скважины (до очистки) и после системы очистки. Для очистки раствора на буровой применялась 4-х ступенчатая система. Параметры определялись по методике АНИ (Американского Нефтяного Института). Особенностью данной работы является определение размеров частиц твердой фазы лазерным анализатором HORIBA LA-300.

Гранулометрический состав растворов, полученный лазерным анализатором, представлен в табл. 1 и рис. 1.

Таблица 1

Изменение гранулометрического состава твердой фазы бурового раствора

Размеры частиц (АНИ), мкм.	Распределение частиц, %				
	900 м.	1000 м.	1100 м.	1200 м.	1300 м.
мелкие 44-74	0,2	0,7	0,8	0,4	0,2
очень мелкие 2-44	50,2	56,3	68,6	75,8	75,7
коллоидные 0,1-2	49,6	43	30,6	23,8	24,1

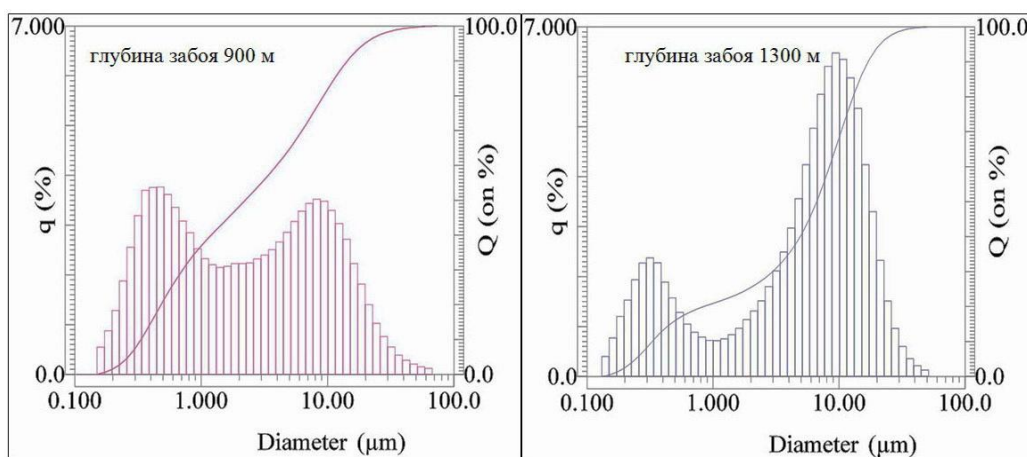


Рис. 1. Гранулометрический состав бурового раствора на глубине забоя 900-1300 м. диаметр частиц в мкм, q – количество частиц, % (гистограмма), Q – накопленное количество частиц, % (линия)

Результаты гранулометрического анализа, полученные с помощью лазерного анализатора частиц, представленные на рис. 1 наглядно демонстрируют изменение распределения частиц твердой фазы по размеру при глубине 900 м., и 1300 м. Размеры основной массы частиц в буровом растворе находятся в диапазоне от 0,15 до 40 мкм. Распределение частиц в растворе имеет бимодальный характер. Первый максимум отображает количество коллоидных частичек, второй показывает количество очень мелких (согласно классификации АНИ). Сравни-

вая показания granulометрического состава раствора при глубине 900 м и 1300 м можно отметить, что при увеличении глубины забоя на 400 м. первый пик уменьшился, а второй увеличился.

С увеличением проходки в буровом растворе уменьшается содержание коллоидных частиц от 0,1-2 мкм, а очень мелких от 2-44 мкм увеличивается и рис. 1, табл. 1. После проходки 400 м. концентрация коллоидных частиц 0,1-2 мкм уменьшилась в два раза.

Концентрация коллоидных частиц характеризует активную составляющую твердой фазы, оказывающую существенное влияние на свойства бурового раствора, определяется методом адсорбции метиленовой сини (МС). Результаты исследования свидетельствуют об уменьшении содержания в растворе активных коллоидных частиц в 2 раза (табл. 2). Результат определения содержания коллоидных частиц сопоставим с гистограммой распределения частиц по размеру.

В растворе наблюдается постоянное увеличение концентрации мелкодисперсной выбуренной породы с размером частиц 2-44 мкм. (табл. 1). Частицы представлены измельченной выбуренной породой, которую не отделяет система очистки. Вследствие этого изменилось содержание твердой фазы в растворе с 13% на глубине 900 м до 17,3% при глубине 1300 м. (табл. 2).

Таблица 2

Параметры бурового раствора, до и после очистной системы

Параметры	Забой скважины, м.				
	00 до/после	1000 до/после	1100 до/после	1200 до/после	1300 до/после
ПФ см ³ /30 мин	5,0/10,2	11,7/12,0	14,0/12,9	19,4/19,7	21,3/20,7
ТФР, %	5,1/13,2	15,1/13,6	16,3/16,0	16,7/16,3	17,3/16,2
К, мм	4/0,8	0,78/0,75	1,83/1,53	2,13/2,6	3/2,5
УВ, с	5/-	24/23	19/21	19/19	19/19
Гель тест, 1-10мин	20/15-66	3-24/4-26	2-2/3-3	0-1/0-1	0-0/0-0
$\tau\theta$, дПа	0/100	60/40	10/10	5/5	5/5
η , сП	2/12	12/12	5/6	5/4	4/4
ρ , г/см ³	1,10/1,09	1,10/1,09	1,11/1,11	1,11/1,11	1,12/1,11
МС, %	-1,24	-1,37	-1,24	-0,87	-0,64

ПФ – показатель фильтрации; ТФР – содержание твердой фазы в растворе; К – толщина корки; УВ – условная вязкость; $\tau\theta$ – динамическое напряжение сдвига; η – пластическая вязкость; ρ – плотность; МС – метод метиленовой сини.

Как видно из табл. 1 в интервале бурения 900-1300 м значительно увеличился показатель фильтрации. Поступление фильтрата промывочной жидкости в слабосцементированные и рыхлые породы вызывает их дополнительное увлажнение и связанные с этим обвалы и осыпи стенок скважин.

С увеличением глубины скважины увеличивается содержание твердой фазы в буровом растворе (табл. 1). Происходит накопление в растворе сильно измельченной выбуренной породы. Концентрация твердой фазы в буровом растворе до системы очистки и после неё существенно не изменяется, что может свидетельствовать о низкой эффективности.

В интервале 900-1300 м значительно увеличилась толщина фильтрационной корки с 1,45 до 3,0 мм.

В процессе наработки снизились реологические параметры, динамическое напряжение сдвига $\tau\theta$ уменьшилось с 100 дПа на 900 м до 5 дПа, 1300 м. Что свидетельствует о снижении реологических параметров раствора с увеличением глубины забоя. Раствор обладает меньшей транспортирующей и удерживающей способностями, что при остановке циркуляции увеличивает вероятность осаждения шлама на забой скважины и может привести к аварии.

Проведенные исследования показали следующее:

1. В процессе бурения скважины в состав раствора входит измельченная выбуренная порода размером 2-44 мкм, содержание частиц 0,1-2 мкм уменьшается;
2. Система очистки не справляется с отделением твердой фазы в диапазоне 2-44 мкм;
3. При насыщении бурового раствора выбуренной породой ухудшаются его основные технологические свойства.

Бурение скважины на растворе с высоким содержанием твердой фазы выбуренной породы приводит к снижению технико-экономических показателей: увеличивается износ долот; уменьшается механическая скорость бурения; происходит перерасход реагентов; увеличивается вероятность осложнений при бурении; увеличиваются объемы отходов бурения.

Исследование доказывает, что совершенствование системы очистки является актуальной и в настоящее время.

Литература

1. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
2. Михеев В.Л. Технические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979. – 239 с.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ПОВЫШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМИ ПЛАСТОВЫМИ ДАВЛЕНИЯМИ, А ТАКЖЕ СПОСОБ УЛУЧШЕНИЯ ИХ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Р.М. Вафин

Научный руководитель профессор Н.И. Николаев
**Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Г.В.Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия**

В процессе строительства нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных литологией, чередованием терригенных, хемогенных и карбонатных пород, наличием зон аномально высоких пластовых давлений и температур, большими глубинами залегания углеводородного сырья, возникают проблемы, связанные с потерей устойчивости стенок скважины при проходке интервалов высокоактивных пород, поступления в скважину пластовых флюидов.

Бурение скважин с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами требует использования тяжелых буровых растворов. Качество буровых растворов в таких условиях определяется технологией получения и эффективностью управления их показателями. Существующие технологии получения и управления показателями утяжеленных буровых растворов не всегда эффективны и требуют значительного расхода материалов и времени.

Утяжеленные буровые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы с большим содержанием твердой фазы (выбуренная порода, утяжелитель и т.д.). Создание таких систем возможно увеличением концентрации дисперсионной фазы, или увеличением плотности непосредственно самой дисперсионной среды раствора. В процессе бурения утяжеленный раствор подвергается термобарическим и солевым воздействиям, влиянию пластового флюида, внедрению выбуренной породы. Все эти факторы приводят к ухудшению показателей растворов. В связи с этим приходится выполнять дополнительные обработки раствора с одновременным регулированием плотности, вводом утяжелителя, а так же вести постоянный контроль за структурно-реологическими и седиментационными характеристиками утяжеленного раствора.

При создании так называемых «традиционных» систем утяжеленных растворов, концентрацию дисперсионной фазы увеличивают вводом твердых утяжеляющих добавок, таких как карбонат кальция, барит, гематит, галенит и других. Преимуществами таких растворов являются относительная дешевизна и простота приготовления. Однако при проводке сложных скважин не всегда позволяют достичь требуемых реологических, фильтрационных и седиментационных характеристик раствора из-за высокой чувствительности к внедрению выбуренной породы в процессе бурения.

Увеличение плотности дисперсионной среды раствора заключается в применении высокорастворимых солей, таких как хлорид или бромид кальция, бромид цинка, а так же солей муравьиной кислоты - формиаты натрия, калия, цезия. Максимально достижимая плотность бурового раствора составляет, соответственно 1300, 1590 и 2300 кг/м³. Тип, концентрация и комбинация солей выбираются в зависимости от требуемой плотности и температуры кристаллизации раствора, с учетом условий бурения. Для достижения требуемых реологических и фильтрационных свойств в раствор вводятся специализированные реагенты - структурообразователи и понизители водоотдачи. Результирующие системы буровых растворов обладают заметно более высокими реологическими и фильтрационными характеристиками, седиментационно устойчивы, совместимы практически с любым типом заканчивания скважин, обладают низким коэффициентом трения и легко разрушаются соляной кислотой в случае необходимости проведения дополнительной очистки забоя перед началом освоения. Недостатками данной технологии является очень высокая стоимость, ограниченная доступность компонентов, зачастую, высокая токсичность и коррозионная активность [1].

Для получения утяжеленных буровых растворов высокой плотности – 2300 кг/м³ и более возможно применение «базовых» систем на основе высокорастворимых солей с последующим доутяжелением твердыми добавками (например баритом). С такими электролитами, как КСН₃СОО, К₃РО₄, КВr, СаСL₂, NaBr, К₂СО₃, MgBr₂, СаBr₂, ZnCl₂, ZnBr₂, можно получить «базовые» системы растворов плотностью от 1320 кг/м³ до 2000 кг/м³. Однако утяжеленные растворы на основе кальций- и магний- содержащих электролитов (СаСL₂, СаBr₂, MgBr₂) трудно поддаются стабилизации, а при использовании электролитов К₃РО₄ и К₂СО₃ вода теряет способность растворять водорастворимые полимеры, для регулирования фильтрационных и структурно-механических показателей. Поэтому с учетом этих замечаний использование таких электролитов, как КВr, NaBr, ZnCl₂, КСН₃СОО предпочтительнее. Следует отметить, что содержание барита, необходимое для повышения плотности в утяжеленных растворах с высокорастворимыми солями значительно ниже.

Создание систем утяжеленных растворов возможно с помощью конденсационного метода. В отличие от диспергационного при конденсационном методе не требуется затраты внешней работы. В основах метода конденсации лежат физические и химические процессы возникновения новой фазы при объединении молекул и ионов в гомогенной среде[2, 3]. Практически любая химическая реакция, идущая с образованием новой фазы, мо-

жет быть источником получения коллоидной системы. Химические реакции в определенных условиях приводят к получению почти прозрачных, слегка мутноватых зелей, из которых в дальнейшем могут выпадать осадки. Для получения зелей необходимо, чтобы скорость образования зародышей намного превышала скорость роста кристаллов. Практически этого можно достичь путем вливания концентрированного раствора одного компонента в разбавленный раствор другого при интенсивном перемешивании. В практике бурения известны буровые растворы с конденсируемой твердой фазой – гидрогели магния, цинка, алюминия и другие. Попытки приготовить на их основе утяжеленные системы плотностью до 2500 кг/м^3 не дают положительных результатов. Однако на основе буровых растворов с конденсируемой твердой фазой при правильном выборе способа приготовления, реагент-стабилизаторов и компонентного состава можно получить системы с более высокими плотностями.

Ранее было отмечено, что утяжеленные растворы на основе барита обладают низкой седиментационной устойчивостью (как статической, так и динамической), являющейся причиной расслоения раствора по плотности и вязкости в наклонно-направленных скважинах. Известно, что одним из способов борьбы с этой проблемой является уменьшение размеров частиц барита, для стабилизации их во взвешенном состоянии. Интересным является опыт компании Эм-Ай Дриллинг Флуидз. По запатентованной Эм-Ай Дриллинг Флуидз технологии готовится содержащий 80 % барита WARP-концентрат с размером частиц 1-2 мкм (для сравнения, средний размер частиц стандартного барита – 25 мкм) и плотностью 2640 кг/м^3 или WARP-концентрат, содержащий 72 % карбоната кальция, плотностью до 1920 кг/м^3 . Частицы утяжелителя в концентрате защищены специальным коллоидом (рисунком), ингибирующим их электрохимическое взаимодействие, благодаря чему система WARP имеет низкую вязкость и высокую подвижность, несмотря на высокую концентрацию твердых частиц и огромную их суммарную поверхность.



Рис. Взаимодействие частиц барита и карбоната кальция

Это позволяет готовить сверхтяжелые буровые растворы, реологические параметры которых ближе к неутяжеленным, чем к обычным утяжеленным растворам. Так, например, пластическая вязкость раствора плотностью 2200 кг/м^3 , приготовленного по WARP-технологии, почти в четыре раза меньше, чем утяжеленного стандартным баритом бурового раствора ($17\text{-}20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ против $70\text{-}80 \text{ мПа}\cdot\text{с}$). Практика показала, что при использовании растворов WARP потери давления в скважине даже меньше, чем при использовании не содержащих твердой фазы тяжелых рассолов[1].

Сложные горно-геологические условия бурения скважин определяют необходимость применения высококачественных буровых растворов, оперативного регулирования технологических показателей. Оборудование для приготовления буровых растворов, которыми укомплектованы буровые установки, недостаточно эффективны. Наиболее перспективны для приготовления и улучшения технологических показателей буровых растворов технологии, основанные на высокоинтенсивном воздействии, при котором используются эффекты механохимической активации твердых и жидких компонентов раствора. К числу таковых относится технология приготовления и регулирования свойств буровых растворов с применением дезинтегратора. В дезинтеграторе две вращающиеся навстречу «корзинки» оснащены пальцами-билами. Активация компонентов проводится посредством многократных ударов. Высокоинтенсивное воздействие в дезинтеграторной установке приводит как к количественным, так и к качественным изменениям дисперсной фазы и дисперсионной среды, а именно дисперсности и доли мономерной воды, кинетически и химически более активной и обеспечивающей ускорение процессов заполнения гидросиликатной структуры глины, набухания, восстановления донорно-акцепторного воздействия воды, формирования гидратного и гелевого слоев воды. Так, при воздействии на минерализованный раствор, снижается растворимость электролита в нем. Этот эффект приводит к быстрому распусканию глинопорошка и улучшению структурно-механических и фильтрационных показателей раствора. На этом основании использование дезинтеграторной технологии при первичном приготовлении малоглинистых и эмульсионных растворов в промышленных условиях, а так же при утяжелении и регенерации циркулирующего в скважине бурового раствора, позволит улучшить их основные технологические показатели.

Литература

1. Меденцев С., Васильченко С. Технология WARP – сверхтяжелые, сверхтекучие, экономически эффективные буровые растворы // Технологии ТЭК. – 2003. – №6.
2. Пасынский А.Г. Коллоидная химия. – М.: Высшая школа, 1959. – 232 с.
3. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. – М.: Химия, 1982. – 400 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК НА ПРИМЕРЕ ООО «RUS IMPERIAL GROUP»

А. В. Епихин

Научный руководитель доцент В.И. Рязанов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наряду с высокими темпами развития науки и техники все большее внимание уделяется решению проблем, которые раньше были не актуальны. Одной из таких острых проблем является – несовершенство циркуляционных систем. Зачастую компании, занимающиеся бурением, не хотят тратить финансовые активы на разработку систем очистки бурового раствора для каждого отдельного месторождения. Но, как показывает практика, скудость в данном случае приводит к большим материальным затратам при бурении отдельной взятой скважины и весьма повышает опасность получения травм рабочими [1].

Основными обязанностями помощника бурильщика пятого разряда является работа в ЦСГО (цех сброса грубых отходов) и контроль за циркуляцией бурового раствора. С точки зрения технологического процесса помощник бурильщика должен сам справляться с этими обязанностями, а также выполнять вспомогательные работы на роторном столе и помогать в приготовлении промывочной жидкости инженеру по растворам. Но на сложных участках бурения, с большим выходом шлама, вышеуказанные обязанности выполнять весьма затруднительно, а иногда и вообще невозможно. Это обусловлено нерациональным расположением оборудования в циркуляционном блоке, а также несовершенством взаимодействия между собой оборудования разных ступеней очистки. Следовательно, проектирование новых циркуляционных систем и творческий подход к совершенствованию уже существующих приведут к сокращению материальных затрат на бурение и уменьшат опасность получения травм рабочими. Предыдущая работа по данной теме была посвящена анализу циркуляционной системы, используемой СФ ЗАО «ССК» на Шингинском месторождении. Используемая буровая установка – БУ 3000 ЭУК-1М [1].

В ходе преддипломной практики 2008-2009 года автором данного сообщения было изучено оборудование и технологии бурения ООО «Rus Imperial Group» скважин на кусте №4 Майского месторождения. За время практики проведен анализ недостатков циркуляционной системы, при котором использовался собственный опыт, а также мнения членов буровой бригады. Следует отметить, что циркуляционная система, как и сама буровая установка совершенно новая (произведена в 2006 году, работает с 2009 года) [2]. Но при этом она имеет существенные недостатки, которые приведены ниже:

1) Используются емкости в форме параллелепипеда. После бурения каждого интервала скважин в углах емкостей образуются наносы из шлама и химических реагентов, которые при определенных условиях затвердевают, уменьшают полезную емкость мерника и трудно удаляются. Причем образование этих наносов приводит к изменению свойств раствора и к перерасходу химических реагентов [2]. Для устранения этих недостатков предлагается использование емкостей цилиндрической формы и емкостей в форме параллелепипеда формы со скругленными торцами. В таблице представлены соотношения размеров, а также данные по металлоемкости запроектированных емкостей по сравнению со стандартными. Общий объем емкостей принимается равным 120 м³.

Таблица

Сравнительная характеристика циркуляционных систем

Параметр/Тип ЦС	Количество емкостей	Площадь емкости/ЦС, м ²	Высота, м	Металлоемкость *, м ²	Отвечает ли требованиям для перевозок ж/д транспортом**
Стандартная ЦС	3	16/48	2	246	Да
ЦС с цилиндрическими емкостями	4	8,6/43,8	3,5	213	Да
ЦС с емкостями в форме параллелепипеда формы со скругленными торцами	3	39,9	3	228	Да

*Металлоемкость в данном случае представлена в м², так как рассчитывается общая площадь емкости для всех типов ЦС с фиксированным значением толщины стенки.

**Степень негабаритности для перевозимых грузов определяется их шириной и высотой. Для того, чтобы груз не подходил ни под какую степень негабаритности его размеры должны быть: 3,3*4 м.

2) Используется не оптимальная система подачи отработанного раствора из скважины на первую ступень очистки. Следует отметить, что при выходе из устья скважины раствор подается в желоб и имеет начальную

скорость, заданную расходом. При этом практически горизонтальное расположение желоба приводит к замедлению потока и выпадению твердой фазы в осадок. Как результат – на интервалах бурения под направление и кондуктор желоб забивается шламом, что приводит к потерям бурового раствора и загрязнению кустовой площадки шламом и раствором. На рис. 1 представлена схема используемого желоба и серым цветом отмечены области, наиболее проблемные с точки зрения засорения шламом [2].

Предлагается изменить форму желоба, установить трап и перила для безопасного передвижения помощника бурильщика (см. рис. 2) и придать желобу некоторый уклон, при котором буровой раствор будет иметь высокую скорость течения, шлам в основном не будет успевать осаждаться, а выпавший осадок будет подвергаться эрозионному воздействию потока.

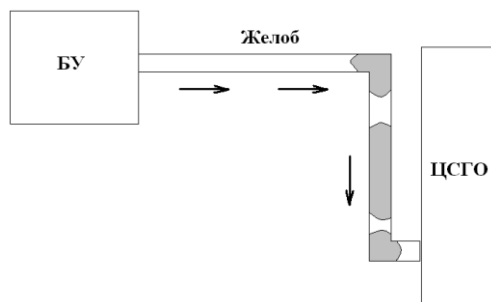


Рис. 1. Конструкция стандартного желоба

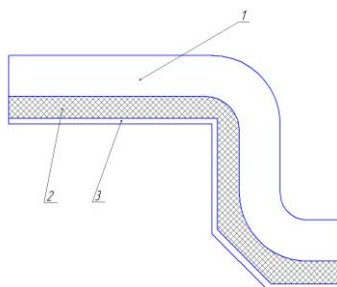


Рис. 2. Запроектированная схема желоба:
1 – желоб, 2 – трап, 3 – перила

Учитывая длину желоба от буровой до ЦСГО (10 м) и возможность варьирования наклона желоба до 1:10 был произведен расчет возможных скоростей потока в зависимости от угла наклона по формуле Шези (1) для равномерного течения жидкости со свободной поверхностью:

$$V = \sqrt{\frac{8 \cdot g \cdot R \cdot \sin \theta}{\lambda}}, \quad (1)$$

θ – угол наклона желоба к горизонтали;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве, для практических расчетов принимается равным 0,035;

R – гидравлический радиус, м.

$$R = \frac{b \cdot h}{2h + b},$$

где h – высота уровня жидкости в желобе, м;

b – ширина желоба, м.

По данным расчета получено максимальное значение уклона, которое можно придать желобу равным 6° , при этом скорость потока будет достигать 6,3 м/с, что помимо уменьшения вероятности выпадения в осадок шлама приведет к эрозионному воздействию раствора на уже выпавший в осадок шлам.

3) Проблемы при чистке емкостей вызывает принятый способ сброса отходов из емкости в шламовый амбар. Используются по два квадратных отверстия 200*200 мм с боковых сторон каждого мерника на уровне 100 мм от земли. Такое конструктивное решение приводит к трудностям при чистке емкостей [2].

Предлагается вместо отведения монтировать на стандартных емкостях патрубков определенных размеров приваренный к емкости тангенциально и имеющий некоторый уклон для ускорения потока жидкости. Если рассматривать емкости со скругленными торцами и цилиндрической формы, то следует сделать вывод, что тангенциальное расположение наклонного патрубка также позволит ускорить процесс очистки емкостей и повысить его качество.

4) При сооружении скважин с горизонтальным участком ствола большие затруднения вызывает чистка емкостей после окончания бурения под хвостовик, так как используемый по технологии буровой раствор (поли-

мерный) образует пленку из желеобразной высоковязкой массы толщиной в несколько сантиметров на всей внутренней поверхности мерника [2].

В данных условиях деструкцию полимерной пленки лучше всего производить химическим способом, то есть использованием какого-либо реагента для ее первичного разрушения. Известно, что хорошо разрушают полимеры – органические растворители. В результате информационного поиска были выбраны и проанализированы следующие вещества: уксусная кислота, лимонная кислота, аммиак, ацетон, щавелевая кислота, толуол и хлороформ. Анализ производился по безопасности использования, цене и доступности. В результате был сделан вывод, что в качестве очистного реагента для деструкции полимеров необходимо использовать лимонную кислоту, так как она является наиболее приемлемым вариантом по соотношению цена – безопасность использования. Следует отметить, что лимонная кислота уже применяется в малых количествах на буровых, как агент для очистки оборудования от бурового раствора.

Литература

1. Епихин А.В. Проектирование циркуляционных систем для бурения нефтяных и газовых скважин - Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» - Томск: Изд-во ТПУ, 2009 - С. 508-510.
2. Епихин А.В. Анализ недостатков циркуляционной системы ООО «Rus Imperial Group» и предложения по их ликвидации - Сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин», посвященной 55-летию кафедры «Бурения скважин» – Томск: Изд-во ТПУ, 2009 – С. 126-129.

МЕХАНИЗМЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ТОКОВ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ГОРНЫХ ПОРОД БУРЕНИЕМ

А. В. Епихин

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета выполняются работы по регистрации электрических токов, возникающих на инструменте при разрушении горных пород бурением [1]. К настоящему времени уже получены зависимости величины электрического тока от некоторых параметров, таких как тип горной породы, её гранулометрический состав, тип используемой промывочной жидкости, а также тип насыщающего горную породу флюида. При постановке этих работ основным механизмом возникновения электрических токов считали механоэмиссию электронов при разрушении горных пород и сток этих электронов на породоразрушающий инструмент. Однако, результаты опытов не позволяют отдать предпочтение только этому механизму. Есть предположения об участии и других факторов, приводящих к возникновению токов через породоразрушающий инструмент.

Основными механизмами возникновения электрических токов при взаимодействии долота и горной породы можно назвать уже указанную выше механоэмиссию электронов и явления, возникающие за счёт контактной разности потенциалов между породоразрушающим инструментом и породой. Кроме того, электрические токи через инструмент могут возникать за счёт формирования и разрушения двойного электрического слоя, возникающего электрохимическим путём, на границах раздела жидкой и твёрдой фаз.

Электронная эмиссия подразделяется на несколько отдельных видов, которые отличаются друг от друга механизмом воздействия на материал для создания условий испускания электронов [2]. Если рассматривать возможную эмиссию электронов в процессе бурения, то следует выделить также термоэлектронную и экзотермоэлектронную эмиссии, которые можно отнести к процессам, возникающим на контакте породоразрушающего инструмента и горной породы. Разновидностью экзотермоэлектронной эмиссии является уже упомянутая механоэмиссия, которая рассматривалась как основной механизм возникновения электрического тока через инструмент. Источником возбуждения электронов в этом случае является энергия, запасённая горной породой при предшествующем на неё механическом воздействии [3, 4].

Термоэлектронной эмиссией называется процесс испускания электронов раскаленными телами. Источником энергии возбуждения электронов является энергия решетки. При $T > 0$ часть электронов в результате взаимодействия с тепловыми колебаниями решетки переходит на более высокие энергетические уровни, в том числе на такие, где $E_{\text{в}} > 0$ ($E_{\text{в}}$ – работа выхода) и могут быть эмитированы телом [3]. Известно, что температура на контакте буровое долото – горная порода достигает очень высоких температур, порядка нескольких тысяч градусов [5]. Если рассматривать шарошечное долото, подобные контакты кратковременны (порядка 6-8 мс, причем с возрастанием твердости эта величина возрастает), но учитывая количество контактов вооружения с горной породой в единицу времени можно предположить возможность возникновения эффекта термоэлектронной эмиссии и генерации импульсов электрического тока. Если рассматривать долота алмазные, ИСМ и PDC, у которых контакт с горной породой больше по величине, нежели у долот шарошечного типа, то по вышеуказанным соображениям электрические импульсы должны в этом случае иметь большую величину при прочих равных условиях.

Второй механизм возникновения импульсных электрических токов связан с контактной разностью потенциалов между долотом и горной породой. Причем он неразрывно связан с сопутствующим процессом – разрушением двойного электрического слоя, если рассматривать процесс бурения в целом. Двойной электрический слой между буровым долотом и горной породой возникает следующим образом. Первоначально породоразру-

шающий инструмент и горная порода не соприкасаются, между ними на забое имеется некоторый зазор, обычно заполненный промывочной жидкостью. Данный зазор является границей раздела фаз и на нем возникает некоторая разность потенциалов. Для ее появления, согласно Гельмгольцу, одна из фаз должна нести положительный, а другая – отрицательный заряд подобно обкладкам заряженного конденсатора. Следовательно, на границе раздела фаз должны возникнуть на некотором расстоянии друг от друга положительно и отрицательно заряженные слои, которые образуют двойной электрический слой. В первоначальный момент можно считать долото и образец горной породы изолированными друг от друга, поэтому электрического тока между ними не возникает. Механизм возникновения электрических токов из-за контактной разности потенциалов взаимодействующих поверхностей проявляется только с началом бурения. Необходимо сразу отметить, что уровни электрохимических потенциалов и работы выхода электронов из тела долота и горной породы определяются их собственными свойствами [4]. Начинается процесс бурения. Предполагается ситуация, когда долото без динамики вводится в контакт с горной породой, проще говоря – породоразрушающий инструмент ставится на забой. В местах контакта в первую очередь начинает разрушаться двойной электрический слой. При этом при первом же контакте электроны тела с меньшей работой выхода (к примеру, горной породы) будут переходить со своих уровней на соответствующие свободные уровни тела с большей работой выхода (долота). Следовательно, между телами возникнет электрический ток. Учитывая, что процесс бурения представляет собой вращение породоразрушающего инструмента, возникнет движение его вооружения по забою, что приведет к множеству контактов в единицу времени. При каждом контакте будет происходить возникновение электрического тока, а затем разрыв его, что будет приводить к возникновению электрического импульса.

Как уже было определено в проведенных исследованиях, сила возникающего тока при разрушении горных пород зависит от типа промывочной жидкости. Эксперименты показали, что максимальные значения тока имеются при использовании солевого раствора, затем воды, глинистого раствора и водного раствора ПАВ. Причиной такого явления, возможно, являются электрохимические свойства промывочных жидкостей [6,7]. Как можно заметить лучшим электролитом из указанных выше является солевой раствор, затем следует вода, которая является слабым электролитом, а замыкают список водный раствор ПАВ и глинистый раствор, электролитические свойства которых наименьшие. Чисто электрохимическое взаимодействие долота и промывочной жидкости в случае использования солевого раствора является очевидным.

Такие явления как механоэмиссия электронов и возникновение электрических токов в результате контактной разности потенциалов изначально не могут быть изолированы или разделены, так как они оба связаны с непосредственным разрушением горной породы, то есть контактом долота и образца. Хотя теоретически использование долота из того же материала, что и образец горной породы возможно исключит влияние контактной разности потенциалов. Но проведение такого эксперимента пока возможно только теоретически, в первую очередь из-за сложности изготовления породоразрушающего инструмента и подбора требуемой горной породы.

Приведенную информацию по возможным механизмам генерации импульсных электрических токов, возникающих при разрушении горных пород бурением, следует учитывать в будущем при интерпретации результатов запланированных исследований. Предполагается существенно расширить круг экспериментов, целью которых является оценка вклада каждого механизма в получаемые результаты.

Литература

1. Евсеев В.Д., Петухов М.В., Самохвалов М.А. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о свойствах горных пород. – Известия Томского политехнического университета. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005, Т.: 308, №6. – с. 39-43.
2. <http://slovari.yandex.ru/>
3. Добрецов Л.Н. Эмиссионная электроника. – М.: Наука, 1966. – 564 с.
4. Минц Р.И., Мильман И.И., Крюк В.И. Экзоэлектронная эмиссия полупроводников. – Успехи физических наук. – М.: Наука, 1976 г., Т. 119, №4. – с. 749-764.
5. Виноградов В.Н. Долговечность буровых долот – М.: Недра, 1977 г. – 257 с.
6. Феттер К. Электрохимическая кинетика: пер. с нем. – М.: Химия, 1967. – 856 с.
7. Кувшинников И.М. Поверхностные явления и дисперсные системы – М.: Изд-во МГОУ, 2008. – 107 с.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМАЗЫВАЮЩЕЙ ДОБАВКИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ АБИЕТИНОВЫХ КИСЛОТ

А.Я. Закиров

Научный руководитель профессор Н.И. Николаев

**Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Г.В.Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия**

В современных условиях бурения, характеризующихся разнообразием геологического строения месторождений, интенсивным ростом глубин скважин, повышенными температурами, повышенными экологическими требованиями к материалам, сложными конструкциями скважин и компоновок низа буровых

колонн большое значение отводится вопросам разработки и применения буровых растворов с улучшенными смазочными (триботехническими) свойствами.

Триботехнические свойства определяют способность буровых растворов снижать силу трения между контактирующими поверхностями. Улучшение триботехнических свойств буровых растворов, как правило, достигается путем введения в них специальных смазочных добавок, при этом снижение силы трения позволяет:

- уменьшить крутящий момент при вращении колонны буровых труб и снизить сопротивление при ее продольном перемещении в наклонных и горизонтальных участках скважины, что в целом снижает энергоемкость процесса бурения;

- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затраты на их ликвидацию;

- повысить ресурсы работы буровых труб и их соединений, гидравлических частей буровых насосов, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента.

Традиционными смазочными добавками являются нефть, графит и СМАД. Вместе с тем, широко используются смазочные добавки нового поколения.

Обзор отечественных публикаций по вопросам современных тенденций и приоритетных направлений работ в области разработки и производства смазочных добавок к буровым растворам показывает, что:

- для разработки смазочных добавок используют специально синтезированные химические продукты: модифицированные жиры, сложные эфиры растительных масел, соли жирных кислот, многоатомные спирты, а также побочные продукты и отходы пищевых и нефтехимических производств;

- смазочные добавки для буровых растворов в большинстве случаев представляют собой сложные многокомпонентные композиции, обладающие полифункциональным действием на буровой раствор и границы пар трения;

- современные смазочные добавки в основном являются малоопасными веществами, т. е. приоритетной тенденцией отечественных разработок является экологичность производимой продукции;

- по агрегатному состоянию большинство смазочных добавок представляют собой текучие жидкости, реже – твердые сыпучие порошки или гранулы;

- широко используются маслорастворимые неионогенные ПАВ, растворенные в углеводороде.

Аналогичный обзор зарубежной информации по вопросам современных тенденций приоритетных направлений работ в области смазочных добавок к буровым растворам показывает, что:

- большинство фирм-производителей химических материалов для бурения выпускают смазочные добавки, представляющие собой многокомпонентные, полифункциональные композиции на основе различных смесей органических продуктов и обладающие комплексным действием на технологические свойства буровых растворов;

- по агрегатному состоянию большинство смазочных добавок представляют собой легкоподвижные жидкости;

- большинство предлагаемых смазочных добавок являются нетоксичными и безопасными в отношении окружающей среды химреагентами.

На сегодняшний день смазочные добавки производятся и поставляются в широком ассортименте ведущими зарубежными химическими фирмами (CESCO, AVA, Venture, Ibex, Alpine) и сервисными компаниями по бурению (Varoid, M-1 Drilling Fluids, Baker, Messina). Наблюдается тенденция к сокращению общего количества производимых и поставляемых смазывающих добавок. Из приложения к журналу «Нефтегазовые технологии» – «Классификатор буровых растворов» в 2000 г. – 182 наименования, 2004 г. – 152 наименования, 2008 г. – 136 наименований.

Сведения о компонентном составе смазочных добавок для буровых растворов, химическом строении компонентов иностранными фирмами в проспектах и патентах представлены в общем виде и большей частью не раскрываются.

Наиболее эффективные и часто используемые добавки отечественного производства – это жидкие, пастообразные и порошкообразные смазочные добавки на основе продуктов переработки говяжьего жира — СПРИНТ-33, смеси растительных масел (кукурузного, соевого, подсолнечного) — ФК-2000 и ее модификации (ФК-2000 Плюс, ФК-2000 Плюс М, ФК-2000 Плюс А), Лубри-М, экологически чистые смазочные добавки серии ДСБ, традиционная смазочная добавка СМАД.

Сравнительная эффективность смазочных добавок представлена на рисунке 1.

По степени снижения коэффициента трения наиболее эффективной является добавка ДСБ. По своей эффективности она немного превосходит широко применяемые смазочные добавки ФК-2000 и ФК-2000+.

Смазочная добавка СМАД-1М, несмотря на высокую эффективность, широкого применения в северных регионах не нашла. Она расслаивается при транспортировании и хранении, застывает при отрицательных температурах и поэтому может применяться только в теплое время года.

Лубри-М – смазочная добавка с улучшенными антиприхватными и поверхностно-активными свойствами для бурения, вскрытия продуктивных пластов и ликвидации прихватов в пресных и минерализованных буровых растворах.

СПРИНТ-33 в гранулированной товарной форме представляет собой смесь анионных и неионогенных ПАВ на основе животного жира и полезных добавок. Технологическим недостатком применения смазочной добавки Спринт является вспениваемость при обработке бурового раствора. По заявлениям разработчиков (ОАО НПО «Бурение» совместно с ВНИИПАВ) смазочная добавка СПРИНТ-33 является более совершенным аналогом

широко известной добавки СМАД-1. По эффективности действия добавки находятся на уровне лучших зарубежных аналогов.

На кафедре бурения скважин СПГИ (ТУ) проведены исследования канифоли (основной компонент – 95% абиетиновая кислота) в качестве смазывающей добавки к буровым растворам, результаты исследования показали перспективность использования канифоли в бурении.

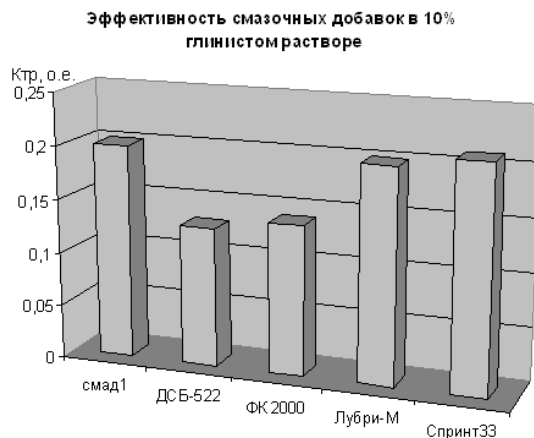


Рис. 1. Эффективность смазочных добавок в глинистом растворе



Рис. 2. Эффективность канифоли в глинистом растворе

Зависимость коэффициента трения на границе металл-металл от концентрации канифоли в растворе показана на рис. 2.

Коэффициент трения определялся на границе металл-металл на приборе УСР1. Снижение коэффициента трения наблюдается даже при минимальных концентрациях: при концентрации 0,1% трение снижается приблизительно до 70%. При концентрации 0,5% $K_{тр}$ снижается в 2 раза. Минимальные значения $K_{тр}$ наблюдаются при концентрации приблизительно 1%, трение снижается в 3,5-4 раза. Дальнейшее увеличение концентрации добавки в растворе положительного эффекта не дает.

Для определения степени влияния смазывающей добавки (СД) на структурно-реологические свойства буровых растворов были проведены соответствующие исследования, результаты которых приведены в таблице.

Из таблицы видно, что добавление канифоли улучшает фильтрационные и смазывающие параметры раствора, при этом основные технологические показатели изменяются незначительно.

Испытания выявили ряд недостатков:

1. Раствор с добавлением канифоли пенится, поэтому в его состав должен входить пеногаситель.
2. Канифоль перед введением в раствор необходимо растворять в горячей воде.
3. При добавлении канифоли в глинистые растворы более высокой плотности (>5%), значительно увеличивается вязкость.

Таблица

Раствор	Условная вязкость	Показатель фильтрации	Статическое напряжение сдвига(1/10)	Динамическая вязкость	Динамическое напряжение сдвига	Коэффициент трения
	Г, с	В, см ³ /30мин	θ, дПа	η, мПа с	τ ₀ , дПа	К, о.е.
Безглинистый р-р	17	—	0	3	0	0,027
Безглинистый р-р+1%СД	17	—	0	3,1	0	0,015
3%глинистый	29	32	21,4/25	6,6	23,4	0,05
3%глинистый+1%СД	31	24	15/15	8,5	22,2	0,015
5%глинистый	39	23	25/34	10,3	30,1	0,05
5%глинистый+1%СД	43	18	30/40	11	42,5	0,015

Таким образом, применение смазочных добавок на основе канифоли в малоглинистых и безглинистых растворах при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин представляет существенный интерес для нефтегазовой отрасли России.

НОВЫЕ МЕТОДЫ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Р.Р. Зарипов

Научный руководитель профессор Ю.Т.Морозов

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

С целью оптимизации процесса эксплуатации, снижения затрат и извлечения максимума разведанных запасов нефтегазодобывающие компании делают все больший упор на вскрытии продуктивных пластов многозабойными (многоствольными) горизонтальными скважинами, т.е. на бурение нескольких ответвлений от одного главного ствола. Технология бурения многозабойных горизонтальных скважин используется также при проведении повторного бурения боковых стволов в действующих скважинах.

Основные виды многоствольных горизонтальных скважин известны с 1950-х годов, но существовавшие в те времена способы бурения и оборудование для вскрытия пластов могли применяться только в очень ограниченном числе практических случаев. Внесенные в течение 1990-х годов усовершенствования в технику бурения позволили нефтяным компаниям бурить и заканчивать все большее число скважин путем создания многоствольных горизонтальных ответвлений. В настоящее время главные стволы и ответвления можно бурить вертикально, или под большими углами наклона, или горизонтально, учитывая различные пластовые условия.

Данная работа посвящена наиболее совершенным техническим средствам и оптимальной технологии строительства многозабойных многоуровневых скважин для создания наиболее экономически выгодной сетки разработок нефтяных и газовых месторождений.

Существуют основные категории сложности многоствольных систем по классификации TAML:

- первый уровень представляет собой открытые стволы;
- второй уровень – обсаженный основной ствол, открытый дополнительный ствол, хвостовик не закреплен;
- третий уровень – обсаженный основной ствол, открытый дополнительный ствол, хвостовик подвешен в основном стволе;
- четвертый уровень – обсаженные и цементированные стволы, нет гидравлической изоляции «окна»;
- пятый уровень представляет собой обсаженные и цементированные стволы, гидравлическая изоляция «окна» за счет внутреннего оборудования;
- шестой уровень – обсаженные и цементированные стволы, гидравлическая изоляция «окна» за счет обсадной колонны.

Системы уровней 3 и 6 оказались наиболее предпочтительными вариантами сочленений, используемых при бурении многоствольных горизонтальных скважин. Основной ствол скважины крепится обсадной колонной и цементируется, а боковой ствол обсаживают, но не цементируют. Эти соединения обеспечивают механическую целостность места состыковки основного и бокового стволов. Соединения третьего уровня сложности обычно устанавливают в залежах тяжелой нефти и в нецементированных песчаниках, для предупреждения попадания песка в скважину, а также обвалов пород. Обычно соединения устанавливают как в самой залежи (или ее ответвлениях), так и в местах, где нет проблемы изоляции горизонтов (например, изоляции газовой шапки). Соединения 3 уровня предусматривает механическое присоединение потайной колонны к основному стволу скважины. Для этого необходим спуск в новый ствол скважины вместе с обсадной колонной механической запорной системы. Для вырезания окна используются специальные инструменты.

Среди преимуществ использования соединений уровня 6 отмечается отсутствие необходимости выполнения операций по фрезерованию и герметизации соединения. Для установки соединений 6 необходим увели-

ченный диаметр ствола скважины, однако связанные с этим дополнительные затраты времени в бурении обычно компенсируются экономией времени, обычно затрачиваемого на зарезку окна и герметизацию соединения.

Соединение уровня 6 предусматривает применение скважинной разделительной системы, позволяющей осуществлять бурение, крепление и заканчивание двух скважин из одной 508 мм обсадной направляющей колонны. Разделительная система, устанавливаемая на конце направляющей колонны, оснащается двухствольной головкой для подвешивания двух 244,47 мм хвостовиков.

Новые способы создания сочленений позволяют использовать многоствольные горизонтальные скважины в более широком диапазоне глубинных условий в большом числе практических случаев разработки залежей. Однако применение более сложного оборудования и замысловатых схем расположения скважин ставит нефтяные и сервисные компании перед необходимостью преодоления технических препятствий и учета рабочих рисков и экономических соображений [1].

Система многозбойных ответвлений создается путем разбуривания дополнительных боковых стволов в основном канале скважины. Для этого необходимо использовать современные клинья-отклонители, которые позволяют выполнять полный технологический процесс вырезания «окна» в обсадной колонне за один рейс для последующего бурения бокового ствола, обеспечивающие зарезку без произвольного проворота клинового отклонителя вокруг своей оси. Отличительной особенностью компоновок новых отклонителей является то, что их можно установить на любой высоте в стволе без дополнительного цементирования, за счет раздувания гофрированной трубы, обеспечивая герметичность ниже установки компоновки. Натяжением колонны бурильных труб с усилием производится срез штифта, крепящего фрезерную компоновку к клину, приступают к фрезерованию «окна». Фрезерование «окна» считается законченным после выхода фрезы расширяющей - райбера за эксплуатационную колонну. Завершив эту технологическую операцию, необходимо произвести смену компоновки для обеспечения бурения дополнительного ствола до проектной точки [2].

Существуют множество разнообразных проблем при строительстве многозбойных скважин. Можно выделить основные:

- изолированность (узел сочленения бокового ствола с основной скважиной должен быть гидравлически изолирован от окружающих пластов);
- доступ (должна быть обеспечена возможность повторного доступа в любой выбранный дополнительный ствол).

Решением этих проблем занимается множество отечественных и зарубежных компаний. Наибольших успехов в этом достигла компания Baker Oil Tools, которая создала ряд вариантов надежной техники и оборудования для бурения многозбойных и в том числе многоуровневых скважин.

При проектировании работ по завершению многоствольных горизонтальных скважин первым фактором, который следует учесть, является вопрос, новая это скважина или действующая. В случае новых скважин инженерам предоставляется свобода выбора их конструкции снизу доверху. В варианте действующих скважин выбор способов заканчивания и конфигурации скважин оказывается более ограниченным, но многие из них являются кандидатами на проведение в них повторных работ с использованием технологии многоствольных горизонтальных скважин [3].

Для более продуктивного восстановления доступа в основной ствол предлагается использовать хвостовик, оснащенный специальной пластиковой пробкой. Хвостовик подвешивается таким образом, чтобы пластиковая пробка оказалась на месте будущего канала. Пластиковая пробка должна обладать достаточной прочностью, чтобы выдержать гидравлические перепады при цементировании хвостовика, но одновременно достаточно легко разбуриваемой.

Преимущества данной компоновки:

- отсутствие металлической стружки;
- значительное сокращение времени на восстановление доступа в основной ствол;
- нет необходимости использовать фрезерную компоновку.

Технология бурения многоствольных горизонтальных скважин особенно предпочтительна для разработки месторождений, содержащих тяжелые нефти, имеющих низкую проницаемость или естественную трещиноватость, тонкослоистые коллекторы или многослойные залежи. Она может применяться и для разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, имеющих низкое пластовое давление, а также содержащих пропущенные ранее углеводороды, скопившиеся в четко выраженных структурных или стратиграфических ловушках. При разработке залежей с тяжелой нефтью или залежей, имеющих низкую подвижность, горизонтальные дренирующие скважины создают эффект, аналогичный тому, который возникает после проведения ГРП газосодержащих пластов с низкой проницаемостью. Кроме того, горизонтальные скважины уменьшают перепад давления между вскрытым пластом и скважиной, препятствуют образованию конуса обводнения и повышают эффективность закачки пара в подобные залежи.

Расчет многозбойной скважины с тремя стволами показал, что такая многозбойная скважина экономически выгоднее трех наклонно направленных скважин приблизительно на 25%. В расчете не учтено, что внедряя технологию бурения многоствольных скважин, обеспечивается снижение производственных площадей и объемы использования оборудования, то есть осуществляется добыча и дренирование трех скважин при помощи только одного комплекта устьевого и другого оборудования на поверхности. Несмотря на увеличение стоимости бурения одной многозбойной скважины обеспечивается плановая полнота извлечения полезного продукта как при бурении трех обычных скважин, одновременно поверхностная зона и количество буримых скважин сокращается, что существенно улучшает экологию.

Следует акцентировать внимание и на самой проводке боковых дополнительных ответвлений. Существующие формулы и методики прогнозирования бурения дополнительных стволов являются достаточно простыми и не учитывают множество элементов входящих в состав КНБК (компоновки низа бурильной колонны). Авторы предполагают актуальность более точной методики расчетов и моделирования будущей трассы дополнительного ствола.

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: «ТатНИПИнефть», 2005. – С. 6-15
2. Зарипов Р.Р. Обоснование и разработка технологии бурения горизонтальных многозабойных скважин / Зарипов Р.Р., Морозов Ю.Т. // Наука и инновации в технических университетах: Материалы III Всероссийского форума студентов, аспирантов и молодых ученых. – Спб., 2009. С. 9-10
3. Фрайя Х. Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин / Фрайя Х., Омер Э., Пулик Т., Кайя М., Паэс Р.//Нефтегазовое обозрение. – Москва, 2003. – №1. – С. 44-66

ПРИМЕНЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКА КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОЛОТА ГИДРОМОНИТОРНО-ЭРОЗИОННОГО ТИПА

А.В. Ковалёв

Научный руководитель доцент М.А. Самохвалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одно из самых больших желаний сервисных компаний и компаний-изготовителей буровых долот – иметь возможность бурить твердые породы с большими скоростями. Развитие технологии буровых долот с учетом повышения скоростей бурения твердых пород происходило главным образом за счет разработки новых материалов и новых конструктивных решений для стандартных долот, разрушающих горную породу механическим способом. Несмотря на их постоянное совершенствование, бурение механическими способами ограничивается сравнительно низкой износоустойчивостью породоразрушающего инструмента (ПРИ), что увеличивает затраты времени на спуско-подъемные операции для замены изношенных долот. Также при механических способах бурения подводимая к забую гидравлическая мощность расходуется не достаточно эффективно в случае ее использования только для удаления выбуренной породы. В связи с этим становится актуальным поиск и создание такого способа, производительность которого была бы мало зависима от износоустойчивости ПРИ, и гидравлическая мощность буровых насосов использовалась не только для удаления шлама, но и для непосредственного разрушения горных пород. Разрушение горных пород возможно с помощью гидромониторно-эрозионного способа, который позволит значительно повысить эффективность разрушения и избавиться от недостатков механического способа. В данном случае гидравлическая мощность может использоваться более эффективно, если она будет применяться для ускорения высокоабразивных частиц через гидромониторное долото, что позволит использовать абразивное действие этих частиц в качестве первичного механизма разрушения породы при бурении. Такой способ разрушения горных пород можно рассматривать как одновременное действие нескольких механизмов разрушения [1]:

1. Микрорезание;
2. Хрупкое разрушение, возникающее из-за многократного ударного действия абразивных частиц;
3. Микропластическое деформирование, особенно при ударах крупнозернистых абразивных частиц;
4. Гидромолекулярное разрушение, как проявление эффекта Ребиндера при проникновении жидкой фазы суспензии в субмикротрещины.

На кафедре бурения скважин Томского политехнического университета в настоящее время создана установка гидромониторно – эрозионного бурения [2], в качестве рабочего органа которой используется гидромониторное долото эжекторного типа, а в качестве породоразрушающих элементов – частицы карбида вольфрама («Рэлит»). В основу разработки был положен принцип разрушения горной породы за счёт непрерывной циркуляции абразивного агента на забое, осуществляемой при помощи струйного насоса-эжектора, приводимого в действие потоком промывочной жидкости подводимой к насосу [3]. Принцип действия данного струйного насоса следующий: рабочая жидкость подводимая к насадке под большим давлением, ускоряется в латунном жиклере и истекает с большой скоростью из сопла, при этом в пространстве, окружающем сопло с внешней стороны, образуется разрежение. В корпусе долота выполнены впускные окна, через которые, благодаря разности давлений между затрубным пространством и пространством камеры смешения, происходит всасывание рабочего агента со взвешенным абразивным материалом, который, пройдя камеру смешивания, ударяется о забой и осуществляет разрушение горной породы.

Несмотря на все достоинства данной разработки, она имеет существенные недостатки, одним из которых является образование турбулентного режима течения в камере смешивания за счет основной циркуляции промывочной жидкости и местной циркуляции абразива, что приводит к значительному износу долота и уменьшению дальности струи. Необходимо избавиться от турбулентного режима течения в камере смешивания. Известно [4], что при высокочастотном звуковом облучении струи жидкости в диапазоне числа Струхала $s = 2 - 5$ (Число Струхала – безразмерная величина, один из критериев подобия нестационарных течений жидкостей и газов, характеризующий постоянство протекания процессов во времени. В данном случае формула, описываю-

шая число Струхаля: $S=f*d/v$, где f – частота акустического возбуждения, d – диаметр сопла, v – скорость истечения жидкости.) вблизи сопла в приосевой части струи наблюдается уменьшение нормальных и сдвиговых рейнгольдсовых напряжений, что приводит к увеличению длины начального участка и, вследствие этого, к возрастанию дальности струи. То есть, с помощью ультразвука можно управлять характеристиками струи. По существу, акустический метод управления дозвуковыми турбулентными струями сводится к управлению их когерентными структурами на начальном участке. Главное достоинство акустического управления турбулентными струями состоит в его высокой эффективности: для получения существенного изменения аэродинамических, акустических и других характеристик турбулентной струи требуется тональное возмущения весьма малой интенсивности [5].

Эффективным методом управления турбулентными струями является изменение геометрии струйного течения, которое обуславливает возникновение самовозбуждения струи (например, при организации слабого внезапного расширения за соплом, при применении сопла с переменным сечением и др.). Во всех этих случаях механизмы воздействия на струи обусловлены образованием акустических колебаний, которые будут способствовать более эффективному разрушению горных пород.

К тому же известно, что при формировании ультразвуковых колебаний большой интенсивности в жидкости возникает кавитационный эффект. В результате колебаний образуются волны сжатия и растяжения. С этим связаны периодические возникающие импульсы давления и растяжения. Падение давления до критической величины может вызвать разрыв сплошности жидкости и образование в ней вакуумных пустот. При действии волны сжатия пузырьки сокращают свои размеры до полного захлapyвания. В момент исчезновения пузырьков, образующихся на границе жидкости и твердого тела, возникают мощные гидравлические удары, концентрирующиеся на очень малых площадках. Частое повторение этих ударов приводит к разрушению твердых материалов. Таким образом, разрушение горных пород при возбуждении ультразвука в абразивной струе гидромониторно-эрозионного бурения будет происходить за счет жидкости, ударяющейся с большой скорости о забой, ударов абразивного материала и кавитационного эффекта. Возможной областью применения совершенствуемой разработки, помимо её использования для бурения скважин является обработка различных материалов. Способ гидроабразивного резания является одним из наиболее перспективных, так как имеет маленький отход материала в стружку, обладает небольшой силой и температурой резания, что исключает какую-либо деформацию заготовки, устраняет запыленность рабочего места, позволяет обрабатывать сложный профиль с любым радиусом закругления. К тому же для некоторых материалов этот способ является единственным, не оказывающим влияния на качество изделия. В этом смысле гидроабразивные струи являются универсальным режущим инструментом и обладают следующими преимуществами: они способны резать очень твердые материалы, обладают сравнительно низким энергопотреблением и не вызывают расслоения в структуре разрушаемого материала.

Литература

1. Проволоцкий А.Е. Струйная абразивная обработка деталей машин. - Киев.: Тэхника, 1989. – 177 с.
2. Столяров Р. В., Ковалёв А.В. Установка для абразивного бурения с применением долота гидромониторно-эжекторного типа / Р.В. Столяров, А. В. Ковалёв; науч. рук. М. А. Самохвалов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды четырнадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова, 2009 г. Томск / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной. – Томск, 2009.
3. Столяров Р. В., Ковалёв А.В. Разработка гидромониторного долота эжекторного типа / Р.В. Столяров, А. В. Ковалёв; науч. рук. М.А. Самохвалов // Проблемы геологии и освоения недр: труды Тринадцатого международного симпозиума им. М. А. Усова, 2008 г. Томск / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной. — Томск, 2009. — С. 476-477.
4. Конюшая Ю. П. Открытия советских учёных. Ч. 1: Физико-технические науки. / Предисл. И. С. Наяшкова. – 3-е изд., доп. – М.: Изд – во МГУ, 1988. – 478 с.
5. Гиневский А. С, Власов Е.В., Каравосов Р. К. Акустическое управление турбулентными струями. — М.: ФИЗМАТ ЛИТ, 2001. – 240 с.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Р.В. Романов

Научный руководитель старший преподаватель Л.Н. Нечаева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Процесс бурения невозможен без своевременной очистки забоя от разрушенной породы. 70% от всего бурения осуществляется при помощи гидравлической системы очистки скважины. Для этой цели применяют различные промывочные жидкости с разнообразным перечнем хим. реагентов и разного рода добавок. В большинстве случаев процесс бурения сопровождается применением материалов и хим. реагентов различной степени опасности, значительными объемами водопотребления и образования производственно-технологических отходов, представляющих определенную опасность для флоры и фауны. Основными объектами загрязнения при бурении скважин являются геологическая среда (подземные воды) и гидро- и литосфера (открытые водоёмы, почвенно-растительный покров). Они загрязняются в результате несовершенства и несоответствия отдельных технологических процессов, требованиям охраны окружающей среды, а также из-за попадания в них материалов, нефтепродуктов, хим. реагентов и производственно-технологических отходов бурения, представленных буровыми

сточными водами, отработанным буровым раствором и буровым шламом. Наиболее ощутимы отрицательные последствия загрязнения почв, поверхностных и подземных вод.

В контроле антропогенного загрязнения водной среды наряду с химико-аналитическими методами находят применение методы, основанные на оценке состояния отдельных особей водных организмов и их сообществ, подвергающихся воздействию загрязненной среды. Биологические приемы разделяют на методы биоиндикации и биотестирования. Биоиндикация используется в экологических исследованиях, как метод выявления антропогенной нагрузки на биоценоз. Метод биоиндикаторов основан на исследовании воздействия изменяющихся экологических факторов на различные характеристики биологических объектов и систем. В качестве биоиндикаторов выбирают наиболее чувствительные к исследуемым факторам биологические системы или организмы. Изменения в поведении тест-объекта оценивают в сравнении с контрольными ситуациями, принятыми за эталон. Например, при оценке экологического состояния поверхностных вод в качестве биоиндикаторов используют наблюдение за поведением дафний, моллюсков, некоторых рыб и т.п. Биотестирование предусматривает выявление уже состоявшегося или происходящего загрязнения водоема (раствора) по функциональным показателям его обитателей или экологическим характеристикам сообществ организмов. Живые организмы способны воспринимать более низкие концентрации веществ, чем любой аналитический датчик, в связи с чем биотест может быть подвержен токсическим воздействиям, не регистрируемым техническими средствами.

В связи с этим сформировалась концепция токсикологического биотестирования, т. е. использования биологических объектов в качестве средства выявления суммарного содержания токсических компонентов в водной среде.

Биотестирование в широком понимании представляет собой методический прием, основанный на оценке действия фактора среды, в том числе и токсического, на организм, его отдельную функцию или систему организмов. Биотестирование с применением гидробионтов может быть использовано для следующих целей:

- оценка токсичности загрязняемых природных вод;
- контроля токсичности буровых промывочных жидкостей (на этапе разработки) и буровых сточных вод;
- ускоренной оценки токсичности экстрактов, смывов и сред для санитарно-гигиенических целей;
- проведения химического анализа в лабораторных целях;

В процессе бурения, буровой раствор насыщается не только шламом выбуренных пород, но и качественно меняет свой состав, как физический, так и химический. Это происходит за счет того, что в контакте бурового раствора с комплексом контактирующих минералов, горных пород и пластового флюида происходит большое количество химических реакций. Что способствует изменению свойств бурового раствора.

Таким образом, мы можем сделать вывод о необходимости проведения биотестирования как на этапе разработки, так и с учетом работы раствора в его «жизненном» цикле.

Наличие различных методик проведения токсикологического теста, дает возможность выбора и сравнения опытов. Для этого рассмотрим методы определения токсичности по общепринятому тесту определения подвижности дафний и методику определения токсичности химических веществ в водной среде на примере тест – культуры *Paramecium Caudatum*.

Метод определения угнетения подвижности дафний позволяет изучить влияние сточных вод или веществ, растворенных в воде, на жизнедеятельность живых организмов. Сущность метода заключается в установлении концентрации загрязняющих веществ, которые за 24 ч иммобилизуют 50% дафний в заданных условиях. Испытание проводят в одну или две стадии: предварительное испытание дает приблизительное значение за первые 24 часа (и при необходимости 48 часов) и определяет диапазон концентраций, который должен быть проверен в условиях окончательного определения.

На кафедре бурения скважин, в Томском политехническом университете, на базе серийно выпускаемого прибора «Биотестер – 2» была разработана методика определения токсичности химических веществ в водной среде. Данный способ предназначен для осуществления природоохранных мероприятий, в том числе для регулирования сброса в окружающую среду поверхностных стоков и сточных вод промышленных предприятий, например буровых растворов; для оценки токсичности вновь синтезированных химических веществ и пр. Пробой химического вещества воздействуют на взвесь клеток тест-культуры *Paramecium Caudatum* с последующим контролем изменений в тест – культуре фотометрическим методом. Токсичность химического вещества оценивают по степени снижения двигательной активности пробы взвеси клеток тест-культуры в присутствии токсиканта по сравнению с их двигательной активностью в исходной (контрольной) взвеси.

Разработанная экспресс-методика приборного токсикологического биотестирования обеспечивает достаточно высокую сходимость результатов повторных серий опытов и тем самым высокую достоверность и надежность оценки коэффициента токсичности K_t испытуемых жидких сред. Последовательность ряда значений K_t практически полностью соответствует той же последовательности ряда нормированных государством значений ПДК исследованных реагентов, что свидетельствует о реальной возможности использования; разработанного биотеста для оперативного нормирования ПДК как отдельных химических веществ, так и сложных их смесей (композиций). И одним из немаловажных преимуществ, по сравнению с другими методами оценки токсичности, является время получения конечного результата тестирования. Для прибора «Биотестер – 2» время проведения опыта составляет 30 минут, что доказывает его незаменимость в полевых условиях оценки испытуемой жидкости.

Так же немаловажным остаётся вопрос об утилизации «насыщенного» бурового раствора, данный фактор стоит во главе списка экологических проблем при бурении и сооружении скважин, так как именно при этом происходит без контрольное токсическое воздействие на окружающую среду.

Лабораторные исследования показали, что отходы буровых растворов на водной основе не представляют опасности, связанной с их хранением в амбарах. Из амбаров отбирались пробы воды и отстоя, которые анализировались и сравнивались. Анализы показали, что водорастворимые тяжелые металлы (Сг, Рв, Zn, Mn) в амбарах для отработанных буровых растворов не обнаруживаются, а если и обнаруживаются в общем анализе, то обычно в присоединенном виде к глинам или органическим веществам, не превышая ограничений, установленных АЗОС (агентство защиты окружающей среды). Опыт показывает, что наибольшее загрязнение амбаров происходит за счет наличия в них солей, попадающих в раствор из пластовых вод или вследствие размыва солевых пластов, а также за счет попадания в раствор свинца из трубной смазки или за счет неудачной конструкции самих амбаров, допускающих утечки раствора в поверхностные или грунтовые воды.

Из проведенных анализов видно, что амбары, содержащие буровой раствор на водной основе, не представляют существенной опасности для окружающей среды, однако нужно уделять серьезное внимание их конструкциям в плане обеспечения герметичности, чтобы избежать возможность попадания содержимого амбаров на грунт.

Отходы нефтяной и газовой промышленности нуждаются в такой утилизации, которая была бы одновременно и экономически выгодна, и безопасна для окружающей среды. Традиционный метод утилизации предусматривает слив отходов в амбар, расположенный вблизи буровой. После завершения бурения отходы могут быть обезвожены и зарыты, превращены в твердое вещество или обработаны любым из известных способов на месте, или могут быть вывезены для использования в других целях.

Уже опубликован ряд работ, посвященных исследованиям влияния содержимого амбаров на почву, грунтовые воды и продуктивность растений. Миллер проанализировал работы, проведенные Американским нефтяным институтом (АНИ) по данной проблеме за период с 1974 г. Результаты показали, что некоторые обычные компоненты бурового раствора могут влиять на рост растений, но это влияние может быть сведено к минимуму при правильном использовании почв. Вредное влияние оказывают два фактора: высокое содержание натрия, что приводит к образованию прочных корок на почве, и наличие растворенных солей, что затрудняет потребление воды растениями. Дизельное топливо, применяемое в бурении как смазывающий агент, токсично для растений, а также снижает способность почвы к увлажнению.

Концентрация дизельного топлива 4,5 г/л и ниже, лигно-сульфонатов – 0,165 г/л и ниже, полимеров – 67 г/л и ниже оказывает незначительное влияние на растения. Со временем пагубное воздействие ослабевает и через 3 года практически незаметно. При попадании буровых растворов на почву увеличивается общее содержание в ней цинка, меди, свинца, хрома и бария, однако эти металлы представлены в форме, не пригодной для усвоения растениями. В грунтовых водах вблизи поверхности под непроницаемой зоной, находящейся под амбаром, было обнаружено повышенное содержание радиоактивных элементов, уровень радиации которых быстро уменьшался с глубиной. Это говорит об очень незначительном загрязнении грунтовых вод радиоактивными элементами.

Щелочные растворы (с высоким содержанием солей натрия) вызывают меньше всего проблем в кислых почвах, содержащих большое количество органических веществ. Наибольшие проблемы возникают, когда щелочные растворы попадают в щелочные почвы в засушливых районах.

Для восстановления почв предлагается: добавление растворимых солей кальция и гипса, добавление воды или предоставление продолжительного времени для изменения состава почв под действием микробов.

Отсюда можно сделать вывод, что при правильном использовании отработанных растворов на водной основе они не окажут существенно вредного воздействия на окружающую среду.

ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В.В. Максименко

Научный руководитель зам. директора ЦСПРОМ ОАО «ТомскНИПИнефть» В.В. Каранов
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Стрежевой, Россия

Разработка месторождений в нашей стране традиционно ведется системами вертикальных и наклонно направленных скважин, позволяющих извлечь из пластов до 60% запасов [1]. Исторически это связано с добычей нефти преимущественно из крупных и уникальных месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири, которые в настоящее время находятся в третьей и четвертой стадии разработки. Актуальной проблемой является неуклонное возрастание доли труднодоступных и трудно извлекаемых запасов. Поэтому в последние десятилетия активно развиваются и внедряются методы повышения нефтеотдачи, направленные как на интенсификацию существующей системы разработки, так и на вовлечение в разработку слабо дренируемых запасов углеводородов. Одной из таких технологий является разработка нефтегазовых залежей системами скважин с горизонтальным окончанием ствола.

Несмотря на первые успехи в бурении горизонтальных (ГС) и многозабойных горизонтальных (МГС) скважин в СССР в 50-60-е годы XX века, эта технология не получила развития вследствие открытия крупных месторождений, разработка которых велась стандартными сетками вертикальных скважин. Но с конца 70-х годов по вышеупомянутым причинам бурение горизонтальных скважин стало широко применяться в Татарстане, Башкортостане, Удмуртии и других регионах, а также за рубежом. Вначале был получен опыт бурения и эксплуата-

ции единичных скважин, что позволило обкатать технологию строительства скважин и изучить характер притока флюида к горизонтальному стволу, а в дальнейшем перейти к системному применению технологии.

Аналогичным путем шло развитие горизонтального бурения в Томской области. В 90-х годах на Советском месторождении пробурено более двух десятков горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Однако из-за несовершенства геологического сопровождения бурения и технологии заканчивания бурение ГС было прекращено. И лишь в 2006 году на Северном месторождении пробурена первая горизонтальная скважина с использованием современных технологий геонавигации, что позволило точно ориентировать ствол в продуктивном пласте и увеличить проходку по коллектору. Полученный положительный опыт позволил в последующие годы значительно увеличить объемы горизонтального бурения (рис. 1).



Рис. 1. Объемы горизонтального бурения

Существенную роль в повышении эффективности применения ГС сыграл отраслевой институт ТомскНИПИнефть, в котором на данный момент активно ведутся работы не только по проектированию отдельных горизонтальных стволов (в т.ч. и боковых), но и по проектированию разработки месторождений системами ГС. В основном такие системы спроектированы для разработки терригенных залежей юрских отложений, в которых геологические условия особо благоприятны для бурения ГС, а именно малые мощности и обширные краевые зоны с подошвенной водой. При этом наиболее приоритетными являются следующие научно-технические направления:

- тщательный геологический контроль при проводке ГС с целью повышения нефтеотдачи пластов;
- забуривание и проводка новых стволов из бездействующих скважин к объектам с повышенной концентрацией остаточных запасов нефти;
- извлечение из недр остаточных запасов нефти с целью реанимации залежей, находящихся на поздних стадиях разработки;
- проводка ГС с применением современных забойных телеметрических систем и бурового инструмента.

Первой задачей, которую следовало решить для эффективного бурения ГС, являлась точная проводка ствола по целевому интервалу. В настоящее время бурение проводится с использованием современных забойных телеметрических систем (ЗТС), обеспечивающих съем не только технологических параметров, но и геофизических свойств пласта (кажущееся сопротивление, гамма-активность, нейтронная пористость и др.). Это решило проблему точного определения местоположения ствола в пространстве и его привязки к вскрытому геологическому разрезу (рис. 2), а также позволило понизить ограничения по нефтенасыщенной толщине. На текущий момент, уверенная проводка ствола без выходов из продуктивного интервала с использованием только гаммакаротажа во время бурения достигается при толщине от 2 метров и выше, а при использовании специализированных ЗТС, обладающих возможностью определять границы флюида и горизонтов по периферии ствола скважины с обзором 360 градусов на расстоянии до 5 метров, вероятность выхода из интервала полностью исключается.

Следующей задачей являлся выбор технологии вскрытия и освоения скважины, так как качественное вскрытие продуктивных пластов является одной из ключевых проблем продуктивности скважин и эффективности извлечения углеводородов. Кроме геологических причин это в большей степени зависит от существующих технологий вскрытия пластов, которые не обеспечивают сохранения в полном объеме коллекторских свойств и достижения природной продуктивности коллектора. Следует также учитывать, что в отличие от вертикальных скважин воздействие бурового раствора на призабойную зону (ПЗП) ГС осуществляется в течении более длительного периода. Однако использование полимерных буровых растворов вместо обычных глинистых для вскрытия нефтеносных пластов позволяет снизить повреждение ПЗП.

Одним из определяющих условий является учет особенностей геологического строения. ГС могут использоваться для добычи нефти практически из любого коллектора и обладают существенными преимуществами, в сравнении с вертикальными скважинами. Теоретически выигрыш в производительности может быть в 2-7 раз [2]. Однако из промышленной практики известно, что типичная ГС длиной 300-500 метров в самом оптимальном варианте будет иметь продуктивность не более чем в 2-3 раза выше продуктивности вертикальной скважины с ГРП.

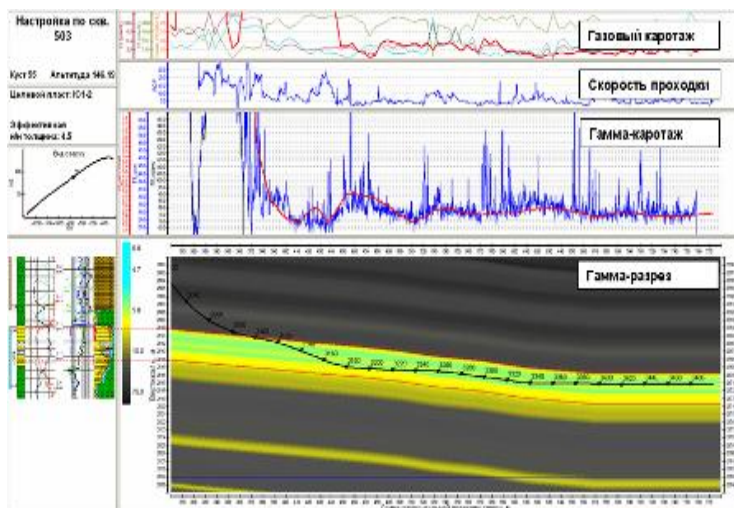


Рис. 2. Гамма-разрез при геонавигации

На данный момент анализ факторов, повлиявший на недостижение потенциала ГС, заложенный при проектировании, является субъективным [3]. Это, во-первых, связано с тем, что на пробуренных за последние годы ГС не проводилось ни одного гидродинамического исследования (ГДИ) и эксплуатационного каротажа (ПКИ) и, во-вторых, превышением количества неизвестных параметров, влияющих на продуктивность, над количеством параметров, которые можно измерить. Как известно из обзора уравнений притока к ГС [4], основными параметрами, определяющими продуктивность, являются эффективная длина, проницаемость, вертикальная анизотропия проницаемости и степень повреждения ПЗП (механический скин-фактор). На практике оценка значений данных параметров затруднена и в большинстве случаев приблизительно. Например, оценка вертикальной анизотропии возможна лишь в тех случаях, когда при проведении ГДИ на характеристическом графике четко выделяется ранний вертикальный радиальный режим. На практике он часто маскируется эффектом влияния ствола скважины. Вторым, более приближенным, методом является оценка анизотропии по керну, но полученное значение не сопоставимо с анизотропией в масштабах пласта.

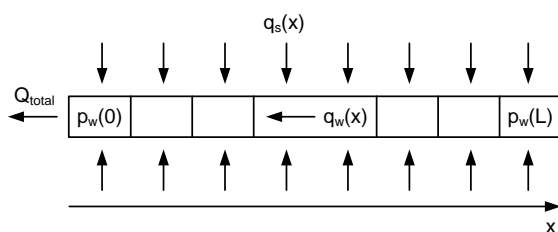


Рис. 3. Схема модели «скважина-пласт»

Таким образом, за последние годы технология строительства горизонтальных скважин в Томской области шагнула далеко вперед по сравнению с концом прошлого века, что позволило улучшить качество проводки и получения высоких дебитов при малой обводненности. Однако для эффективного проектирования разработки системами ГС необходимо проведение гидродинамических и промысловых геофизических исследований для получения достоверных данных и проведения объективного анализа продуктивности, а также использования соответствующих моделей, позволяющих надежно прогнозировать поведение ГС.

Литература

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
2. Мукминов И.Р. Моделирование разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2004.

3. Joshi S.D. «Horizontal and Multi-Lateral Wells: Performance Analysis – An Art or a Science». – JCPT, October 2000, Volume 39, No. 10.
4. Anklam E.G., Wiggins M.L. «A Review of Horizontal Wellbore Pressure Equations». – SPE 94314, 2005.
5. Tabatabaei M. *et al.* «A New Method to Predict Performance of Horizontal and Multilateral Wells». – IPTC 13122, 2009.

УЛУЧШЕНИЕ АНТИФРИКЦИОННЫХ СВОЙСТВ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРКОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗЛИЧНЫХ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК

О.Г. Мамаева, И.Ф. Салихов

Научный руководитель профессор Г.В. Конесев

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В результате фильтрации промывочной жидкости на границе раздела системы буровой раствор – горные породы стенок ствола и забоя скважины практически всегда образуется фильтрационный экран (фильтрационная корка). Последний оказывает как положительное, так и отрицательное воздействие на технологию бурения и дальнейшую эксплуатацию скважины.

В большинстве случаев возникновение затяжек и прихватов обусловлено взаимодействием бурильного инструмента, скважинных приборов с необсаженными стенками скважин. Исследования в области бурения выявили тесную зависимость вероятности возникновения прихватов и других осложнений от состава и свойств фильтрационной корки. [1,2,3,5] Влияние этого фактора на процесс бурения проявляется в значительном увеличении энергозатрат, времени бурения и, как следствие, стоимости строительства скважины. Поэтому, первостепенная роль в уменьшении сил сопротивления движению бурильного инструмента принадлежит качеству буровых промывочных растворов, существенно влияющих на антифрикционные и адгезионные свойства корок.

До настоящего времени нет единой теории, объясняющей природу и характер возникновения и развития сил взаимодействия при контакте твердого тела с жидко-пластичным веществом типа фильтрационной корки. Взаимодействие в системе «металл-фильтрационная корка» обусловлены рядом физико-химических факторов: действием перепада давления, давления, обусловленного весом колонны труб, межмолекулярных сил притяжения и электростатических сил отталкивания, времени контакта и т.д. В работах ряда ученых отмечается, что трение в паре «металл-корка» имеет двойственную молекулярно-механическую природу и описывается двучленным законом трения Б.В. Дерягина [1,2,5], согласно которому касательное напряжение сдвига (удельная сила сопротивления сдвигу) $\tau_{уд}$ пропорционально сумме нормальных напряжений от нормальной составляющей силы прижатия $N_{уд}$ и межмолекулярных сил притяжения $F_{уд}$, т.е. $\phi_{д} = m(N_{уд} + F_{уд})$. В случае если сдвиг происходит непосредственно на границе контакта «фильтрационная корка-металл», то сила $F_{уд}$ является следствием адгезии $F_{уд(ад)}$, если – непосредственно внутри корки, то следствием аутогезии.

Фильтрационная корка должна отвечать определенным требованиям, чтобы исключить или уменьшить вероятность возникновения прихватов приборов и бурового инструмента в скважине. Прежде всего, она должна быть тонкой, плотной и малопроницаемой, обладать достаточной прочностью и иметь низкие значения сопротивлений сдвигу в контакте с металлическим инструментом. Для того чтобы корка могла соответствовать этим требованиям, как показали наши исследования [2], необходимо обеспечить формирование монодисперсной структуры в ее объеме, гидрофобизацию поверхности частиц дисперсной фазы мономолекулярными сольватными слоями. Улучшает качество фильтрационных корок также создание комплексов типа глина-хроматы, периодических упорядоченных структур на поверхности частиц твердой фазы, обладающих низким сопротивлением сдвигу.

Управление антифрикционными свойствами буровых промывочных растворов особенно актуально в современной буровой технологии, связанной преимущественно со строительством наклонно-направленных, пологих скважин, зачастую с большими величинами набора зенитного угла и горизонтальными окончаниями стволов в продуктивных пластах. Поэтому, улучшение смазочных свойств промывочных жидкостей соответствующими реагентами – эффективное средство снижения затрат на бурение, профилактику и ликвидацию аварий, связанных с затяжками и прихватами бурильной колонны и приборов в скважине.

В связи с этим нами в лабораторных условиях были проведены эксперименты по совершенствованию методик определения фрикционных и адгезионных свойств фильтрационных корок буровых промывочных растворов и исследованию влияния различных смазочных добавок на данные свойства. опыты проводились на экспериментальных установках и устройствах, используемых в буровой технологии для подбора смазочных добавок к промывочным жидкостям и контроля их содержания. Использовались известные устройства КТК-2 и ФСК-2, а также экспериментальная установка АИ-3 [1], позволяющая воспроизводить удельную силу прижатия бурильной колонны к стенке скважины. Некоторые результаты выполненных исследований с использованием прибора КТК-2 приведены в данной статье.

Прибор КТК-2 позволяет определять коэффициент трения только в момент страгивания эталонного образца, но не дает возможности определить динамический коэффициент трения во время движения металлического пуансона по поверхности корки. Кроме того, недостатком данного прибора является изменение силы прижатия образца во время замера коэффициента трения. Поэтому необходимо усовершенствование методики измерения антифрикционных свойств с учетом вышеизложенных недостатков.

В то же время данный метод достаточен для проведения сравнительной оценки смазывающей способности различных буровых растворов и смазочных материалов.

Объектами исследования являлись следующие смазочные добавки:

- «Лубриол» ТУ 2458-001-74138808-06;
- «Лубриойл» ТУ ВУ 600125053.028-2005;
- КСД ТУ 2481-001-72650092-2005;

– СДБУР-3 – новая смазочная добавка, разработанная в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Смазочные добавки исследовались на глинистом растворе следующего состава:

- Бентонит ПБМА – 4%;
- КМЦ-700 – 0,2%;
- Мраморная крошка – 3%;
- КС1 – 5%.

Данный глинистый раствор имел следующие параметры:

УВ = 26 с, $\rho = 1,03 \text{ кг/м}^3$, ПФ = 26 см³/30мин.

Полученные в ходе эксперимента данные сведены в таблицу, представленную ниже.

Таблица

Антифрикционные свойства фильтрационных корок буровых растворов

Раствор	Коэффициент трения μ при продолжительности контакта, мин			
	5	10	15	20
1. Исходный раствор	0,3249	0,3640	прихват	
2. №1+1% «Лубриол»	0,2309	0,2679	0,3298	0,3640
3. №1+1% «Лубриойл»	0,2493	0,2493	0,2867	0,3249
4. №1+1% КСД	0,2493	0,3640	0,4824	прихват
5. №1+1% СДБУР-3	0,2820	0,2632	0,2679	0,2867

Анализ результатов измерений показал, что все исследуемые смазочные добавки улучшают антифрикционные свойства исходного бурового раствора, о чем свидетельствует снижение коэффициентов трения на границе "металл – фильтрационная корка". Следует отметить, что как у исходного раствора, так и у растворов с добавками «Лубриол», «Лубриойл» и КСД значения коэффициентов трения возрастают с увеличением продолжительности времени контакта металлического пуансона с фильтрационной коркой. Как правило, это связано с ростом во времени адгезионной составляющей силы взаимодействия в паре «металл-корка» при уплотнении корки за счет нормальных напряжений и, как следствие, возрастании фактической площади контакта. При добавке же реагента СДБУР-3 значение коэффициента трения во времени сохраняется на одном уровне и практически не изменяется. Наблюдения показывают, что инвариантность коэффициента трения относительно времени контакта в этом случае обусловлено способностью к миграции активных компонентов к смазочной добавке к поверхности раздела фаз и формирования жидкостной прослойки между металлом образца и коркой с низким сопротивлением сдвигу. Отсюда можно сделать вывод о том, что смазочная добавка СДБУР-3 является наиболее эффективным антиприхватным средством среди выше указанных реагентов, поскольку вероятность возникновения прихвата возрастает со временем продолжительности статического контакта колонны с фильтрационной коркой ствола скважины.

Таким образом, из изученных нами смазочных добавок, наилучшими антиприхватными свойствами обладает реагент СДБУР-3. Однако, несовершенство методики определения антифрикционных свойств буровых растворов не позволяет нам сделать вывод о том, какая из представленных смазочных добавок уменьшает динамический коэффициент трения, каким образом изменяется коэффициент трения во времени с увеличением силы прижатия инструмента к стенке ствола скважины. В реальных условиях бурения эта сила может быть значительной [4]. Все это делает актуальным разработку новых методов исследования и средств улучшения антифрикционных свойств буровых промывочных растворов, которые обеспечат более полную информативность объектов изучения и создаст предпосылки повышения технико-экономических показателей бурения.

Литература

1. Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И., Мулюков Р.А. Смазочное действие сред в буровой технологии. – М.: Недра, 1993. – 272 с.
2. Конесев Г.В., Мамаева О.Г., Орлова А.Ю. и др. Разработка средств профилактики прихватов колонн при бурении скважин // Новые технологии и безопасность при бурении нефтяных и газовых скважин: материалы Всероссийской научно-практической конференции (27-28 мая 2009 года). – Уфа, 2009. – С. 19 – 28.
3. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 182 с.
4. Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н. М., Бабаев О.А. и др. Причины прихватов бурильного инструмента, способы их предупреждения и ликвидации. – Баку: Азернешр, 1975. – 176 с.
5. Шерстнев Н.М., Расизаде Я.М., Ширинзаде С.А. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М.: Недра, 1979. – 304 с.

**ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В УСЛОВИЯХ ПОГЛОЩЕНИЯ
ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА****А.А. Мелехин**

Научный руководитель профессор Н.И. Николаев

*Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Г.В.Плеханова, г. Санкт-Петербурга, Россия*

Цементирование нефтяных и газовых скважин – наиболее ответственный этап их строительства. Особая важность и значимость цементировочных работ обуславливается тем, что неудачи при их выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущих этапов строительства скважин. Некачественное цементирование приводит к сокращению срока службы скважин, требует больших затрат на ремонтные работы по разобщению пластов и работы по доподъему цемента за обсадной колонной. Некачественное цементирование и возникшие в связи с этим сообщения между пластами приводят к неверной оценке запасов залежи, не обеспечивают охраны недр. Поэтому к организации и проведению цементирования следует подходить со всей серьезностью и ответственностью. При креплении обсадных колонн, как правило, кондуктора и верхней технической, не редко возникает поглощение цементного раствора в высокопроницаемых горных породах. Причиной этого могут служить следующие факторы:

1. При спуске обсадной колонны снабженной обратным клапаном, буровой раствор, находящийся в скважине, не имеет возможность проникать в полость труб, и весь его объем поднимается по заколонному пространству. В виду большой скорости спуска обсадной колонны относительно скорости восходящего потока бурового раствора, образуется дополнительное гидравлическое сопротивление, из-за этого образуется дополнительное давление под башмаком колонны, под действием которого происходит раскрытие ранее закупоренных пор и трещин.

2. При проведении цементировочных работ, стенки скважины испытывают дополнительные гидравлические давления. Особенно высокие давления возникают при использовании пакера или при герметизации устья скважины. При высокой мощности применяемых буровых насосов или цементировочных агрегатов в некоторых горно-геологических условиях может произойти гидравлический разрыв пород с последующим поглощением цементного раствора.

Разработанные способы тампонирувания не всегда обеспечивают необходимое качество и скорость закупорки поровых каналов и трещин. В связи с этим возникает задача разработки средств оперативного и качественного тампонирувания.

Уход цементного раствора приводит к недоподъему тампонажного материала до заданной высоты и существенно снижает качество межпластовой изоляции. При этом необходимо оперативное устранение осложнения, которое затруднено наличием в скважине обсадной колонны. Более прогрессивным является метод оперативного тампонирувания скважин как на основе минеральных вяжущих веществ, так и с применением органических смол [1]. Однако, технология их доставки в зону осложнения и последующей переработки в поглощающем интервале весьма трудоёмка и не всегда эффективна. В виде тампонирующего раствора авторами предлагается использовать буровой глинистый раствор с введённым в него водонабухающим полимером. Он создаёт в трещинах и порах горных пород тампонажные композиции, изолирующие свойства которых предопределяются их способностью удерживаться в трещинах за счёт [2]:

- высокой абсорбирующей способности полимера;
- большой степени объемного расширения (набухания) исходных частиц при соединении с водой или водосодержащей эмульсией;
- вязкоупругих свойств образующейся тампонажной системы;
- образования химических связей между функциональными группами полимера и горной породы и создания при этом значительных гидравлических сопротивлений течению жидкости через объем образовавшегося геля.

Водонабухающий сополимер карбоновых кислот акрилового ряда, их эфиров и солей, представляет собой белый или слабоокрашенный порошок с дисперсностью ≤ 3 мм. При соприкосновении с водой интенсивно поглощает её (индекс поглощения воды зависит от содержания в ней солей и достигает 400 кг воды на 1 кг полимера), превращаясь в плотную гелеобразную массу с образованием отдельных гранул сечением до 5 – 8 мм (рис.1). Скорость набухания суперсорбента увеличивается с уменьшением размера гранул. Такая зависимость обуславливается большей удельной поверхностью гранул меньшего размера при одинаковой массе, а значит и большей поверхностью контакта реагента с водой.

Степень минерализации воды отрицательно сказывается на относительном набухании (V_k/V_n) суперсорбента, однако его водопоглощительная способность продолжает оставаться достаточной для использования в тампонажных смесях. Так, поглощительная способность реагента в растворе NaCl с концентрацией 50 г/л снижается на порядок по отношению к затворенному на водопроводной воде, однако дальнейшее увеличение концентрации вплоть до 100 г/л существенным образом не отражается на этом показателе.

Расчётную порцию полимера в поглощающий пласт необходимо закачивать в составе дизельного топлива для предотвращения его набухания и возможности дальнейшего проникновения в поры и трещины поглощающей высокопроницаемой горной породы. При проникновении в породу полимер начинает взаимодействовать с глинистым раствором, находящимся в порах и (или) трещинах, набухая. Активная фаза набухания прихо-

дится на первые 10 минут. Очевидно, что с течением времени скорость движения такого раствора по поровым каналам или трещинам будет замедляться вследствие загустевания (обезвоживания) глинистого раствора за счёт

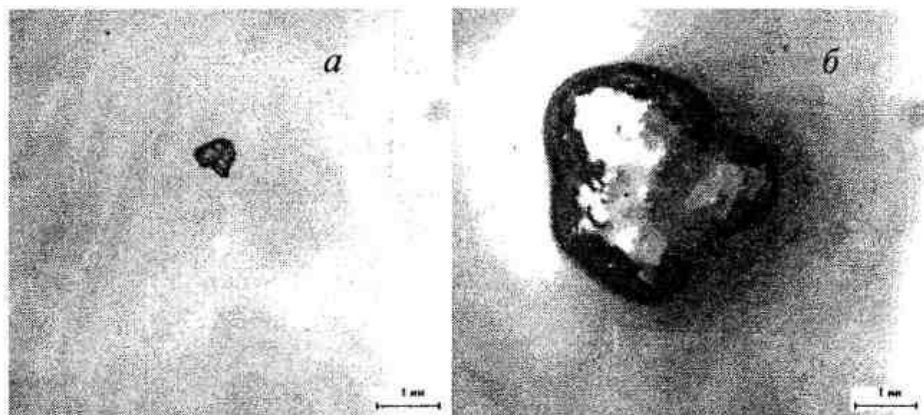


Рис.1. Фотография частиц полимера а) до контакта с водой; б) после 30 минут контакта с водой

отбора из него воды полимером. Кроме того, набухающие частицы остановятся вовсе, когда их эквивалентный диаметр сравняется с диаметром каналов фильтрации или величиной среднеобъемной раскрытости трещин (рис. 2). Увеличение скорости набухания частиц полимера можно достичь, закачивая в скважину пресную воду. При полном поглощении рационально использовать закачку пресной воды методом встречных потоков, а при частичном прямой метод закачки, либо через специальное устройство.

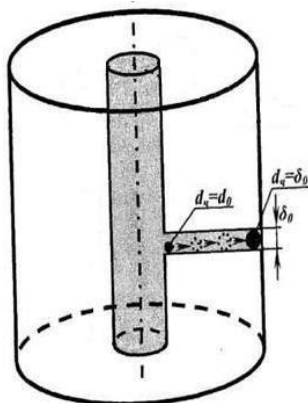


Рис. 2. Схема движения частиц полимера по проницаемым каналам горной породы

После полной закупорки поровых каналов появляется возможность без осложнений произвести цементирование обсадной колонны с поднятием цементного раствора до заданной высоты и качественной изоляцией пластов горных пород слагающих скважину. При цементировании такой скважины необходимо использовать специальные тампонажные растворы с низкими показателями водоотдачи и плотности для предотвращения их обезвоживания в интервале высокопроницаемых горных пород и, следовательно, снижения качества крепления обсадной колонны.

Литература

1. Николаев Н.И., Иванов А.И. Результаты аналитических и экспериментальных исследований закупоривающей способности полимерглинистых тампонажных составов при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. – №5. – С. 8-11.
2. Николаев Н.И., Николаева Т.Н., Иванов А.И. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин // Инженер-нефтяник. Научно-технический журнал. М.: ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз», 2009. - №1. – С. 5-8.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА ВЫНГАПУРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**В.С. Носков**

Научный руководитель ассистент С.Е. Чернышов

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В настоящее время наблюдается снижение качества крепления обсадных колонн нефтяных и газовых скважин [1]. Это чаще всего связано с особенностями геолого-технологических условий бурения, увеличением глубины скважин, переходом открытых и осваиваемых месторождений на вторую, третью стадию разработки, а также нарушением технологии выполняемых операций при креплении обсадных колонн.

При строительстве нефтяных скважин на Вынгапуровском месторождении, буровые компании сталкиваются с низким качеством крепления эксплуатационных колонн. В частности, имеют место неплотный контакт цементного камня с обсадной колонной и горными породами, неоднородное заполнение заколонного пространства цементным раствором, разрушение цементного камня при вторичном вскрытии. В результате чего появляются заколонные перетоки, увеличиваются сроки и стоимость строительства, возникает необходимость в проведении ремонтно-изоляционных работ, снижается эффективность эксплуатации скважин и экологическая безопасность.

На Вынгапуровском месторождении после прямого одноступенчатого цементирования эксплуатационных колонн и ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), проводились геофизические исследования, результаты которых показали, что в среднем, каждая шестая скважина имеет неудовлетворительное качество крепления обсадных колонн. В таблице приведены результаты ГИС по скважинам №5523 и №5526.

Причинами таких неудовлетворительных результатов стала совокупность факторов:

- нарушение технологии проведения подготовительных операций перед спуском колонны;
- тампонажный раствор с неудовлетворительными технологическими свойствами;
- несоблюдение технологической оснастки и режима цементирования эксплуатационных колонн.

Для повышения качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве нефтяных скважин на Вынгапуровском месторождении предлагаются следующие технико-технологические решения [2]:

1. Для более полного замещения бурового раствора в кольцевом пространстве тампонажным, проводить снижение статического напряжения сдвига и вязкости промывочной жидкости в процессе промывки скважины перед цементированием до минимально допустимых значений, регламентированных геолого-техническим нарядом.

2. В обязательном порядке перед спуском обсадной колонны проводить геофизическое исследование скважины, в частности инклинометрию и кавернометрию. Результаты каротажей дадут представление о пространственном искривлении ствола конкретной скважины и отклонении диаметра ствола скважины от номинального. На основе полученных данных центрирующие элементы в кольцевом пространстве тампонажным, проводить через 10 м, на других участках – через 50 м. В зонах каверн, для лучшего замещения бурового раствора цементным, устанавливать турбулизаторы. Для сохранности лопастей турбулизатора, его необходимо устанавливать в комплекте с центратором, на расстоянии 1-1,5 м выше центратора.

3. Для более полного замещения промывочной жидкости тампонажным раствором, применять низковязкую буферную жидкость, а не техническую воду. При этом необходимо соблюдать условие: плотность и вязкость буферной жидкости должна находиться в пределах промежуточных значений аналогичных параметров разделяемых бурового и тампонажного растворов.

4. Производить расхаживание обсадной колонны в процессе цементирования.

5. При цементировании для верхних секций применять облегченный тампонажный раствор, а для нижних растворов нормальной плотности.

Для повышения качества крепления эксплуатационных колонн предлагаются к применению следующие модифицирующие добавки к тампонажным растворам (в % от массы сухого цемента) [3]:

- 1) Пластифицирующие добавки – для улучшения прокачиваемости цементного раствора и более полного замещения бурового раствора цементным. Например: ФХЛС (0,2-0,6%), ОКЗИЛ (0,1-0,3%), Декстрин (0,1-1%). Все пластификаторы одновременно замедляют сроки схватывания.
- 2) На наклонных участках ствола скважины, а также в проницаемых пластах идет большая фильтрация жидкости затворения из цементного раствора, поэтому целесообразно применять понизители фильтрации, например: ПАА (0,015-0,5%), МЕТАС (0,2-2%), КМЦ (0,5-2,0).
- 3) Расширяющие добавки - исключают усадку цементного камня при его твердении: окись кальция (до 15%), окись магния (до 6%). Эти добавки достаточно безопасны для цементного камня и обсадной колонны, так как избыточное давление на колонну и породу составляет 1-2 МПа.
- 4) Добавки, уменьшающие сроки схватывания – применять в основном для компенсации замедляющего действия пластификаторов и понизителей вязкости: хлорид кальция (до 3%), хлорид натрия (до 2%).

Реализацией всех предложенных технико-технологических мероприятий удалось повысить качество крепления эксплуатационных колонн нефтяных скважин на Вынгапуровском месторождении. После 24 часов ОЗЦ, разбурки ЦКОД и башмака, проводились геофизические исследования. Результаты ГИС представлены в таблице. Скважины №5523, №5526 цементировались по обычной технологии и имеют неудовлетворительное качество цементирования эксплуатационных колонн, а скважины № 5549 и № 5556 цементировались с соблюде-

нием разработанных технико-технологических мероприятий и имеют более высокое качество крепления. Цементный раствор на всех скважинах достиг проектного уровня (200 м выше башмака кондуктора).

Таблица

Качество крепления эксплуатационных колонн нефтяных скважин, зацементированных с соблюдением предложенных технико-технологических мероприятий (скв. 5549, 5556) и по обычной технологии (скв. 5523, 5526)

№ скв.	Заполнение, %		Контакт колонна-цемент, %			Контакт порода-цемент, %		
	неоднородное	однородное	отсутствует	частичный	сплошной	неопределенный	частичный	сплошной
5523	68	32	4,3	94,5	1,2	98,8	0,2	1
5526	70	30	5,8	92,1	2,2	97,9	0,6	1,6
5549	23	77	2	71	22	73	0,9	21,1
5556	31	69	0,6	76	27	76,6	1,3	25,7

В результате произведен анализ качества крепления нефтяных скважин на Вынгапуровском месторождении, разработаны мероприятия, направленные на совершенствование технологии цементирования обсадных колонн, разработаны рецептуры тампонажных материалов для крепления обсадных колонн.

Даны рекомендации по установке центрирующих элементов и турбулизаторов на обсадную колонну. Произведена оценка влияния свойств бурового раствора и буферной жидкости на качество крепления скважин.

Разработанные рецептуры и мероприятия реализуются в производственных условиях.

Для дальнейшего увеличения качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве нефтяных скважин на Вынгапуровском месторождении необходимо совершенствовать как технологию цементировочных работ, так и рецептуру тампонажных растворов, применяемых при креплении скважин. Кроме того, создавая герметичную крепь обсадной колонны, необходимо и сохранять ее, применяя щадящие методы вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Литература

1. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин. – Пермь: изд-во ПГТУ, 2009. – 296 с.
2. Овчинников В.П., Кузнецов В.Г., Нагарев О.В. Заканчивание скважин. – Тюмень: изд-во «Экспресс», 2008. – 346 с.
3. Рязанов А.Я. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: изд-во «Летопись», 2005. – 664 с.

УСТРАНЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВИГАТЕЛЯ С РЕГУЛИРУЕМЫМ КРИВЫМ ПЕРЕВОДНИКОМ В РЕЖИМЕ РОТОРНОГО БУРЕНИЯ

Д.Н. Сиротин

Научный руководитель доцент В.И. Рязанов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема 1. Интенсивность спада угла отклонения превышает ожидаемое значение.

Данная проблема, как правило, возникает при использовании первого стабилизатора колонны малого диаметра. Зачастую тенденция к спаду угла отклонения зависит от характеристик пласта. При высокой вероятности изменения характеристик породы рекомендуется не поднимать колонну из скважины для переоснащения до окончательного изменения характеристик пласта. Если интенсивность спада угла отклонения остается неприемлемой, единственным решением является подъем колонны для замены первого стабилизатора или периодическое ориентирование инструмента. При возможности следует избегать возникновения этой проблемы за счет изучения данных по соседним скважинам.

Тенденция к спаду угла отклонения может быть также вызвана уменьшением диаметра стабилизатора корпуса подшипника, что, однако, случается довольно редко.

В рыхлых породах, особенно в верхней части скважины, ствол может размываться во время бурения. В данном случае следует снизить расход бурового раствора при бурении. Если в результате этого могут возникнуть проблемы с очисткой ствола, то после проходки каждого интервала необходимо поднять долото на 10 метров над забоем и промыть ствол циркулирующим раствором.

В некоторых случаях для снижения интенсивности спада угла отклонения можно уменьшить частоту вращения или увеличить нагрузку на долото, что, однако, является крайним средством.

Как правило, при использовании долота PDC обеспечивается большая интенсивность спада угла отклонения, чем при применении шарошечного долота. Кроме того, долота PDC меньшей длины обеспечивают большую интенсивность спада, чем более длинные конструктивные исполнения.

Проблема 2. Скорость проходки ниже расчетного значения.

Зачастую практическая скорость проходки оказывается ниже, чем планировалось. Характеристики породы даже для соседних скважин могут существенно различаться. Низкая скорость проходки по сравнению с расчетным значением может быть вызвана рядом факторов, описанных ниже:

1. Неэффективная эксплуатация двигателя.

Двигатель наиболее эффективно работает при значениях расхода, соответствующих верхней части допустимого диапазона. При допустимом диапазоне расхода 32-72 л/с двигатель может обеспечивать бурение и при 32 л/с, однако наилучшие показатели скорости проходки и очистки ствола будут обеспечиваться при расходе около 64 л/с. Ротор некоторых двигателей имеет отверстие и может оснащаться гидромониторной насадкой. Некоторое количество бурового раствора отводится через данную насадку и, соответственно, не участвует в приведении двигателя в движение. Необходимо знать, оснащен ли используемый двигатель гидромониторной насадкой или нет. В некоторых случаях целесообразно установить заглушку на ротор для того, чтобы весь поток бурового раствора участвовал в выработке полезной мощности.

Данный вариант конфигурации можно эффективно использовать в режиме направленного бурения с инструментом, сориентированным в требуемом направлении, однако при этом не будет обеспечиваться высокая скорость проходки, поскольку перепад давления на двигателе составляет лишь 3,5 бар. Для поворота бурильной колонны по часовой стрелке потребуются большой противодействующий реактивный момент, для создания которого будет необходима большая нагрузка на долото. Для достижения максимальной скорости проходки необходимо, чтобы двигатель работал с максимально возможным выходным крутящим моментом, а перепад давления на нем составлял порядка 14-21 бар. Это, естественно, зависит от конкретных условий. Аналогичная ситуация характерна и для бурения с вращением ротора. Выбор величины нагрузки на долото должен, главным образом, производиться на основании перепада давления на двигателе и с учетом показаний индикатора нагрузки.

2. Ненадлежащий выбор долота или износ долота.

Зачастую выбор долота требует компромиссного решения, поскольку при проходке скважины приходится пробуривать несколько типов пород. Долото обычно выбирает оператор, но в данном процессе также должен принимать участие специалист по наклонно-направленному бурению, в частности, при использовании управляемых систем.

Очевидно, что изношенное или поврежденное долото не способно обеспечить оптимальную скорость проходки. Оценка рисков износа долота должна производиться по данным о работе долот, использованных ранее в данном районе. О состоянии бурового долота могут свидетельствовать соотношение крутящего момента оборудования над забоем и крутящего момента на забое, а также давление в бурильной колонне.

3. Ненадлежащий выбор двигателя, износ или неисправность двигателя.

Выбор двигателя для бурения определенного участка скважины должен производиться заблаговременно до начала данных работ. Для обоснования данного выбора необходимо обратиться к руководству на двигатель. Особенно это важно, если выходная частота вращения данных двигателей значительно различается. Для определения подходящего двигателя необходимо знать их характеристики.

Износ двигателя можно оценить по степени износа резинового покрытия статора. Для обеспечения требуемой выходной мощности, между статором и ротором должно быть предусмотрено уплотнение. При износе или повреждении статора двигатель начнет постепенно терять мощность. Для контроля износа статора необходимо следить за наличием частиц резины на вибростите, поскольку это является одним из первых признаков износа. Высокая степень разрушения резинового покрытия статора может впоследствии привести к частым явлениям потери скорости двигателя.

Другие неисправности возникают довольно редко. Двигатели являются очень надежным оборудованием, однако выход из строя ведущего вала или карданного соединения, делающее дальнейшее бурение невозможным, не исключен.

4. Неточная установка нуля в индикаторе нагрузки или отсутствие нагрузки на долото.

При неправильном выставлении на ноль индикатора нагрузки возможны ошибки в индикации данного показателя (например, по индикатору – 10 тонн, в действительности – 2 тонны), и, следовательно, скорость проходки может также отличаться. Как указывалось выше, перепад давления на двигателе является основным критерием оценки работы управляемой системы бурения. Выставление на ноль индикатора нагрузки должно производиться перед каждым следующим этапом бурения.

При бурении скважины с диаметром меньше расчетного или упоре стабилизатора на уступ ствола нагрузка, уменьшающаяся в таких ситуациях, может не достигать долота. Для выявления таких ситуаций следует контролировать роторный момент и показания манометров давления нагнетания насосов.

5. Недостаточная очистка ствола или слишком высокая плотность бурового раствора.

При невозможности удаления выбуренной породы из ствола с той же скоростью, с которой она образуется (что характерно для направленного бурения), в стволе могут образовываться слои выбуренной породы. Очистка ствола наиболее затруднена на участках с углом отклонения от вертикали 45-60°. Для проталкивания шлама вверх по стволу на данных участках необходимо вращать бурильную колонну. При этом следует уделять особое

внимание нагрузке при подъеме и спуске, роторному моменту и давлению в бурильной колонне. Все внезапные повышения данных параметров должны фиксироваться. Тенденции должны сравниваться по мере увеличения глубины скважины. Если образование слоев выбуренной породы не контролируется, то это может привести к прихвату бурильной колонны.

Использование бурового раствора с плотностью, превышающей необходимое для компенсации пластового давления значение, может привести к снижению скорости проходки. Это явление называется «эффектом удержания шлама». При использовании бурового раствора большой плотности в результате разности давлений в пласте и стволе скважины осколки выбуренной породы направляются обратно к забою скважины. Таким образом, для повышения скорости проходки необходимо использовать буровой раствор меньшей плотности. Крайняя форма такого явления характерна для случаев, когда скважина может буриться при пониженном гидростатическом давлении в стволе (бурение с выбросами или бурение на депрессии). В этом случае достигается оптимальная скорость проходки, снижается риск нарушения продуктивного пласта в результате проникновения бурового раствора, однако при этом постоянно присутствует угроза выбросов пластовых флюидов.

Как правило, во избежание значительного снижения скорости проходки плотность бурового раствора поддерживается на уровне, чуть превышающем пластовое давление.

Также следует помнить, что при высокой плотности бурового раствора в процессе бурения пористой проницаемой породы существует риск прихвата под действием перепада давлений.

Проблема 3. Отклонение от требуемого азимута вправо или влево¹.

В принципе, отклонение ствола от заданной траектории можно устранить лишь за счет возврата на прямолинейную траекторию. Высокая скорость вращения снижает гибкость КНБК и, соответственно, степень отклонения от траектории, однако это не устраняет влияние характеристик пласта. Шарошечные долота имеют тенденцию к отклонению вправо, тогда как долота PDC выдерживают прямолинейную траекторию или отклоняются влево. Однако существует множество обратных примеров.

При роторном бурении с использованием управляемых объемных двигателей азимут ствола практически не меняется. Характер падения и простираения пласта влияет на склонность двигателя к отклонению от заданной траектории. Управляемые буровые системы подчиняются общему правилу наклонно-направленного бурения: увеличение частоты вращения роторных систем снижает склонность компоновки к изгибанию. Изменения азимута наиболее эффективно обеспечиваются в режиме направленного бурения. Ввиду стабилизации двигателя, для выполнения максимального поворота ствола в горизонтальной плоскости без изменения угла отклонения от вертикали рабочая плоскость инструмента может быть повернута на 90° вправо или влево от верхней стенки ствола (стандартная проблема при использовании двигателя с кривым переводником в рыхлых породах). При ориентации инструмента для выполнения поворота фактическая интенсивность искривления может снижаться в случае использования не полноразмерного стабилизатора колонны.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ

С.Е. Чернышов

Научный руководитель профессор Н.И. Крысин

Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

Одним из наиболее перспективных методов реконструкции скважин является бурение дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин. Этот способ позволяет вскрыть нефтенасыщенные участки пластов, где находятся нетронутые запасы нефти. С появлением всевозможных видов навигационного оборудования, надежного износостойкого породоразрушающего инструмента, технологий проводки и технологической оснастки, бурение боковых стволов приобретает все большее значение как метод повышения нефтеотдачи пластов.

Однако по-прежнему не обеспечивается должное качество строительства вторых стволов из ранее пробуренных скважин, так как в должной мере не разработана технология их строительства. В связи с этим, считаем актуальным провести совершенствование технологии строительства боковых стволов, которое возможно реализацией следующих технико-технологических решений:

1. Строительство дополнительных стволов большего диаметра, для увеличения толщины цементного кольца в заколонном пространстве и увеличения площади фильтрации флюида.

Малые диаметры дополнительных стволов обуславливают небольшую толщину цементного кольца за хвостовиком бокового ствола, что снижает герметичность крепи, ее долговечность. Появляется возможность полного отсутствия цементного камня в месте контакта обсадных труб хвостовика со стенками дополнительного ствола, особенно в интервалах набора и снижения зенитного угла, и повышается вероятность полного разрушения цементного кольца при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Так, при строительстве дополнительного ствола из эксплуатационной колонны диаметром 146 мм используется долото диаметром 124 мм, а крепление ствола производится обсадными трубами диаметром 102 мм. Таким образом, зазор на одну сторону составляет всего 11 мм. Крепление скважин в этих условиях по традиционной технологии не позволяет достичь требуемого качества. Увеличение диаметра дополнительных стволов достигается за счет применения бицентричных долот или специальных расширителей.



Рис.1. Увеличение диаметра дополнительного ствола бицентричным долотом

Так, из эксплуатационной колонны диаметром 146 мм представляется возможным построить дополнительный ствол диаметром 132 мм, используя бицентричные долота. Считаем необходимым, в дальнейшем изменить конструкцию скважин при строительстве первого ствола и тем самым получить в будущем возможность проводки дополнительных стволов большего диаметра. В целом не изменяя всей конструкции скважин, осуществлять спуск эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм (рис. 2 в) в открытый ствол, пробуренный долотом диаметром 215,9 мм, вместо колонн диаметром 168 мм и 146 мм (рис. 2 а, б).

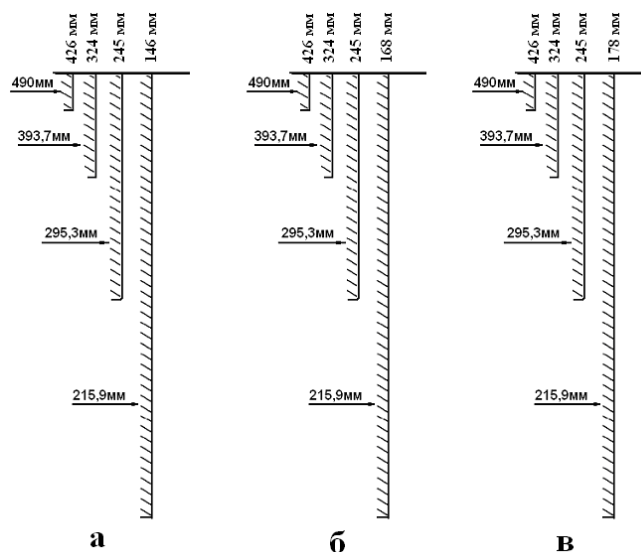


Рис.2. Конструкции скважин при строительстве первого ствола

Таким образом, появится возможность проводки бокового ствола долотом диаметром 152 мм и при использовании хвостовика диаметром 114 мм получить зазор на одну сторону – 19 мм, а при диаметре хвостовика 101,6 мм, зазор составит 25 мм на сторону.

Кроме того, применение в качестве эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм позволит получить «резервный» диаметр, а так же даст возможность использовать при эксплуатации скважины скважинный отсекающий элемент, применение которого исключит необходимость глушения скважины при проведении ремонтных работ в период эксплуатации. Реализация предложенных технологических решений позволит повысить качество крепления эксплуатационных колонн диаметром 177,8 мм за счет увеличения скорости восходящего потока в 1,7 раза без увеличения числа цементировочных агрегатов, а также снизить вероятность возникновения осложнений и аварий, как при проводке дополнительного ствола и его креплении, так и в процессе эксплуатации.

2. Применение при цементировании хвостовиков дополнительных стволов специальных расширяющихся тампонажных составов, которые позволяют получить плотный контакт цементного камня с обсадными трубами и с горными породами открытого ствола скважины.

Анализ качества цементирования дополнительных стволов на нефтяных месторождениях Пермского края и Западной Сибири показал, что в большинстве случаев практически на всем интервале отсутствует плотный контакт цементного камня с обсадной колонной, что не позволяет получить информацию о состоянии контакта цементного камня с горной породой. Для исключения усадки цементного камня, по-видимому, необходимо вводить в состав тампонажного раствора расширяющие добавки, а так же модифицирующие добавки, которые будут регулировать основные технологические свойства цементного раствора-камня.

Для повышения качества крепления разработаны составы расширяющихся тампонажных смесей для крепления хвостовиков в дополнительных стволах при нормальных и умеренных температурах с учетом требований предъявляемых к цементному раствору-камню. Полученные составы цементных растворов могут быть использованы при креплении обсадных колонн не только на территории Пермского края, но и в других нефтяных районах России. При исследовании свойств расширяющихся тампонажных смесей учитывались температурные условия ведения буровых работ на территории Пермского края, где температуры в скважинах изменяются в пре-

делах 25-35°C и в условиях западной Сибири – 80-100°C. Разработанные рецептуры обеспечивают необходимые технологические свойства цементного раствора-камня и, кроме того, позволяют получать плотный контакт цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины, за счет расширения.

3. Сохранение крепи хвостовиков боковых стволов при создании каналов скважина-пласт и при использовании методов повышения нефтеотдачи пластов за счет применения щадящих методов вторичного вскрытия, исключающих высокие нагрузки на цементное кольцо, радиального бурения увеличивающего площадь фильтрации и других.

Выбор способа вторичного вскрытия продуктивного пласта в немалой степени определяет сохранность крепи хвостовика дополнительного ствола. Это обусловлено большими нагрузками на обсадные трубы и цементный камень в результате действия высокого давления при проведении перфорационных работ.

Серийно применяемый метод кумулятивной перфорации для вторичного вскрытия продуктивных пластов в дополнительных стволах неприемлем, так как при кумулятивной перфорации, в интервале перфорации и на 50 м выше и ниже него создается очень высокое давление, 70 – 100 МПа [2]. При таких давлениях происходит увеличение диаметра труб обсадных колонн и в результате разрушение цементного камня за эксплуатационной колонной и тем более разрушение очень тонкого цементного кольца за обсадными трубами хвостовика бокового ствола, нарушается плотность контакта между эксплуатационной колонной и цементным камнем. Последнее обусловлено тем, что эксплуатационная колонна имеет упругие свойства, т.е. способность к упругим деформациям (при возникновении высоких давлений увеличивается в диаметре, а затем восстанавливает свой объем), а цементный камень нет, поэтому при проведении кумулятивной перфорации происходит его разрушение. В результате между цементным камнем, обсадными трубами и стенками скважины образуются каналы, что ведет к появлению заколонных перетоков.

С целью исключения высоких импульсов давления вторичное вскрытие продуктивных пластов в дополнительных стволах предлагается проводить щелевой гидропескоструйной перфорацией (ЩГПП) или другими альтернативными методами. Наряду с предупреждением высоких импульсов давлений, данный метод вторичного вскрытия имеет следующие преимущества: 1. Создание новых путей фильтрации благодаря снижению напряженного состояния призабойной зоны продуктивных пластов; 2. Многократное, по сравнению с другими методами перфорации увеличение площади фильтрации – в 2-8 раз; 3. Восстановление потенциальных дебитов нефтедобывающих и значительное повышение результативности основных методов воздействия на пласт нагнетательных скважин [2].

Кроме предложенных технико-технологических решений, необходимо:

- применять специальные устройства, эффективно центрирующие хвостовик в боковом стволе при цементировании, с целью предупреждения асимметричного положения хвостовика в скважине. Предлагается применение специальных гидравлических устройств центрирующих обсадную колонну в скважине, за счет повышенного давления в обсадной колонне в процессе цементирования.
- осуществлять качественную подготовку дополнительного ствола скважины: цементирование каверн; установка цементных мостов; кольматационная изоляция проницаемых пластов и проверка герметичности бокового ствола перед креплением (опрессовка, определение коэффициента приемистости).
- применять специальные буферные жидкости, осуществлять закачку буферных пачек различного назначения при цементировании вторых (дополнительных) стволов.

Литература

1. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.
2. Салихов Р.Г., Крапивина Т.Н., Крысин Н.И.. Применение щелевой гидропескоструйной перфорации при вторичном вскрытии продуктивных пластов. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 180 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ ГЛИНИСТОЙ СУСПЕНЗИИ ПРИ СТАТИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

И.С. Чухин, И.И. Арефьев, А.Н. Спиридонов

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

В настоящее время, при определении «качества» бурового раствора, используется такой критерий, как «водоотдача» который определяет объем фильтрата, прошедшего через фильтровальную бумагу за определенный промежуток времени (как правило, 30 минут).

Стандартные исследования фильтрационных свойств буровых растворов проводятся при статических условиях, так как исследования в динамических условиях занимают много времени и требуют использования сложного оборудования. Нужно понимать, что скорости фильтрации и толщина корок измеренных в ходе стандартных исследований на поверхности лишь приближенно соответствует фактическим значениям этих показателей в скважинных условиях.

Исследования Кистера, Михеева показали, что фильтрационная корка, образующаяся в результате фильтрации бурового раствора неоднородна по глубине [2]. Верхние слои корки не обладают высокой прочностью, но в нижних слоях упрочение резко возрастает. Ответ на вопрос о причине неоднородности фильтрационной корки по глубине лежит в процессе ее формирования.

Стандартный анализ водоотдачи (методика Американского нефтяного института) предполагает опреде-

ление общего объема фильтрата, прошедшего через фильтрационную корку за 30 минут. Для определения фильтрации во времени в лаборатории буровых растворов ЮГУ, через определенный интервал времени определялся объем фильтрата. В результате были получены графики изменения скорости фильтрации и проницаемости от времени (рис.1; рис.2).

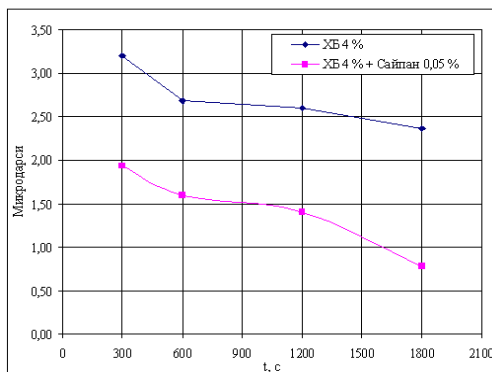


Рис.1. График изменения проницаемости фильтрационной корки от времени фильтрации

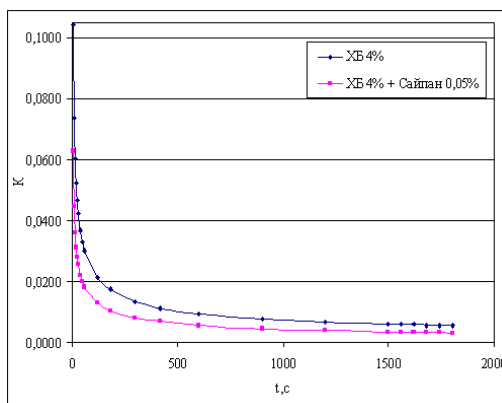


Рис.2. График скорости фильтрации во времени

Проницаемость есть свойство пористой среды пропускать через себя жидкость, газ или газожидкостную смесь под действием приложенного перепада давления.

При проведении исследований отложения фильтрационной корки в статических условиях ее проницаемость рассчитывается с помощью уравнения [1]:

$$k = Q_w Q_c \mu / (r A^2) \quad (1)$$

где Q_w – объем фильтрата в $см^3$; Q_c – объем корки в $см^3$; μ – вязкость $Н \cdot с \cdot м^{-2}$; t – время в секундах; r – перепад давления в $кг/см^2$; A – площадь фильтрационной корки в $см^2$.

Для расчета скорости фильтрации применялась модель статической фильтрации [1]:

$$V = v_0 + K t^{0.5} \quad (2)$$

где V – накопленный объем фильтрата во времени (водоотдача), мл; v_0 – мгновенная фильтрация, мл; K – показатель скорости фильтрации; t – время, с.

Таблица 1

Параметры фильтрации 4% хакасского бентонита

Параметры	Время, с				
	300	600	1200	1800	3600
ПФ $см^3$	8,36	12,01	16,9	20,42	29,22
ТФК, %	11,88	12,67	12,96	13,71	13,06
$K, мм$	0,75	0,95	1,34	1,6	2,19

Таблица 2

Параметры фильтрации хакасского бентонита с добавлением Сурап в концентрации 0,05%

Параметры	Время, с				
	300	600	1200	1800	3600
ПФ см ³	6,3	7,72	10,89	12,43	17,38
ТФК, %	14,61	15,18	16,43	17,42	16,7
К, мм	0,37	0,47	0,59	0,69	0,8

Где: ПФ – показатель фильтрации; ТФК – содержание твердой фазы в корке; К – толщина фильтрационной корки;

На графиках изменения скорости фильтрации и проницаемости (рис.1; рис.2) видно, что в начальный момент времени (до 120 секунд) скорость фильтрации значительно падает. В дальнейшем происходит уменьшение скорости фильтрации.

Такой характер процесса фильтрации объясняется неоднородностью фильтрационной корки. Часть корки, которая прилегает к поверхности пористого тела, более уплотнена, обладает наименьшей влажностью и наибольшей прочностью. Чем ближе к исходной дисперсной системе, тем более рыхлой будет часть корки.

Дисперсная система состоит из частиц, которые принадлежат к одной из двух групп. В первой средний размер частиц меньше, чем средний размер пор. Такие частицы проходят в пористую среду на некоторую глубину и создают корку внутри пористого тела. Более крупные частицы не проходят в пористую среду и образуют корку на ее поверхности. Проходы, остающиеся в фильтрационной корке между более крупными частицами дисперсной фазы, перекрывают более мелкими частицами. В продолжающемся процессе фильтрации жидкость проходит через образовавшуюся фильтрационную корку, оставляя на ней все новые и новые частицы; толщина фильтрационной корки непрерывно растет, а ее проницаемость снижается в связи с увеличением гидравлических сопротивлений [3].

Добавление химического реагента (к примеру, Сайпана) приводит к тому, что характер скорости фильтрации и проницаемости не меняется, но меняется их абсолютное значение (рис.1; рис.2).

Понимая процесс формирования фильтрационной корки, и имея возможность оказывать на него влияние, можно достигнуть (необходимых) требуемых структурно-механических свойств корки и значения ее проницаемости.

Литература

1. Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. – М.: Недра, 1985. - 509 с.
2. Жужиков В. А. Фильтрация. Теория и практика разделения суспензий. - 4 - е изд., перераб. И доп. – М.: Химия, 1980. - 400 с., ил.
3. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М., Недра, 1979. – 239 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ОДНОШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТЕЛОВ

А.А. Хлус

Научный руководитель доцент А.Е. Анашкина

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Правительством Российской Федерации недавно была одобрена Энергетическая стратегия до 2030 года, предусматривающая прирост запасов нефти на 10 – 15 %, газа на 20 – 25 %. В 2030 году Россия должна добывать 530 – 535 млн. т нефти в год по сравнению с 482 млн. т нефти в 2009 году. Этот прирост планируют достичь за счет освоения новых месторождений в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и за полярным кругом [2]. Но на действующих месторождениях остается большой фонд низкопродуктивных скважин, скважин с трудно извлекаемыми запасами нефти, а также есть аварийный фонд скважин, требующий применения эффективных методов повышения нефтеотдачи. Одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов на всех стадиях разработки месторождений является резка боковых стволов, бурение горизонтальных участков скважин.

При резке боковых стволов в общем комплексе оборудования, долото имеет важное значение, так как является инструментом, непосредственно разрушающим горную породу и формирующим ствол скважины. Поэтому все показатели бурения зависят прежде всего от долговечности и эффективности работы буровых долот.

Существующие способы бурения скважин малых диаметров имеют свои сложности при проводке. Одна из главных проблем бурения таких стволов связана с необходимостью применения шарошечных – трехшарошечных долот малого диаметра, которые имеют слабую опору и поэтому ресурс их невелик. Есть большая вероятность потери шарошек при бурении, что может привести к аварии. По этой причине, трехшарошечные долота, стараются не дорабатывать до полного износа, и поднимают инструмент преждевременно, что отрицательно сказывается на скорости строительства скважины, и увеличивает трудоемкость за счет спуско-подъемных операций. Также применяют бицентричные алмазные долота, их характерным недостатком является плохая управляемость при бурении, что приводит к отклонению от

проектной траектории. Возникновение новых технологий открыло перспективу применения одношарошечных долот (ОД) для этих условий. Основными преимуществами ОД являются:

- меньшие значения крутящего момента ОД, по сравнению с долотами фрезерного типа при разрушении одинаковых пород с одинаковой осевой нагрузкой на долото. При этом снижаются напряжения на резбе бурового инструмента малого диаметра, предотвращая аварии в скважине;
- по сравнению с трехшарошечными долотами – более эффективное разрушение пород большой прочности и пластичности;
- могут использоваться в породах с пропластками твердых пород и в других сложных породах, которые трудно разрушаются долотами фрезерного типа;
- могут использоваться при высокооборотном бурении с забойными двигателями;
- имеют большое пространство для размещения опоры, что обеспечивает высокие показатели надежности и возможность изготовления долот малых диаметров.

Опробование ОД новых конструкций, по существу, может решить проблему проводки стволов малого диаметра – пологих, наклонных и горизонтальных скважин. В связи с этим были возобновлены исследования направленные на разработку ОД рациональной конструкции. Были исследованы кинематика работы долота, расчет движения зубков шарошки долота, характер изменения нагрузок на зубки различных венцов шарошки ОД при взаимодействии их с породой. Так же исследован процесс промывки забоя скважины и гидравлические характеристики ОД для определения рациональных способов подачи жидкости на забой.

Особенность кинематики работы ОД состоит в том, что шарошка участвует в сложном вращательном движении: относительном движении вокруг собственной оси и переносном вращательном движении вокруг оси долота. Поэтому требуется дополнение и развитие выполненных ранее исследований по кинематике долота для объяснения особенностей работы новых конструкций долот и определения рациональных режимов их применения [1].

В большинстве известных конструкций ОД шарошка опирается одновременно более чем половиной своих зубков о забой скважины. При вращении нагруженного долота зубки поражают породу, перемещаясь по сложным траекториям вдоль сферической поверхности забоя. Равномерное вращение корпуса долота вызывает равномерное вращение шарошки вокруг цапфы таким образом, что по отношению к забою скважины шарошка проворачивается в том же направлении, что и долото, но с некоторым запаздыванием. При этом шарошка совершает также колебательное движение с частотой, равной частоте вращения на цапфе. Поскольку скорость вращения породоразрушающего органа определяет режим разрушения породы и, в конечном счете, механическую скорость бурения, то именно этой характеристике долота уделялось наибольшее внимание всеми исследователями, занимавшимися проблемами бурения скважин ОД.

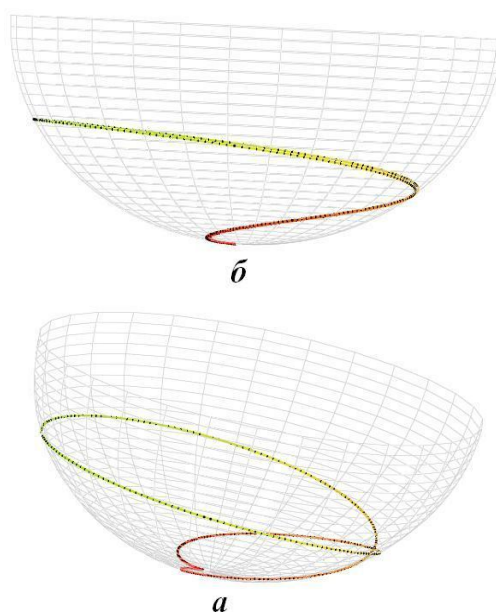
Успех той или иной конструкции долота определяет ряд факторов, одним из которых является степень вооружения долота, характеризующая применение различных форм элементов вооружения, их расположение на шарошке и материалов изготовления зубков. Анализируя конструкцию и работу ОД, выпускаемого Верхне – Сергинским долотным заводом, можно сделать вывод, что данная конструкция малоэффективна, так как имеет низкую стойкость вооружения и нерациональную систему промывки. Применяемые при оснащении ОД зубки Г23 имеют строго ориентированную режущую поверхность. На рис. 1 показана траектория движения зубка, находящегося на одном из слоев шарошки, по сферическому забою. За время движения по траектории зубок разворачивается вокруг своей оси несколько раз, и разрушение породы на отдельных участках траектории осуществляется тыльной поверхностью зубка, что приводит к его преждевременному износу и слому.

Предлагается комбинированное, координированное оснащение ОД зубками, а именно у вершины шарошки применить зубки конической формы, на центральных и периферийных венцах – расположить зубки типа Г23 так, чтобы разрушение породы осуществлялось режущей поверхностью при максимальном погружении зубка в породу (т.е. в нижних интервалах забоя). Практика отработки ОД показала не совершенность верхней системы промывки. В процессе работы ОД струя потока промывочной жидкости гасится между шарошкой и стенкой скважины, и в центральную часть забоя в виде интенсивного потока струя уже не попадает. Поэтому активного обмена жидкости на забое, очистки породоразрушающих элементов не происходит. Происходит скопление и многократное перемалывание выбуренной породы на забое скважины, в результате чего снижается механическая скорость бурения. Удаленность промывочного канала от забоя приводит во многих случаях к образованию на долотах «сальников», плотно запрессовывающих промывочные пазы шарошки. На основании этого предложена комбинированная система промывки (рис. 2).

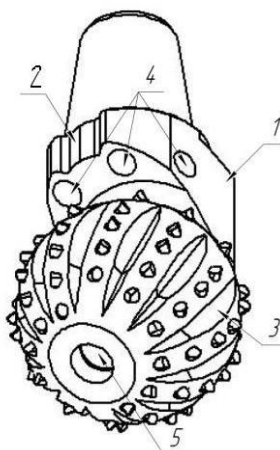
Через промывочные каналы 4 подается буровой раствор, который омывает шарошку 3 с четырех сторон. Для циркуляции промывочной жидкости и выноса шлама с забоя в центральной части долота выполнен дополнительный промывочный канал 5, проходящий через усеченную вершину шарошки, цапфу долота и выводящий раствор на тыльную сторону корпуса долота. Между поверхностью забоя и поверхностью шарошки долота образуется зазор, за счет усечения шарошки, способствующий улучшению промывки, облегчая приток промывочной жидкости. Центральный дополнительный промывочный канал соединяет пространства над долотом и под ним, выравнивая давления и тем самым предотвращает возможное поршневание при спуске – подъемных операциях.

Выводы:

Исследование кинематики и динамики работы ОД показало сложные траектории зубков эпициклоидального вида, на которых происходит разворот зубков вокруг своей оси. Предложены оптимальные конструкции зубков и способы их размещения на шарошке. Показаны возможности совершенствования системы промывки ОД. Такое долото имеет перспективу применения при зарезке боковых стволов.



*Рис. 1. Траектория движения зубка по сферическому забою
а – аксонометрический вид, б – вид спереди*



*Рис. 2. Одношарошечное долото с комбинированной системой промывки
1 – корпус с наклонной цапфой ОД, 2 – козырек, 3 – шарошка, 4 – промывочные каналы,
5 – центральный промывочный канал*

Литература

1. Карнаухов Л.А., Карнаухов М.Л. Резервы одношарошечных долот. – ТГНГУ, 2005. – 274 с.
2. Чесноков А.А. Тенденции рынка: спрос на буровой инструмент будет расти. Журнал «Нефть и газ Евразия Манфли». – Москва, 2009. – №9 – С. 20 – 22.

Секция 10

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СТУДЕНТЫ И ПРЕПОДАВАТЕЛИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО ФАКУЛЬТЕТА В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941 – 1945 Г.

С.Я. Рябчиков, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В период Великой Отечественной войны геологи вели сражения на полях войны и в «геологических полях» в тылу, в труднодоступных районах СССР. Геологические исследования были сконцентрированы в районах, наиболее важных и перспективных в качестве горнодобывающих – на Урале, в Сибири, в Казахстане и в Средней Азии. Именно результаты самоотверженной, героической работы геологов сыграли огромную роль при проектировании резервных минерально-сырьевых баз СССР в период 1941 – 1945 годов.

Геологи-политехники, как и все граждане нашей Родины, внесли свой вклад в дело разгрома фашистской Германии. Славный боевой путь от начала Великой Отечественной войны до победы прошли наши профессора С.С. Сулакшин, А.Г. Бакиров, В.К. Черепнин, доценты А.И. Баженов, Л.И. Иванчура, И.Г. Галеев, Л.А. Пухляков, В.А. Рубанов, Ф.П. Нифонтов, Е.В. Ярошинский, С.С. Ильенок, старший инженер Н.К. Григорьев, Х.С. Мустафин, Б.И. Мирошник.

С.С. Сулакшин (организатор и бессменный руководитель кафедры техники разведки на протяжении 32 лет) воевал в 1941 – 1944 г.г. в составе 5-ой Московской дивизии и 312-ой Сибирской стрелковой Смоленской дивизии. Дважды ранен (1942 и 1944 г.г.). Награжден орденами Отечественной войны 1-ой степени, Красной звезды, медалями «За победу над Германией», «За оборону Москвы», «Народное ополчение» и 10 юбилейными и памятными медалями.

Многие из студентов и преподавателей, а также выпускников факультета отдали свою жизнь при защите нашей Родины. Среди них студентка нашего факультета Шура Постольская – комсорг роты, на хрупкие девичьи плечи которой легли обязанности политработника, с которой справлялся не всякий мужчина. Письма Шуры Постольской с фронта раскрывают внутренний мир нашей молодежи того времени, прекрасно понимающей, что главное – это отстоять свободу и независимость нашей Родины.

Коллектив Института по праву гордится нашим выпускником Дмитрием Староверовым – начальником штаба знаменитого партизанского отряда Героя Советского Союза Д.Н. Медведева. Отважный сибиряк погиб в 1941 г. в боях за Родину в возрасте 30 лет. Указом Президиума Верховного Совета СССР от 16.02.42 г. Д.Д. Староверов за доблесть и мужество посмертно награжден орденом Ленина.

Ассистент кафедры маркшейдерского дела Иннокентий Васильевич Васильев в июне 1941 г. в составе 166-й Сибирской стрелковой дивизии ушел на фронт. Был на Смоленщине в окружении, вступил в партизанский отряд «Смерть фашизму», став с мая 1942 г. его командиром. В 1943 г. Иннокентий Васильевич героически погиб в бою.

Тяжело досталась нашему народу победа. Но чем дальше в прошлое уходят огненные годы войны, тем ярче предстает перед нами и всем миром величие подвига советского народа, которому принадлежит решающая роль в сокрушении фашизма, освобождении от его ига многих стран Европы. Советские люди прошли через все суровые испытания и победили.

Благодарная память народа бережно хранит всё, что связано с героическими событиями Великой отечественной войны. Никто не забыт и ничто не забыто! Подвиг нашего народа, выпускников-геологов, наших преподавателей живёт и будет жить в наших сердцах, в сердцах нашего народа в веках!

(При написании статьи использованы материалы из книги «Столетие горно-геологического образования в Сибири», Томск: Изд. «Водолей», 2001.)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ 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

В зависимости от свойств полезного ископаемого, его особенностей и горно-геологической характеристики разрабатываемого месторождения методом скважинной гидродобычи (СГД) существуют различные способы гидродинамического разрушения горных пород. К таким способам относятся: гидромониторный, фильтрационный (депресссионный), гидроимпульсный и их комбинации. Каждый из названных способов характеризуется применением определенных технических средств и технологических приемов.

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.

В практике СГД возможно использовать гидромониторы 2 видов:

По состоянию гидромониторного ствола:

1. гидромониторы с жестким стволом (телескопические и шарнирные);
2. гидромониторы с гибким стволом (неуправляемые и управляемые);

По характеру истечения струи жидкости и ее воздействия на горную породу:

1. гидроаэродинамические мониторы;
2. гидротурбинные мониторы.

В момент удара гидромониторной струи в горной породе происходит механическое разрушение в результате динамической нагрузки, гидравлическое разрушение за счет фильтрационного потока и разрушение за счет касательных напряжений, возникающих в породе от ударной нагрузки. Для практических целей разрушения рыхлых пород (прочностью на одноосное сжатие до 3 МПа) целесообразно применение гидромониторных струй, которые создают давление на горную породу до 0,5 – 1 МПа [1]. При работе затопленной струи на большую глубину эффективность разрушения горных пород резко падает, что приводит к необходимости применения сложных скважинных гидродобычных снарядов, приближающих гидромонитор к породе.

Согласно данным [2], полученным при СГД железных руд Курской магнитной аномалии дальность разрушения рыхлой фракции гидромониторной струей составляет менее 0,5 м от сопла. Повышение давления струи с целью увеличения дальности ее действия нецелесообразно.

Фильтрационный (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 может происходить обрушение и осыпание пород (горное давление превышает гидростатическое), течение водонасыщенной массы несвязанных пород – пльвуны (пластовое давление продуктивного пласта превышает гидростатическое) [3].

Снижение гидростатического давления в скважине можно осуществить за счет водопонижения подземных вод, при котором статический уровень вод уменьшается до динамического уровня, а также герметизации призабойной зоны скважины за счет пакерных устройств.

Гидроимпульсный способ отделения горных пород от массива характеризуется действием на породу гидравлических ударных волн определенной частоты и амплитуды. Импульсное воздействие может быть создано эжекторными насосами, эрлифтами, гидроимпульсными мониторами, виброустановками, гидropоршневыми насосами и т.д. При этом импульсное воздействие на продуктивный пласт может нести характер предварительного разуплотнения с целью нарушения сил сцепления между рудными и породообразующими минералами.

Комбинированный способ отделения горных пород от массива достигается совместным либо последовательным применением вышеназванных способов. При этом следует отметить, что на практике СГД в основном используются гидродобычные снаряды, в которых гидромонитор и устройство для подъема пульпы (эжекторный насос или эрлифт) совмещены. Поэтому 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 эжекторным насосом или эрлифтом.

Таким образом, гидродинамическое разрушение горных пород является достаточно сложным процессом. Данный процесс является основополагающим направлением по повышению производительности СГД за счет усовершенствования технических средств и технологических приемов.

На основании анализа современных представлений о гидродинамическом воздействии на продуктивные пласты нами предложены и разрабатываются технологические и технические решения для повышения эффективности разрушения горных пород при СГД, основными из которых являются:

- импульсное воздействие рабочей жидкости на продуктивный пласт за счет конструирования гидрокавитационных устройств [4] и проведения их испытаний на экспериментальном стенде [5];
- вихревое воздействие рабочей жидкости на продуктивный пласт за счет разработки гидродобычных снарядов на базе гидротурбинных расширителей [6];
- фильтрационное воздействие рабочей жидкости на продуктивный пласт за счет разработки гидродобычных снарядов на базе эжекторных [7] и эрлифтных [8] устройств.

Литература

1. Колесников В.И., Стрельцов В.И. Скважинная гидродобыча железных руд. – М.: НИА – Природа, 2005. – 260 с.
2. Петриченко В.П., Колесников В.И., Пинчук А.В. Физические способы и средства разуплотнения и эрлифтирования рыхлых руд КМА // Горный информационно-аналитический бюллетень, № 3, 2005. С. 284 – 288.
3. Квашин Г.П. Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. – М., Недра, 1987. – 247 с.
4. Патент 77351 РФ, МПК E21C 45/02. Гидрокавитационное устройство пульсирующе-кавитационного действия. Бондарчук И. Б., Котов А. В., Рябчиков С. Я. и др. Заявлено 12.05.2008; опубл. 20.10.2008, бюл. № 29.
5. Патент 81527 РФ, 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; опубл. 20.03.2009, бюл. №8.

6. Патент 84917 РФ, МПК E21C 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; опубл. 20.07.2009, бюл. №20.
7. Патент 2365755 РФ, МПК E21C 45/00. Устройство для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Зыков В.М. и др. Заявлено 21.04.2008; опубл. 27.08.2009, бюл. №24.
8. Патент 85196 РФ, МПК E21C 45/00. Снаряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Шац С.В., Павлов В.В., Рябчиков С.Я. и др. Заявлено 20.03.2009; опубл. 27.07.2009, бюл. №21.

ЭЛЕКТРОИМПУЛЬСНАЯ БУРОВАЯ УСТАНОВКА С ПОГРУЖНЫМ ИСТОЧНИКОМ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ИМПУЛЬСОВ

В.Ф. Важов, С.Ю. Дацкевич, М.Ю. Журков, А.Г. Кураков, В.М. Муратов, * А. Редланд
НИИ высоких напряжений Национального исследовательского Томского политехнического
университета, г. Томск, Россия

**Норвежский технологический университет, г. Тронхейм, Норвегия*

В Томском политехническом университете в 60-х годах XX века был открыт электроимпульсный способ разрушения твердых тел, который может быть применен в различных областях обработки горных пород, таких как бурение, резание, снятие поверхности, дробление и др. В настоящее время разработкой электроимпульсных технологий и электроимпульсных буровых устройств занимается НИИ высоких напряжений ТПУ [1, 2].

Электроимпульсный способ основан на разрушающем действии электрических импульсных разрядов при осуществлении пробоя твердой горной породы в условиях диэлектрической жидкой среды [1]. В данном методе разрушения благодаря таким его особенностям, как малый износ обрабатываемого инструмента и энергоэффективные параметры разрушения, лежит инновационная альтернатива традиционно используемым механическим способам бурения.

В ранее проведенных экспериментах [3,4] бурение осуществлялось с использованием генераторов импульсных напряжений, собранных по схеме Маркса, которые имели значительные массогабаритные параметры. Бурение осуществлялось в диэлектрических жидкостях, таких как трансформаторное масло и дизельное топливо, что сдерживало развитие электроимпульсного способа, как экологически безопасного.

Вследствие того, что генераторы имели большие размеры и располагались на поверхности, бурение глубоких скважин, для чего электроимпульсный способ представляется наиболее перспективным, было невозможно. Поскольку при передаче импульса высокого напряжения от генератора к электродной системе, расположенной на забое, происходит деформация импульса напряжения, и значительно возрастают потери энергии, то эффективность разряда, а, следовательно, и бурения с увеличением глубины скважины снижается.

В НИИ высоких напряжений ТПУ по заказу фирм Unodrig AS (Норвегия), Statoil ASA и Mesta AS (Норвегия) была разработана и изготовлена экспериментальная установка с погружным высоковольтным генератором для бурения крепких горных пород. Фотография установки приведена на рис. 1. Данной установкой в полевых условиях было проведено экспериментальное бурение скважины в граните на полигоне в г. Берген, Норвегия.

В качестве генератора импульсных высоких напряжений впервые разработан и использован газонаполненный частотный генератор Маркса погружного исполнения. Генератор этажерочного типа состоит из 12-ти конденсаторных ступеней с номинальным напряжением 440 кВ и с энергией в разряде 1300 Дж. Разрядные промежутки выполнены из эрозионно- и термостойкого материала. Разделительные элементы между ступенями – индуктивности. При выходе из строя ступени легко заменяются на запасные. Генератор расположен в стандартной трубе с внешним диаметром 325 мм, которая герметизирована и заполнена чистым сухим азотом под давле-

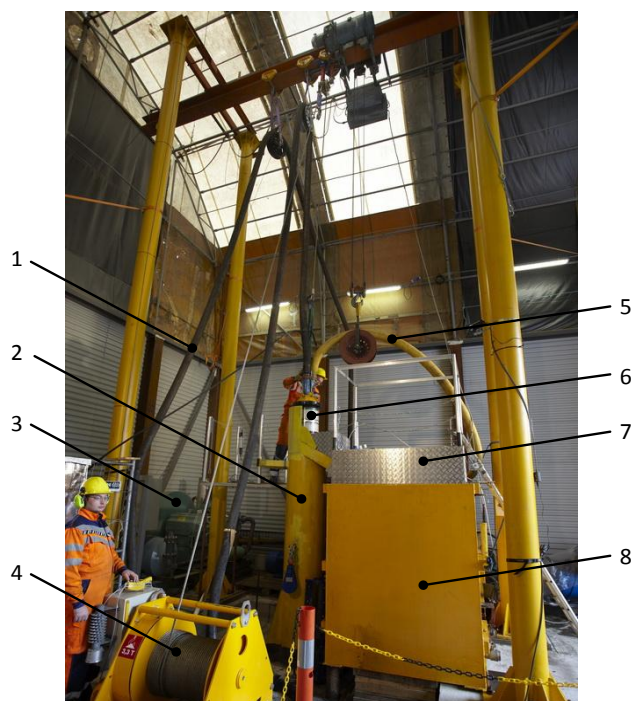


Рис.1. Фотография экспериментальной буровой установки:
1 – нагнетательный шланг, 2 – преентор, 3 – насос, 4 – лебедка, 5 – возвратный шланг,
6 – высоковольтный погружной генератор с устройством
уплотнения скважины. 7 – сита для шлама. 8 – бак

нием 10 атм. Вывод высокого напряжения к буровому наконечнику осуществляется через высоковольтный ввод, изготовленный из диэлектрического материала с высокими термостойкостью и механической прочностью.

В генераторе предусмотрена возможность запуска от внешнего запускающего источника, а также регулирование уровня выходного напряжения и частоты следования импульсов.

В качестве зарядного устройства, которое располагается на поверхности, использовался высоковольтный источник, собранный по схеме Ларионова. Величина зарядного напряжения регулировалась до 37 кВ, которое по кабелю подводилось к генератору, расположенному в скважине.

Буровой наконечник диаметром 360 мм с межэлектродными промежутками $S=50-60$ мм осуществлял равномерное разрушение горной породы по всей плоскости забоя (рис. 2). Вынос шлама осуществлялся промывочной жидкостью с помощью насоса, размещенного вблизи бака.

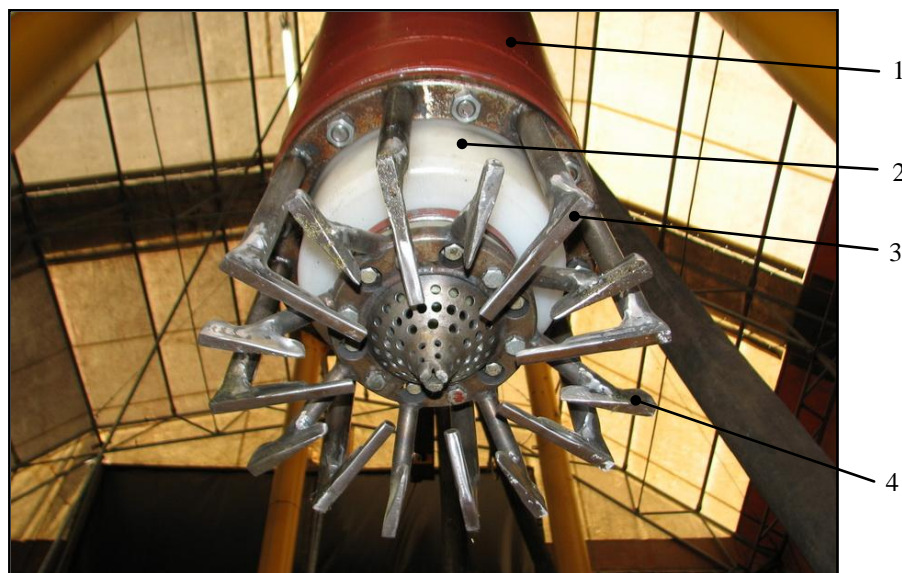


Рис. 2. Фотография бурового наконечника
1 – генератор, 2 – высоковольтный ввод,
3 – заземленный электрод, 4 – высоковольтный электрод

В качестве промывочной жидкости впервые в электроимпульсной технологии была применена электроизоляционная жидкость на основе сложных эфиров Midel7131, которая широко используется вместо трансформаторного масла в современных электроэнергетических установках. Она имеет высокую пожаробезопасность и является экологически чистой (по ГОСТ 12.1.007-76 относится к веществам IV класса опасности – вещества слабо опасные). Опыт использования в течение ряда лет не выявил отрицательного влияния на здоровье людей. При попадании на открытые поверхности и в водоемы биодegradация более 89% происходит в течение 28 дней [5, 6].

Система промывки состояла из центробежного насоса максимальной производительностью 1230 л/мин, системы нагнетательного и возвратного шлангов, превентора, бака-отстойника с ситами для разделения шлама по фракциям и устройства для уплотнения скважины сверху бурового снаряда, разработанного в Норвежском технологическом университете (г. Тронхейм).

Управление установкой производилось с пульта управления, расположенного в защитной зоне, который позволял контролировать зарядное напряжение, частоту и количество поданных на забой импульсов.

Проведены пробные эксперименты по бурению среднезернистого гранита с коэффициентом крепости по М. Протоdjяконову $f=15-16$.

На рис. 3 приведена кавернограмма стенок скважины, полученная при помощи лазерного каверномера. Видно, что стенки скважины очень шероховаты: максимальный диаметр скважины достигал 400 мм, минимальный – 380 мм, средний составил 388 мм. Таким образом, разработка диаметра скважины по сравнению с диаметром бурового наконечника (360 мм) составила 28 мм, т.е. 14 мм на сторону. Это положительный эффект, т.к. позволяет существенно снизить вероятность зависания бурового снаряда на стенках скважины.

Результаты бурения приведены в таблице. Видно, что при заданном рабочем напряжении и энергии в разряде для выбранного расстояния между электродами скорость бурения недостаточно высока. Расчетная скорость при частоте следования импульсов 10 имп/с должна составлять 1,5-2,0 м/час. В работе [7] приводятся данные по бурению скважин шарошечными долотами диаметром 306,0 мм со скоростью по гранитам 1,1 м/ч. Скорости бурения традиционными механическими способами скважин диаметром 400 мм для указанных горных пород составляют менее 1 м/ч. Анализ шлама показывает, что процент содержания крупных фракций (+20 мм и +10 мм) меньше, чем необходимо для промежутков между электродами 50-60 мм.

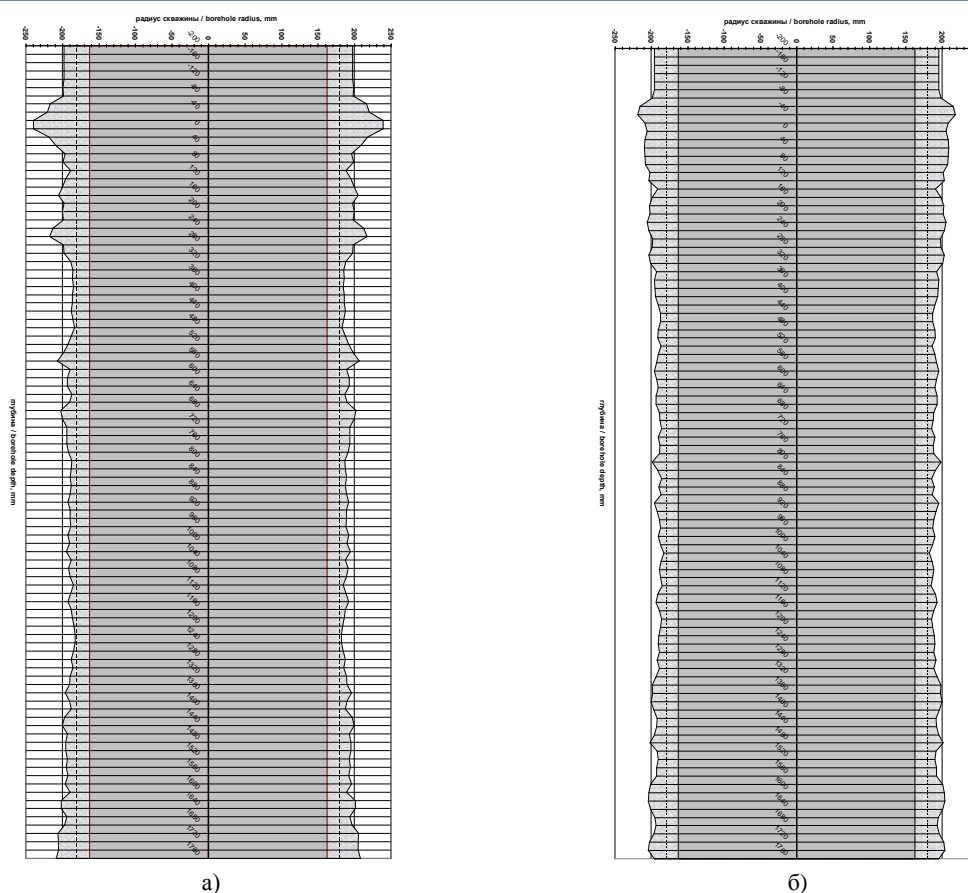


Рис. 3. Профиль скважины по двум проекциям: (а) восток-запад и (б) север-юг

Таблица

Результаты экспериментов по бурению

Рабочее напряжение, кВ	Энергия в рядуе, Дж	Скорость бурения при частоте 10 имп/с, м/ч	Глубина скважины, м	Количество шлама, %			
				+ 20 мм	+ 10 мм	+ 5 мм	– 5 мм
350-380	810-950	0,66-0,78	2,17	5	26	35	35

Результаты работы электроимпульсной буровой установки показали возможность создания погружного генератора с требуемыми параметрами импульсного напряжения для бурения скважин в твердых горных породах. Намечены пути увеличения скорости бурения и меры по повышению надежности работы генератора. Исследование эксплуатационных характеристик электроизоляционной жидкости Midel7131 доказало возможность ее применения в качестве промывочной жидкости для электроимпульсных технологий.

Литература

1. Семкин Б.В., Усов А.Ф., Курец В.И. Основы электроимпульсного разрушения материалов. – СПб.: Наука, 1995. – 276 с.
2. Курец В.И., Усов А.Ф., Цукерман В.А. Электроимпульсная дезинтеграция материалов. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2002. – 324 с.
3. Воробьев А.А., Воробьев Г.А., Завадовская Е.К. Импульсный пробой и разрушения диэлектриков и горных пород. – Томск: Изд-во ТГУ, 1971. – 226 с.
4. Важов В.Ф., Гафаров Р.Р., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Муратов В.М. Электроимпульсный пробой и разрушение гранита // ЖТФ, 2010. – Т.80. – Вып. 6. – С.79-84.
5. Бормосов В.А., Костоусова М.Н., Петренко А.Ф., Смольская Н.Е. Перспективы и состояние разработок распределительных трансформаторов массовых серий. – М.: Информэлектро, 1988.
6. MIDEL 7131 synthetic ester transformer fluid Home Page [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.midel.com>, свободный. – Загл. с экрана.

7. Anders E., Kunze G. Vortriebssystem zur Herstellung von tiefen Geothermiebohrungen im Festgestein mittels Elektro-Impuls-Verfahren [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.baumaschine.de>, свободный. – Загл. с экрана.

К ВОПРОСУ О ПРОЕКТИРОВАНИИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При разработке месторождений полезных ископаемых часто возникают ситуации, когда отработка месторождения невозможна вследствие сложных горно-геологических условий, либо просто экономически неэффективна. Начиная с первой половины двадцатого века разрабатывается и совершенствуется технология скважинной гидродобычи (СГД). При данном способе разработки месторождений, полезное ископаемое, как правило, отбивается от массива гидромониторными струями, а затем полученная смесь частиц горной породы, смешанная с водой транспортируется на поверхность через скважину. Способ СГД используется также при строительстве подземных резервуаров и отборе технологических проб полезных ископаемых.

К настоящему времени накоплен значительный опыт в разработке месторождений полезных ископаемых способом СГД. Однако, вследствие разобщенности проводимых работ, их незавершенности и недостаточном количестве собранных материалов, существенных различий в горно-геологических условиях широко известной методики расчета процессов СГД создано не было. Актуальность создания такой методики очевидна для выбора рациональных методов СГД и определения экономической эффективности [1].

Проектирование СГД следует начинать с предварительного выбора технологии ее проведения, например используя рекомендации, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

Рекомендации к выбору методов СГД

Рекомендуемый метод	Горно-геологические условия
Разрушение горных пород гидромониторами с затопленными струями	Неустойчивая легкоразмываемая кровля продуктивного пласта, наличие водообильных водоносных пластов
Разрушение горных пород гидромониторами с затопленными струями	Устойчивая кровля продуктивного пласта, малый водоприток в добычную камеру
Подъем пульпы эрлифтированием	Горные породы продуктивного пласта водонасыщенные, большой водоприток в скважины
Подъем пульпы эжективированием	Незначительный водоприток в скважины.
Подъем пульпы засасыванием	Малая глубина залегания продуктивного пласта или он расположен выше всасывающей установки (из подземной выработки)
Подъем пульпы вытеснением	Малая водопроницаемость стенок добычной камеры

Принимая во внимание горно-геологические условия месторождения (плотность γ , прочность $\sigma_{ск}$, пылеватость, устойчивость пород кровли, глубины залегания продуктивного пласта H , его мощность h и неоднородность, наличие водоносных пластов и их свойства), производится выбор технологических комплексов СГД, составление гидравлической модели работы, а затем производится расчет технико-экономических показателей (ТЭП). Для расчета выбирается несколько различных вариантов комплексов СГД, из которых по результатам анализа конструкции и расчетных ТЭП выбирается оптимальный.

Для разработки гидравлической модели можно использовать схему, приведенную на рис. 1. Здесь от насосной установки 1 вода с расходом Q_1 подается по нагнетательной линии 2 к гидромониторному агрегату 3, формирующему гидромониторную струю 4, которая разрушает горную породу на расстоянии R . Таким образом, образуется цилиндрическая добычная камера 6. Частицы разрушенной горной породы 5 перемешиваются с водой, образуя так называемую пульпу, которая перемещается к всасывающей линии 7 насосной установки 8, и далее транспортируется на поверхность по пульпоподъемной линии 9 с расходом Q_2 . В процессе СГД также происходит водообмен с вмещающими водоносными пластами, в объеме $Q_{ф}$, который необходимо учитывать в гидравлической модели. Ряд второстепенных операций, которые необходимы для эффективной и надежной работы снарядов СГД, не включены в данную схему для ее упрощения.

В гидравлическую модель входят зависимости, описывающие следующие процессы: транспортировку рабочих агентов (вода, воздух) по нагнетательным линиям; работу органов разрушения – гидромониторных струй; транспортировку пульпы к всасывающей линии; всасывание пульпы; взаимодействие добычной камеры с водами вмещающих водоносных горизонтов; подъем пульпы на поверхность; работу насосных агрегатов нагнетательной и пульпоподъемной линии; работу вспомогательных устройств.

Объединив вышеперечисленные зависимости, можем записать в общем виде следующее выражение для производительности снаряда СГД:

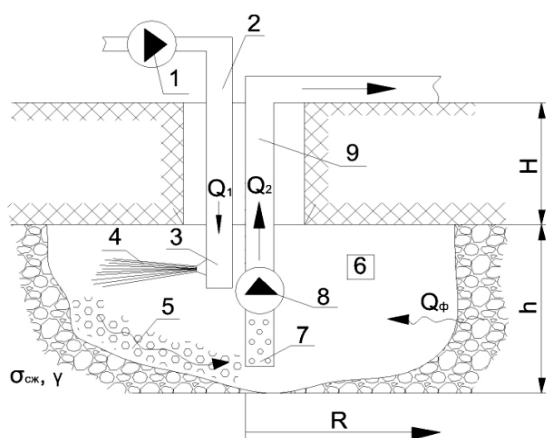


Рис. 1. Схема работы снаряда СГД в скважине

$$P = f(Q_2) = f(H, h, Q_1, \gamma, \sigma_{ск}, Q_{ф}, R).$$

При использовании гидравлической модели, составленной для гидроэлеваторного снаряда СГД в условиях Бакчарского проявления железных руд в Томской области, была получена максимальная производительность 67 т/ч и гидравлическая мощность 480 кВт против фактических показателей при использовании эрлифтного снаряда 15 т/ч и 216 кВт. Распределение мощности на выполнение технологических операций следующее: – на работу гидромониторного узла 21 % (боковой – 12 %, забойный – 9%); на потери при транспорте промывочной жидкости – 34%; на работу гидроэлеватора – 45% (29% - потери в гидроэлеваторе, 8% – затраты энергии на подъем пульпы, 3% – затраты на расчистку всаса, 5% – на потери в пульпоподъемной линии). Таким образом, использование гидравлической модели позволило повысить эффективность работы снаряда в скважине и на стадии проектирования оценить его производительность. Затем, основываясь на результатах моделирования, возможно рассчитать ряд

технико-экономических показателей (ТЭП). Наиболее важные ТЭП перечислены ниже.

Энергоэффективность работы снаряда $n = P \setminus (P_{разр} + P_{под})$, где n – энергоэффективность снаряда СГД, %; P – полная мощность, расходуемая снарядом, Вт; $P_{разр}$ – теоретическая мощность, расходуемая на разрушение горной породы, Вт; $P_{под}$ – теоретическая мощность на подъем горной породы в жидкости (т.е. при расчете веса горной породы необходимо учесть действие силы Архимеда), Вт. Данный коэффициент отражает эффективность использования энергии снарядом для выполнения основных технологических операций – отбойки горной массы и подъема ее на поверхность.

Диаметр скважины – является существенным показателем, так как с увеличением диаметра ее стоимость возрастает значительно.

Дебит скважины (комплекса скважин) – объем горной массы, извлекаемый через скважину за все время освоения. Данный показатель зависит от мощности пласта, радиуса разработки и объема технологических потерь (в оставленных предохранительных целиках в пределах радиуса размыва, статистически в результате обрушений кровли и аварий).

Средняя производительность при добыче – отображает объем добычи горной массы в единицу времени, в среднем, за все время добычи. По мере отработки скважины, производительность изменяется, падает с увеличением диаметра скважины. Поэтому для определения средней производительности следует дебит скважины разделить на время отработки скважины.

Минимальная эффективная производительность – минимальная производительность, при которой процесс СГД экономически эффективен в текущих экономических условиях.

Коэффициент извлечения – отображает соотношение между добываемыми объемами и запасами, пригодными для извлечения данным способом.

Оперируя ТЭП, полученными на основе гидравлической модели, можно выполнить бизнес-планирование и оценить рентабельность проекта. Также можно определить и сравнить экономические эффекты от различных модификаций снарядов СГД в условиях отработки данного месторождения. Разработка объективных гидравлических моделей позволит снизить риски при строительстве рудника СГД, так как позволит производить бизнес-планирование проектов. В настоящее время на кафедре БС ТПУ ведутся работы по созданию, уточнению гидравлических моделей снарядов СГД и выполнению теоретических исследований на их основе.

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.

КОНСТРУКЦИИ ФИЛЬТРОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

Е.А. Кожевников

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последнее время для добычи многих полезных ископаемых, в том числе и урана, применяют различные бесшахтные (геотехнологические) методы с использованием буровых скважин. Они позволяют упростить и удешевить добычу, производить отработку бедных месторождений, а также месторождений, характеризующихся сложными условиями залегания. Одним из таких методов является метод подземного выщелачивания

(ПВ), заключающийся в разработке рудных месторождений полезных ископаемых путем избирательного перевода в жидкую фазу твердых полезных компонентов, который применяется и при добыче урана.

Важным элементом в конструкции геотехнологических скважин для подземного выщелачивания урана является фильтр. Фильтр во многом определяет техническое состояние скважин и, следовательно, технологию всего процесса подземного выщелачивания. Существует большое разнообразие конструкций фильтров, используемых при подземном выщелачивании урана.

Вопросам разработки конструкции фильтров, их монтажа в скважинах и эксплуатации уделяется особое внимание. Этим и можно объяснить довольно большое разнообразие конструкций фильтров, применяемых при подземном выщелачивании, а также способов их установки и эксплуатации.

Правильно выбранный тип фильтра обеспечивает стабильность запроецированного дебита (приемистости) скважин, выбор водоподъемников наиболее рациональной конструкции, большой межремонтный период скважины и её низкую стоимость.

Основным критерием для выбора фильтра рациональной конструкции является гранулометрический состав продуктивных пластов, точнее, преобладающая крупность частиц пласта, в котором планируется разместить фильтр.

Для более подробного рассмотрения всех типов фильтров для ПВ урана, ниже приведена их классификация (рис.3), их краткое описание и условия применения.

Трубчатые фильтры с круглой перфорацией

В качестве каркасов при изготовлении фильтров используются полимерные и эмалированные трубы, а также стальные трубы из нержавеющей стали или с антикоррозионным покрытием. Используются при сооружении технологических скважин в горизонтах, представленных неустойчивыми скальными или полускальными породами, гравийно-галечниковыми отложениями и крупнозернистыми песками.

Щелевые фильтры

Из всех типов применяемых фильтров щелевые являются самыми простыми по конструкции и самыми распространенными при сооружении технологических скважин ПВ. Щелевые фильтры в практике подземного выщелачивания изготавливаются в основном из полиэтиленовых труб, реже из труб из нержавеющей стали с различной величиной щели.

Фильтры проволочные каркасные и каркасно-стержневые

Каркасно-проволочные фильтры устанавливают в гравелистых и крупнозернистых водоносных песках. Проволочные фильтры являются разновидностью щелевых фильтров, горизонтальные щели которых получаются в результате навивки проволоки на опорный каркас в виде перфорированной трубы с круглой или щелевой перфорацией или стержней, закрепленных по образующей опорных поясов. Применяются проволочные фильтры преимущественно при сооружении высокодебитных откачных скважин и технологических скважин глубиной свыше 300 м.

Сетчатые фильтры применяют в крупно-, средне- и мелкозернистых песках. Сетчатые фильтры выполняются путем намотки фильтрующей сетки на продольные стержни, уложенные по образующей поверхности трубчатого перфорированного каркаса.

Дисковые (тарельчатые) фильтры

Для сооружения скважин ПВ широко применяются фильтры, составленные в виде набора конусных дисков (конусность 5 – 10°) из ударопрочного полистирола или полиэтилена, собранных в отдельные звенья. Фильтр устанавливают чаще всего в песках от тонкозернистых до крупнозернистых. Общее время освоения скважин, оборудованных дисковыми фильтрами, обычно меньше, чем для скважин, оборудованных щелевыми фильтрами, а производительность откачки – выше. Наблюдения за работой откачных скважин, оборудованных дисковыми фильтрами, показали, что в большинстве случаев в нижней части фильтров имеет место снижение входных скоростей.



Рис. 1. Секции фильтра КДФ



Рис. 2. Диски фильтра КДФ

КДФ (Каркасно-дисковые фильтры)

В конструкциях дисковых фильтров рабочие элементы стянуты латунными стержнями. При длительной эксплуатации таких фильтров, в результате воздействия технологических растворов, латунный стержневой каркас разрушается и рабочие элементы рассыпаются. С целью ликвидации указанных недостатков разработан кар-

касно-дисковый фильтр типа КДФ, в конструкции которого диски одеваются непосредственно на трубчатый полиэтиленовый каркас с круглыми отверстиями или щелями. Кольцевые щелевые зазоры между дисками образуются за счет изготовления последних с внутренними приливами или выполнения каркаса с наружными ребрами.

Наличие трубчатого каркаса придает фильтру необходимую жесткость, что предохраняет диски от поломки в процессе чистки скважины и проведении различных исследований. Отсутствие в конструкции деталей, подвергающихся коррозии, увеличивает надежность и длительную работу фильтра в агрессивной среде.

Фильтры с гравийной обсыпкой

Гравийно-засыпные фильтры обладают существенными преимуществами перед фильтрами других конструкций: стабильностью работы, более высокими показателями приемистости закачных и дебита откачных скважин. Они особенно эффективны для технологических скважин ПВ при наличии в продуктивном горизонте мелкозернистых песков. Это способствует также увеличению эффективного диаметра скважин.

Применение фильтров с песчано-гравийными обсыпками на месторождениях ПВ способствует увеличению дебита в момент освоения скважин на 30 – 40 % по сравнению со щелевыми и сетчатыми фильтрами. При этом увеличивается продолжительность работы скважин между циклами освоения в среднем в 2 раза и работоспособность насосно-подъемного оборудования.

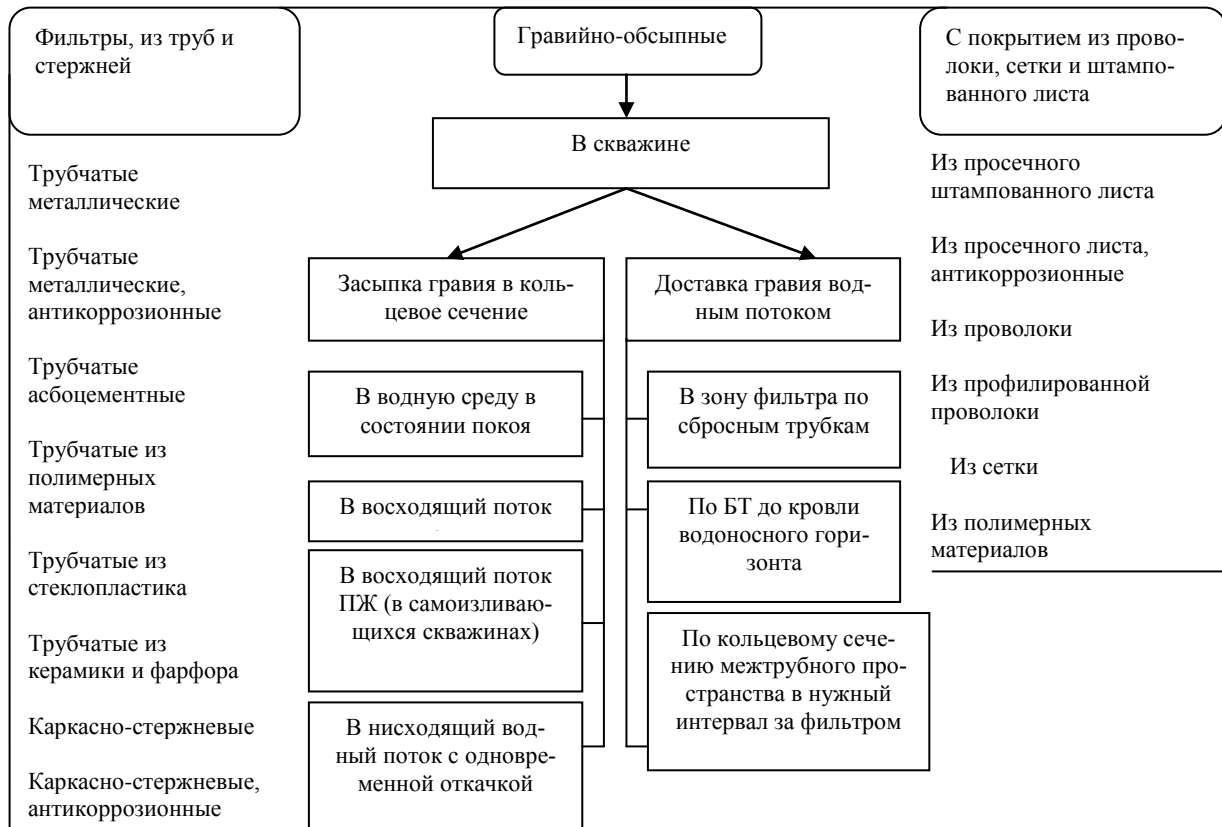


Рис.3. Классификация фильтров для использования в технологических скважинах ПВ урана

Таким образом, можно сделать вывод, что при сооружении геотехнологических скважин для подземного выщелачивания урана самым важным является конструкция скважины и ее оборудование (фильтры и обсадные трубы). Только в случае правильной конструкции скважины и применении соответствующего требованиям оборудования возможно успешное осуществление процесса добычи урана методом ПВ.

РАСШИРИТЕЛИ ДЛЯ СООРУЖЕНИЯ ПРИФИЛЬТРОВОЙ ЧАСТИ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА
Г.Э. Лазарев

Научный руководитель доцент В.И. Брылин
 Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основные непроизводительные потери напора в системе скважина – пласт приходятся на околоскважинную зону, которая часто бывает закольматированной. В оптимальном случае конструкция скважины должна предполагать удаление закольматированной породы из ствола, образование каверны заданного профиля с после-

дующим заполнением ее высокопроницаемым гравием. Для создания каверны в околоскважинной зоне используют расширители.

Скважинные расширители, используемые для создания каверн в интервале продуктивного пласта, можно разделить на две группы: раздвижные, имеющие выдвигающиеся породоразрушающие органы, и нераздвижные (рис. 1).

Раздвижные расширители имеют разные размеры в транспортном и рабочем положении. В транспортном положении диаметр корпуса обеспечивает беспрепятственный спуск инструмента в заданный интервал скважины с учетом диаметров обсадных труб и бурения пилот-скважины. После спуска инструмента в заданный интервал из корпуса выдвигаются породоразрушающие органы, которые после окончания расширения убираются обратно.

Механические расширители приводятся из транспортного в рабочее положение и обратно под действием веса инструмента. Обычно конструкции этих расширителей просты и надежны в работе.

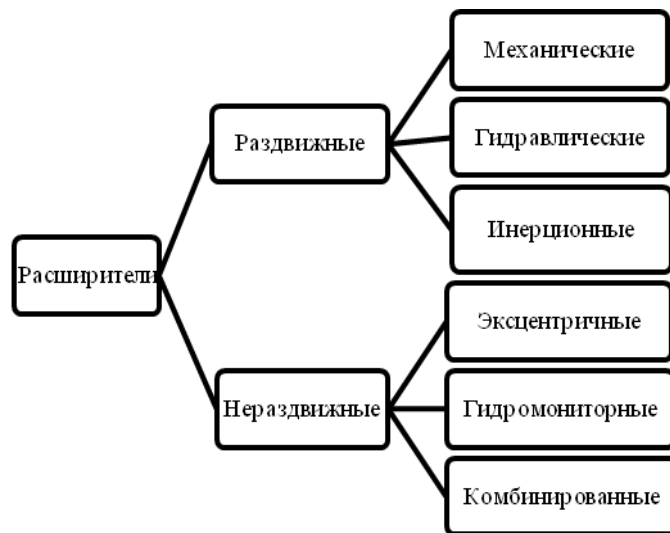


Рис.1 Виды скважинных расширителей

Гидравлические раздвижные расширители приводятся в рабочее положение давлением, развиваемым в нагнетательной магистрали насоса и корпусе инструмента при промывке. Породоразрушающие органы закрываются, как правило, за счет возвратного усилия пружин при прекращении промывки (гидравлический расширитель Р. Бейкера).

Инерционные раздвижные расширители приводятся в рабочее положение центробежными силами, действующими на породоразрушающие органы при вращении инструмента. Закрытие лопастей происходит под действием их веса (инерционный расширитель с промежуточной тягой).

Нераздвижные расширители имеют постоянные размеры в транспортном и рабочем положении, обеспечивающие беспрепятственный спуск (подъем) инструмента в скважине в заданном интервале выше продуктивного пласта.

Эксцентричные расширители имеют смещенную относительно оси скважины эксцентричную массу. При вращении инструмента под действием центробежных сил колонна труб с расширителем описывает прецессионное движение в стволе и породоразрушающий орган, жестко закрепленный на корпусе, начинает разрушать боковую поверхность скважины, увеличивая ее диаметр (эксцентриковый расширитель для геотехнологических скважин).

Гидромониторные расширители основаны на гидродинамическом воздействии струи, истекающей из насадок, на породу, которая залегает в интервале продуктивного пласта. Гидромониторные расширители приводятся в рабочее состояние после спуска в заданный интервал при промывке с заданным расходом и создания расчетного перепада давления на насадках (инструмент Росбурмаш).

Нераздвижные расширители комбинированного действия сочетают механическое разрушение забоя с гидродинамическим воздействием струи промывочной жидкости на породу. Для приведения расширителя комбинированного действия в рабочее положение необходимо обеспечить циркуляцию промывочной жидкости в скважине и вращение колонны буровых труб.

Для сооружения прифилтровой части геотехнологических скважин подземного выщелачивания урана широкое применение получил расширитель РЗ-260/320 (рис. 2, в). Но, в связи с наличием в рудной зоне пропластков песчаника, при расширении она не добирала необходимого диаметра из-за полного износа лопастей расширителя (чаще всего лопасти согнуты или полностью отсутствовали).

В связи с этим было принято решение об использовании шести лопастного разбурника. Данный расширитель представляет собой пикобур $\varnothing 161$ мм и переход, на котором расположены шесть лопастей (рис. 2, а).

Сооружение прифильтовой части с использованием данного расширителя выглядит следующим образом: во-первых, бурится пилот-скважина с использованием пикобура $\varnothing 161$ мм; затем происходит расширение диаметра скважины трехлопастным долотом $\varnothing 195$ мм. Эти операции необходимы, т.к. мощности привода станка не достаточно для сооружения скважины большого диаметра без предварительного бурения пилот-скважины. После того, как скважину разбурили долотом $\varnothing 195$ мм, можно приступать к расширению прифильтовой зоны скважины механическим разбурником.

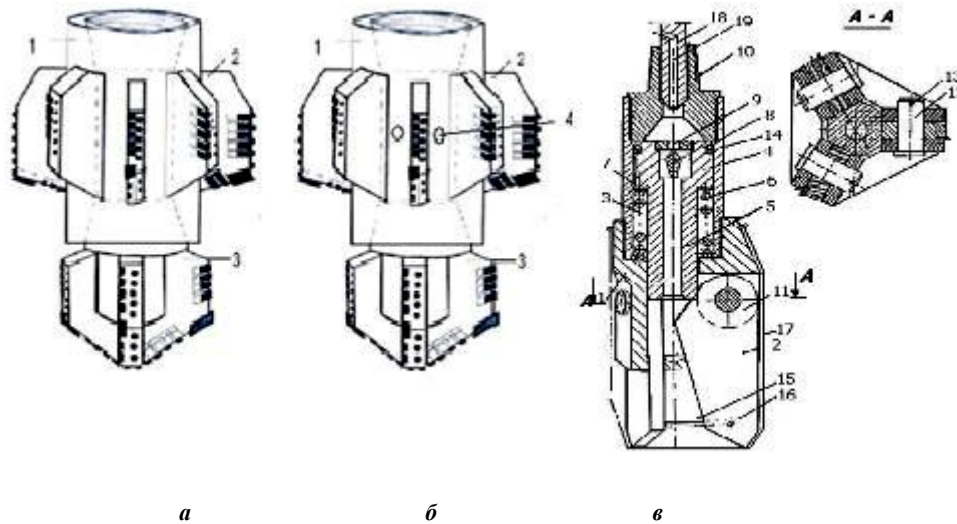


Рис.2 Расширители

- а* – Шестилопастной разбурник – «вертолет»: 1 – корпус; 2 – лопасти $\varnothing 50$ мм; 3 – пикобур $\varnothing 161$ мм;
б – Модифицированный разбурник: 1 – корпус; 2 – лопасти $\varnothing 50$ мм; 3 – пикобур $\varnothing 161$ мм;
 4 – гидромониторные отверстия;
в – Расширитель РЗ-260/320: 1 – корпус; 2 – резцедержатель; 3 – цилиндрическая полость; 4 – поршень;
 5 – шток; 6 – возвратная пружина; 7 – кольцо регулировочное; 8 – обратный клапан; 9 – дрессель;
 10 – переводник; 11 – подшипники; 12 – пальцы; 13 – шпильки; 14 – манжета; 15 – проволока фиксирующая;
 16 – отверстия в резцедержателях; 17 – чехол; 18 – предохранительный стержень;
 19 – пропускной канал

Проведенные наблюдения показали, что использование шестилопастного разбурника позволило калибровать скважину, формировать фильтровую камеру за один рейс, в результате чего было сокращено время на проведение СПО.

В дальнейшем данный разбурник был модифицирован – в центре перехода были просверлены четыре промысловых отверстия параллельные друг другу (рис.2, б). Дальнейшее совершенствование разбурника ведется по пути определения количества и диаметра гидромониторных отверстий для предотвращения сверхнормативного расширения.

СПОСОБЫ ОЧИСТКИ ФИЛЬТРОВ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН ПОДЗЕМНОГО ВЫЩЕЛАЧИВАНИЯ УРАНА

А.Н. Степанов

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Продуктивные горизонты пластовых месторождений урана, обрабатываемых способом подземного выщелачивания, в подавляющем большинстве случаев слагаются неоднородными песчаными толщами тонко-, мелко- и средне- зернистых песков с включением глинистых частиц.

Добычные скважины оборудуются фильтрами. Фильтры предназначены для свободного пропуска в продуктивный пласт выщелачивающих растворов и свободного, без механических примесей, извлечения из пласта продуктивных растворов.

К фильтрам технологических скважин предъявляются следующие основные требования: 1) высокая стойкость материалов, из которых изготовлен фильтр, к химически агрессивным средам; 2) повышенная механическая прочность в условиях горного давления и гидродинамических нагрузок; 3) высокая удерживающая способность — фильтр должен обеспечивать прохождение в скважину раствора не содержащего песка. Это условие имеет большое значение на последующих стадиях переработки промышленных растворов; 4) сохранение работоспособности в течение всего срока эксплуатации скважины; 5) должна обеспечиваться необходимая площадь

фильтрующей поверхности для пропуска требуемого количества раствора при допустимых входных скоростях и сопротивлениях; б) возможность обеспечения быстрой замены или ремонта; 7) небольшая стоимость фильтров и невысокая трудоемкость их изготовления.

Наблюдения за работой откачных скважин, оборудованных щелевыми и дисковыми фильтрами, показали, что в большинстве случаев в нижней части фильтров имеет место снижение входных скоростей. В результате вынос частиц породы из нижней части фильтра затруднен и он оказывается запескованным. Кроме того, неравномерная удельная производительность фильтров по длине искажает процесс равномерной отработки пласта, особенно в тех случаях, когда мощность продуктивного горизонта превышает 10 м, а производительность скважин не превышает 2–5 м³/ч.

В процессе эксплуатации скважин, как правило, происходит снижение их производительности. Одной из основных причин уменьшения дебита скважин является кольматация фильтров и прифильтровых зон продуктивного пласта, которая вызывает увеличение гидравлических сопротивлений и снижение притока воды в скважине.

Для очистки фильтров от кальматантов используется большое количество способов и устройств [1]. Наиболее эффективным являются способы, которые включают в свою основу ударные нагрузки. Основным из этих способов является взрывной с использованием торпед с детонирующим шнуром (ТДШ).

Торпеды из детонирующего шнура используются для разглинизации скважин на воду, в которых водоносные горизонты представлены слабоустойчивыми породами и использованы трубчатые фильтры.

При взрыве в скважине небольшого заряда ударная волна распространяется со скоростью, близкой к скорости звука, вызывая при этом перемещение жидкости в направлении своего движения. Давление на фронте волны быстро падает по мере удаления от места взрыва (рис. 1). Встречаясь с преградой (фильтром), ударная волна частично отражается, а частично уходит в затрубное пространство. Давление на фронте волны на границе с преградой при взрыве торпеды из детонирующего шнура в скважине достигает десятков мегапаскалей, а время действия – тысячные доли секунды. Благодаря кратковременности действия, давление не разрушает преграды из материалов с высокими пластичными свойствами (стальные трубы и каркасы фильтров, фильтрующие покрытия из латунной и стальной сетки). Но резкий, сильный удар, наносимый ударной волной, разрушает хрупкие, имеющие относительно малую прочность, осадки на фильтре.

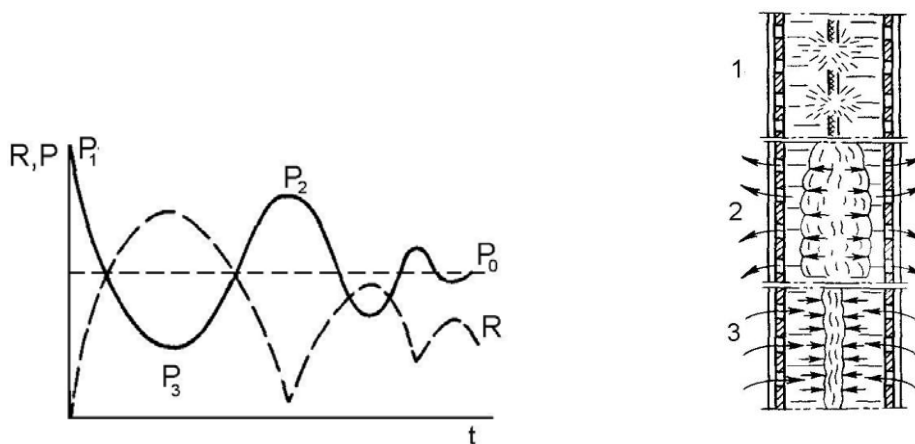


Рис.1. Действие взрыва при очистке фильтра.

а– схема пульсации газового пузыря при взрыве; *б*– схема действия взрыва при очистке фильтра. *P*– давление в газовом пузыре; *R* – радиус газового пузыря; *t* – время; 1 – детонирующий шнур в момент взрыва; 2 – расширение газового пузыря; 3 – сжатие газового пузыря.

Вторая фаза действия взрыва заключается в расшатывании разрушенного осадка при пульсации образовавшихся продуктов взрыва. Высокое в момент взрыва давление при расширении газового пузыря резко падает сначала до гидростатического, а затем по инерции до P_2 , меньшего P_0 . При этом на участке $P_1 - P_2$ расширяющиеся газы отжимают жидкость из скважины в пласт. Затем на газовый пузырь начинает действовать гидростатическое давление, сжимая его сначала до P_0 , а затем по инерции до P_3 , большего, чем P_0 . На участке $P_2 - P_3$ сжимающая газовый пузырь жидкость будет стремиться из пласта в скважину (рис. 1б). Пульсация с затухающими амплитудами повторяется несколько раз, способствуя удалению осадка из отверстий фильтра.

Но этот метод имеет ряд недостатков - его нельзя применять в добычных скважинах ПВ для очистки фильтров из полиэтиленовых труб в виде перфорированного каркаса и фильтрующих сеток из пластмасс из-за малой прочности сетки из-за их возможного разрушения мощной ударной волной.

Для этой цели более эффективен электрогидравлический способ (ЭГС) обработки скважин, основанный на импульсном выделении электрической энергии при пробое искрового промежутка в воде. Для реализации этого метода используют генераторы импульсов тока с накопителем электрической энергии в виде конденсаторной батареи (рис.2). При создании электрического разряда внутри фильтровой трубы ударная волна, распростра-

няясь в радиальном направлении, производит разрушение и диспергирование осадков, кольматирующих внутреннюю и наружную поверхность фильтра и прифильтровую область, а последующее интенсивное движение воды при расширении и захлопывании парогазового пузыря вызывает отделение разрушенных осадков от по-

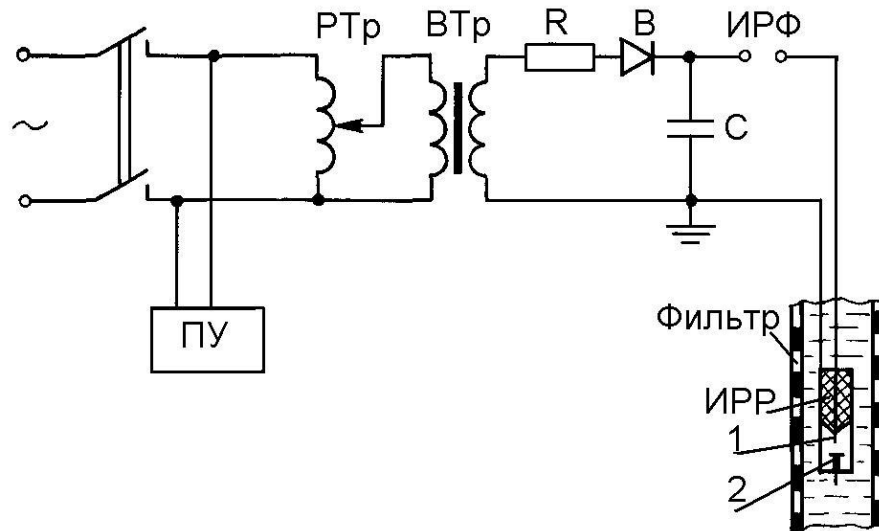


Рис. 2. Электрическая схема электровзрывной установки для очистки фильтров
 ПУ – пульт управления, РТр – автотрансформатор, ВТр – высоковольтный трансформатор,
 R – зарядное сопротивление, В – выпрямитель С – конденсатор, ИРФ – формирующий искровой
 разрядник, ИРР – искровой рабочий разрядник; 1 – высоковольтный электрод, 2 – заземленный
 электрод

верхности фильтра и вынос их в затрубное пространство и в ствол скважины. По сравнению со взрывом твердых ВВ энергетические возможности электрического разряда значительно ниже, так как они ограничены допустимым напряжением зарядки и емкостью конденсаторных батарей установок.

Кроме того, электровзрывной способ очистки фильтров скважины имеет существенные преимущества по сравнению со способом восстановления проницаемости фильтров взрывом ВВ (ТДШ) в возможности многократного воспроизведения электрических разрядов и регулирования гидродинамических параметров энергии разряда (взрыва) путем изменения емкости и напряжения конденсаторов.

Однако данный способ не применим в добычных скважинах, так как рабочий орган находится в проводящем продуктивном растворе и происходит растекание токов без формирования канала разряда.

Способ очистки фильтров с использованием взрыва проволоочки также основан на импульсном выделении электрической энергии в канале искрового разряда (взрывающейся проволочке). Но имеет преимущества перед (ЭГ) в том, что может использоваться в растворах с различными примесями, так как ток проходит не через рабочую среду, а по проволочке, вызывая её взрыв. Для увеличения работоспособности предложено использовать специальный автомат с многократной подачей взрывающихся проволочек в разрядный промежуток, что обеспечивает соответствующее количество взрывов и позволит значительно быстрее и мягче очищать фильтры, не вызывая при этом их повреждения.

Литература

1. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области буровых скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176 с.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ КАВИТАЦИЯ И ЕЁ ПРИМЕНЕНИЕ В БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

С.В. Шац

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Кавитация – процесс образования в потоке жидкости кавитационных пузырьков (полостей), заполненных газом, паром или их смесью, обусловленный понижением давления в жидкости до давления упругости насыщенных паров. Кавитация начинается с возникновения очень маленьких каверн в точках обтекаемого тела с минимальным давлением или в их окрестности. Каждый кавитационный пузырек, формируясь из ядра, растет до конечных размеров, после чего схлопывается. Весь процесс, включающий фазу образования и коллапса пузырька,

происходит в течение нескольких миллисекунд. Пузырьки появляются друг за другом настолько быстро, что кажутся одной каверной [6].

При схлопывании кавитационного пузырька внутри него возникают высокие давления и температуры. Так экспериментально было установлено, что в материале на границе схлопывающегося пузырька температура повышается на 500...800 °С [5]. Схлопывание пузырьков, происходящее в милли- и даже микросекунды, генерирует ударные волны, которые создают перепады давления в окружающую жидкость до 400 МПа.

Кавитацию в жидких средах можно получить, по крайней мере, тремя способами [5]:

1. за счет обтекания жидкостью преграды (гидродинамическая кавитация);
2. за счет колебаний тела в жидкости (вибрационная кавитация);
3. за счет электрозарядов в жидкости (электрокавитация).

Одним из наиболее перспективных способов повышения эффективности разрушения горных пород при бурении и эксплуатации скважин является применение явления кавитационной эрозии, которая заключается в интенсивном износе твёрдой поверхности вследствие ударной нагрузки при захлопывании газопаровых пузырьков [7]. Устройствами, позволяющими искусственно создавать и управлять процессом кавитационной эрозии, являются гидрокавитационные устройства или кавитаторы. При этом наибольшее практическое применение нашло гидродинамическая кавитация.

Большинство учёных разделяют гидродинамическую кавитацию по основным физическим особенностям на перемещающуюся, присоединенную, вихревую и вибрационную [9].

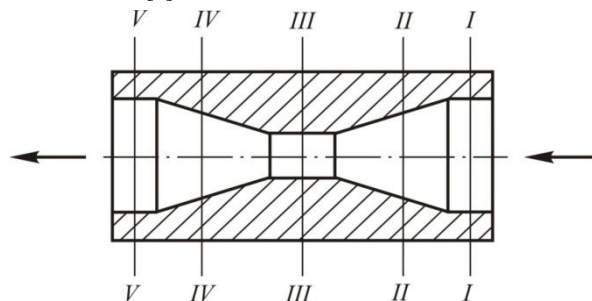
Под перемещающейся кавитацией подразумевают образование в жидкости каверн или пузырьков, движущихся вместе с ней и проходящих процесс роста и схлопывания. Такие пузырьки могут возникать как в местах пониженного давления, так и в зонах, где преобладает турбулентный вид течения. Каверны увеличиваются в зоне пониженного давления и захлопываются при вхождении в зону повышенного давления.

Присоединенная кавитация представляет собой явление отрыва потока жидкости от стенок обтекаемого тела, образующего при этом одну большую каверну, находящуюся в пульсирующем состоянии, которая может оканчиваться как на теле обтекания, так и за его пределами. В том случае, если каверна оканчивается далеко за пределами обтекаемого тела, ее называют суперкаверной, а кавитацию суперкавитацией. Размеры каверны можно увеличивать искусственно – посредством подачи в каверну газа. Каверна может быть как прозрачной, так и непрозрачной, за счет перемещения по ее периферии микропузырьков, заполненных газопаровой смесью.

Вихревая кавитация может наблюдаться в зонах отрыва потока жидкости от тупых тел, возникать на границе затопленных струй и иногда является предпосылкой начала присоединенной кавитации. Вибрационная кавитация чаще всего встречается в неподвижной жидкости при перемещении искусственного или естественного вибратора по нормали к телу, на границе которого происходит кавитация [9].

Наиболее простым способом получения и исследования гидродинамической кавитации является использование для данной цели трубки Вентури (рис.) [2].

Рис. Трубка Вентури: I – сечение на входе в трубку; II – сечение диффузора трубки; III – критическое сечение трубки, где образуется кавитационная каверна; IV – сечение конфузора трубки, где заканчивается кавитационная каверна – захлопывание; V – сечение на выходе трубки



Возможность возникновения гидродинамической кавитации характеризуется основным параметром кавитации K – отношением давления на выходе P_5 в трубку к давлению на входе P_1

$$K = P_5/P_1. \quad (1)$$

При этом явление кавитации возможно при $K = 0,1 - 0,8$.

Практическое использование эффекта кавитации в глубоких скважинах чрезвычайно затруднительно из-за влияния внешнего гидростатического давления, возрастающего с глубиной. Оно препятствует попыткам создания зоны разрежения и образования кавитационных каверн, но даже если это удастся, то зона кавитации остается привязанной к телу кавитатора и, стало быть, не может выполнять полезной работы, которая выражается, например, в разрушении породы на забое или генерации ударных волн, поступающих в пласт. Исходя из этого, практическое применение гидродинамических кавитаторов при бурении и эксплуатации скважин ограничено их глубиной.

Гидродинамические кавитаторы позволяют управлять процессом кавитационной эрозии. Это даёт возможность направить данный процесс на принудительное совместное с породоразрушающим инструментом разрушение забоя скважины. При этом поток кавитационных пузырьков создаёт на поверхности твёрдого тела (горной породы) импульсы механического напряжения, которые приводят к усталостному разрушению породы [7].

Гидродинамические кавитаторы открывают также возможность для реализации нестационарного режима промывки забоя скважины при бурении. Их установка в виде наддольного переводника в роторной компоновке позволяет увеличить скорость проходки (минимум на 40 %) и проходку за рейс (на 30 %) при прочих равных условиях, не считая других положительных эффектов. Кавитация в данном случае работает не сама по себе на раз-

рушение породы, а создает локальную зону разгрузки забоя от угнетающего гидростатического давления и улучшает очистку забоя и долота [6].

Одно из направлений использования явления кавитации – декольматаж водозаборных скважин, которое основано на создании внутри фильтра и в прифильтровой зоне мгновенных перепадов давления, что приводит к ударным нагрузкам разной интенсивности и появлению фильтрационных потоков переменного направления со значительными градиентами. Совокупное воздействие упругих волн и фильтрационных потоков, направленных в разные стороны, оказывает разрушающее действие на кольматант, цементирующий фильтр и призабойную зону скважин [9].

Для интенсификации добычи нефти необходимо восстановление проницаемости призабойной зоны пласта, требуется ее периодическая очистка, которую можно и нужно производить с помощью гидродинамических кавитаторов. Они создают кавитационную полость на забое скважины, из-за чего кольматанты извлекаются из пласта (в условиях нормальной репрессии давления) и потоком бурового раствора выносятся из скважины на поверхность.

Кавитационный гидроразрыв, в отличие от обычного гидроразрыва, дает определенное новое качество. Если при обычном гидроразрыве происходит в основном раскрытие техногенных трещин и магистральных трещин тектонического заложения, то воздействие ударных волн порождает многочисленные разрывы матрицы породы и таким образом создает в призабойной зоне пласта сеть микро- и макротрещин [5].

В настоящее время проявляется большой интерес к скважинной гидродобыче (СГД) твердых полезных ископаемых. Данный метод добычи основан на разрушении горных пород в призабойной зоне скважины с помощью гидравлической энергии жидкости с последующим подъёмом образующейся пульпы на поверхность.

Из-за большой сложности современной техники и технологии, используемой для реализации СГД, производительность работ остаётся достаточно низкой. Повышение технико-экономических показателей СГД полезных ископаемых может быть достигнуто путём интенсификации процесса разрушения горных пород за счёт гидродинамической кавитации. Данное направление работ является малоизученным и актуальным. На кафедре «Бурение скважин» Томского политехнического университета ведутся научно-исследовательские работы по этому направлению. При этом изготовлены серия гидрокавитационных устройств и экспериментальный стенд для проведения их испытаний. Данные технические средства защищены патентами Российской Федерации.

Литература

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. – 91с.
8. Пирсол И. Кавитация. – М.: «Мир», 1975. – 95 с
9. Сердюк Н.И. Кавитационные способы декольматажа фильтровой области скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176с.

Секция 11

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА (ПО МАТЕРИАЛАМ ВЫСТАВКИ-КОНГРЕССА «НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ»)

В.Г. Крец, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С 13 по 15 мая 2009 г. в Томском международном деловом центре «Технопарк» прошла специализированная выставка-конгресс «Нефть. Газ. Геология». Учредитель: Администрация Томской области.

Цели выставки:

- демонстрация оборудования, технологий и продукции предприятий и организаций для нефтегазового комплекса;
- демонстрация научными учреждениями и предприятиями новых разработок и технологий в интересах нефтегазового комплекса;
- совершенствование системы маркетинга и материально-технического обеспечения нефтегазового комплекса.

Отмечалось, что в нынешнем году число участников выставки сократилось примерно вдвое, однако помимо постоянных клиентов ярмарки здесь появились и новые организации.

Разработки представлены образцами готовой продукции, действующими макетами, проспектами, каталогом продукции, видеоматериалами и др. и сосредоточены в следующих разделах:

- нефтегазопромысловая геология и геофизика; поисковое и разведочное бурение;
- технологии и оборудование для добычи, транспортировки, хранения нефти, газа и продуктов их переработки;
- спецавтотранспорт, передвижные лаборатории и аварийные машины для обслуживания нефтегазопроводов;
- трубопроводный транспорт, строительство, обустройство, реконструкция и эксплуатация нефтегазопроводов;
- оборудование, технологии, материалы и инструменты для всех видов сварки, резки металлов и пластмасс
- системы управления, приборы и средства автоматизации, информационные технологии;
- энерго- и ресурсосберегающие технологии, энергобезопасность;
- строительство объектов для нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности;
- технологии, оборудование и приборы для переработки нефти и газа;
- химические материалы и процессы;
- продукция нефтегазохимии, пластмассы;
- подготовка и переподготовка кадров для нефтегазовой и нефтехимической отраслей;
- спецодежда и средства защиты.
- средства контроля и защиты, техногенная безопасность;
- экология, природоохранные технологии и оборудование, рекультивация территорий.

Участники демонстрировали свою продукцию, представляли свои технологии для добычи транспорта и хранения нефти, а также рассказывали о строительстве, обустройстве, реконструкции и эксплуатации трубопроводов.

Одним из крупнейших участников выставки была ведущая компания региона - акционерное общество «Томскнефть» ВНК. В этом году в технопарк приехало около двадцати представителей предприятия. Нефтяники говорят, что в этот раз ожидания от выставки у них большие. Цена на основной продукт нефтедобывающих предприятий - нефть - не такая высокая, как раньше, поэтому они вынуждены думать о том, как можно сократить издержки производства. Как считает руководство компании «Томскнефть» ВНК, самый лучший способ снизить затраты - это внедрять в производство новые технологии.

- Мы ищем энергосберегающие технологии, потому что энергетика сегодня дорогая. Второе - мы ищем информацию: что могут дать для скважин новые изоляционные материалы, как увеличить степень извлечения запасов, какая техника и технологии позволят оптимизировать процесс, - пояснил генеральный директор ОАО «Томскнефть» ВНК Владимир Пальцев. Также он подчеркнул, что у компании нет никаких преференций по поводу тех или иных поставщиков. Поэтому любое заинтересовавшее делегатов предложение будет в дальнейшем изучено научно-исследовательским и проектным институтом «ТомскНИПИнефть» и, «если окажется интересным, будет отражено в проектах компании» (Томский вестник, 19 мая 2009 г.).

Приведем некоторые научно-технические разработки.

Научно-производственная фирма «Пакер» (Башкортостан) разработала и представила широкий спектр пакерно-якорного оборудования для ГРП, ППД, эксплуатации скважин и проведения различных технологических операций. Продукция конкурентно-способная, высокого качества и имеет сравнительно невысокие цены.

ООО ПКФ «Спецмаш» - официальный представитель ООО «Регион Торг» в РФ государственного предприятия министерства обороны Украины «Харьковского автомобильного ордена Красной Звезды ремонтного

завода» реализует транспортные гусеничные машины серии ТГМ для обслуживания и ремонта газонефтепроводов ТГМ ГНП с полным оснащением ремонтных бригад.

НЭКБ «Базальт» представила оригинальную разработку – установку воздушно-плазменной резки труб УРТ-1400, в которой принимал участие магистрант ИГНД ТПУ Кокорин Артем (признанный лучшим выпускником России и лучшим студентом Мира 2009 г.).

Томск НИПИ нефть – лидер в области комплексного проектирования для предприятий нефтегазовой отрасли представил широкий спектр решаемых задач по оказанию научно-исследовательских и проектных услуг на современном технологическом уровне, обеспечивающие безопасную и эффективную работу нефтегазовой отрасли.

Компания SiMЛCO (г. Томск) представила ряд узлов и приспособлений для бурения – перемешиватели бурового раствора, узлы пневмопривода буровой установки, мотор-редукторы и др.

Группа компаний «Аккурат» (г. Томск, г. Новосибирск и др.) представляет оборудование для обогрева трубопроводов, нефтепроводов, газопроводов, резервуаров, технологического оборудования и др.

Широкий спектр разработок для нефтяников представлен Институтом химии нефти СО РАН. 57 наименований оборудования для обустройства нефтяных и газовых месторождений приведено в каталоге ОАО «Нефтемаш» (г. Тюмень), где приведено много новых разработок, одна из них – насосная станция блочная мультифазная БМНС, позволяющая перекачивать водогазоперекачивающую смесь с содержанием газа до 90 %. Производственная группа «Насосы» фирмы NETZSCH предлагает современные решения по насосному оборудованию и системам для нефтегазодобывающей промышленности (производство в Германии, Бразилии, Китае). Одно из решений установки электроприводного насоса (УЭВН) для добычи нефти (с приводом на поверхности) обеспечивают производительность от 1 до 500 м³/сут., давление до 240 бар, глубина спуска до 2200 м.

В целом следует отметить, что имеется определенный прогресс в разработке новых технологий и средств для нефтегазового комплекса.

ТЕХНОЛОГИИ ЗАЩИТЫ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ С ПОКРЫТИЕМ ОТ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.А. Вострилова, А.С. Пашкова

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

За последние 15 лет в нефтегазодобывающей промышленности произошел резкий рост производства труб с внутренним покрытием и труб из коррозионностойких материалов. И поэтому на первое место выходит их соединение, которое должно обеспечить прочность наравне с материалом труб, герметичность при избыточном давлении и коррозионную стойкость, одинаковую с трубами, изготовленными в антикоррозионном исполнении.

Проблему защиты соединений труб с внутренним покрытием от коррозии можно решать разными методами. Все эти методы защиты соединений труб с внутренним покрытием от коррозии имеют определенные преимущества и недостатки. Рассмотрим некоторые из них и проведем сравнительный анализ.

Нанесение покрытия на внутреннюю поверхность соединений труб после их соединения сваркой. Практически невозможно получить 100%-ную защиту стыка от внутренней коррозии, так как очень много факторов отрицательно влияют на качество покрытия, начиная от подготовки внутренней поверхности околошовной зоны сварного соединения и заканчивая погодными условиями и т.д. [1]

Плакирование внутренней поверхности концов труб втулками из коррозионностойкой стали и соединение труб сваркой по технологии сварки двухслойных сталей. Преимуществом данной технологии является то, что обеспечивается 100 %-ная защита стыка от внутренней коррозии и можно соединять трубы при этом электродуговой сваркой. Главным недостатком является то, что трубы надо соединять по технологии соединения двухслойных сталей, используя при этом разные марки электродов.

Установка на внутренней поверхности концов труб жертвенного материала (протектора) Данный способ защиты сварных соединений труб с покрытием от коррозии привлек большое внимание нефтегазодобытчиков своей простотой, так как протекторный материал наносится или устанавливается в цеховых условиях в процессе защиты внутренней поверхности труб от коррозии, а в полевых условиях трубы соединяют традиционной ручной электродуговой сваркой. Этот вид соединения имеет следующие недостатки:

Высокую стоимость наконечника из-за большого объема механической обработки, так как более 50% металла уходит в стружку.

Низкая надежность протекторной защиты, так как втулка быстро разрушается из-за щелевой и контактной коррозии, то есть он не выполняет своей функции по долговременной защите соединения от коррозии. Кроме того, сам материал очень дорог.

Конструктивно неправильно выполнено соединение. Втулка, служащая анодом, должна иметь поверхность контакта с транспортируемой средой намного большую, чем поверхность наконечника, служащая катодом. Фактически все сделано наоборот.

Места контакта анода с катодом с транспортируемой средой должны быть заизолированы диэлектрическим материалом, то есть должна быть обеспечена защита от контактной коррозии.

Увеличение объема сварочных работ в 2-3 раза в процессе монтажа трубопроводов из-за увеличения толщины стенки по концам труб на величину толщины стенки наконечника [2].

Объем продуктов коррозионного разрушения алюминиевого сплава превышает исходный объем более 30%, что приводит к разрушению наконечника на трубах большого диаметра, а на малых диаметрах вытесняет из-под наконечника полиэтиленовую оболочку.

Уменьшается сечение трубопровода по соединениям от 6 % до 22 % в зависимости от диаметра труб.

Установка внутри концов труб втулок, герметично перекрывающих сварное соединение труб от полости трубопровода до или после их соединения сваркой. Данная технология также привлекает тем, что трубы можно соединять встык электродуговой сваркой [3]. Но главным недостатком является то, что надо обеспечить герметичное перекрытие сварного соединения труб и околошовной зоны от полости трубопровода на все время его эксплуатации.

Наплавление на внутреннюю поверхность концов труб самофлюсующегося коррозионностойкого металла и соединение труб сваркой. Данная технология также направлена на то, чтобы получить коррозионностойкий сварной шов и защитить околошовную зону от коррозии в районе разрушения материала покрытия от тепла сварки, распространяемого по металлу труб. В этой технологии имеются в наличии те же недостатки, что и при плакировании внутренней поверхности концов труб втулками из коррозионностойкой стали, но еще добавляется пористость и хрупкость покрытия, а также разнотолщинность, которые ускоряют коррозионное разрушение металла труб в сварном шве и околошовной зоне.

Установка патрубков из коррозионностойкой стали на концах труб сваркой по технологии соединения разнородных металлов. Данная технология очень трудоемка и дорога в связи с тем, что идет большой расход коррозионностойкой стали на изготовление патрубков и из-за использования электродов для присоединения патрубков из коррозионностойкой стали к металлу труб и между собой.

Соединение труб без теплового воздействия на материалы труб и покрытия.[2] При использовании данной технологии можно обеспечить коррозионную стойкость соединения труб, одинаковую с трубами, изготовленными в антикоррозионном исполнении. Данную технологию можно разделить на два вида:

Разъемные соединения: фланцевые, муфтовые, раструбные.

Неразъемные соединения: муфтовые, раструбные.

Так как нефтегазопромысловые трубопроводы прокладываются под землей, то и стоит рассматривать только неразъемные соединения.

Данная технология неразъемного муфтового соединения труб с внутренней термопластичной оболочкой обеспечивает полную защиту стыка от внутренней коррозии. С использованием данной технологии и оборудования в нефтегазодобывающей промышленности смонтировано более 1100 километров нефтегазопромысловых трубопроводов для систем нефтесбора и поддержания пластового давления.[1] Для строительства трубопроводов применялись трубы, футерованные полиэтиленом диаметром от 76 мм до 168 мм и с толщиной стенки от 4 мм до 14 мм, и трубы с полиуретановым покрытием диаметром 89 мм и 159 мм. Технология неразъемного муфтового соединения труб очень высокопроизводительна, и качество соединения не зависит от погодных условий (снег, дождь, грязь и так далее), а также не требуются для монтажа трубопроводов рабочие высокой квалификации. Трудности с монтажом трубопроводов появляются:

при соединении тройников, отводов;

при работе в траншее, когда нужно соединять захлесты;

при монтаже трубопроводов малой протяженности, где переезды занимают очень большое время;

при отсутствии траншей, так как иногда появляются пересечения и приходится уже смонтированный трубопровод резать на участки для их протаскивания под пересечениями.

Для ремонта трубопроводов и для преодоления вышеуказанных трудностей разработана и изготовлена установка с разъемным фильтром, позволяющим повторно обжимать муфту или соединять трубы с тройниками, отводами и тому подобное.

При помощи неразъемного муфтового соединения можно соединять:

трубы повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости;

трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом;

трубы, футерованные полиэтиленом;

трубы с внутренним покрытием;

армированные пластмассовые трубы;

пластмассовые трубы;

трубы из коррозионностойкой стали, когда надо исключить межкристаллитную коррозию в соединениях труб.

Сравнивая различные методы защиты соединений труб с внутренним покрытием от коррозии, можно сделать вывод, что наиболее эффективным из используемых методов, является муфтовое соединение труб с внутренней термопластичной оболочкой. Несмотря на имеющиеся у этого метода недостатки, муфтовая технология сварных соединений труб экономически выгоднее и обеспечивает высокую надежность и долговечность сварных соединений.

Литература

1. Промысловые трубопроводы и оборудование: учеб. пособие для вузов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: Недра, 2004. – 662с.
2. Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов/ В.Л. Березин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990 г.

3. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: учеб. пособие / В.И. Хижняков. – ТПУ, 2005.

ВОЗМОЖНОСТИ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМОВ

Т.А. Доржинов

Научный руководитель доцент Г.А. Булычев

**Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Волгоград, Россия**

Переход к рыночной экономике не вызвал роста переработки отходов. Обострилась необходимость сочетания гибкости рыночной экономики, способной на быструю сырьевую переориентацию, с дальновидной государственной поддержкой, стимулирующей использование отходов и уменьшение их негативного воздействия на окружающую среду. Одной из первоочередных задач, направленной на сокращение негативного воздействия отходов на окружающую среду и улучшение ресурсообеспечения экономики, является переработка и обезвреживание ряда видов твердых отходов, а также отходов, улавливаемых средозащитными сооружениями в процессе очистки сбросов в водные объекты и выбросов в атмосферу. Практически все эти отходы являются токсичными, их ресурсная ценность подтверждена технико-экономическими исследованиями и практическими результатами, полученными на основе их опытной переработки.

Основные направления деятельности по обеспечению экологически безопасного устойчивого развития: экологически обоснованное размещение производительных сил; экологически безопасное развитие промышленности, энергетики, транспорта и коммунального хозяйства; экологически безопасное развитие сельского хозяйства; неистощительное использование возобновимых природных ресурсов; рациональное использование невозобновимых природных ресурсов; расширенное использование вторичных ресурсов, утилизация, обезвреживание и захоронение отходов; совершенствование управления в области охраны окружающей среды, природопользования, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

В частности, существует проблема утилизации нефтешламов, образующихся при строительстве нефтяных и газовых скважин, при промышленной эксплуатации месторождений, очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты, а также при чистке резервуаров и другого оборудования. Нефтяные шламы по составу чрезвычайно разнообразны и представляют собой сложные системы, состоящие из нефтепродуктов, воды и минеральной части (песок, глина, ил и т.д.), соотношение которых колеблется в очень широких пределах. Состав шламов может существенно различаться, т.к. зависит от типа и глубины перерабатываемого сырья, схем переработки, оборудования, типа коагулянта и др. В основном, шламы представляют собой тяжелые нефтяные остатки, содержащие в среднем (по массе) 10 – 56 % нефтепродуктов, 30 – 85 % воды, 1,3 – 46 % твердых примесей.

По условиям добычи, подготовки и переработки нефть при хранении её в открытых и закрытых емкостях вызывает образование осадков во времени. Ужесточение требований к охране природы (сокращение территорий под поля хранения пожароопасных веществ и предотвращение загрязнений атмосферы угнетающих испарениями), необходимость повышения коэффициента оборачиваемости хранилищ, рост дефицита и стоимости углеводородного сырья повышают целесообразность оперативной утилизации нефтеосадков. Это требуется и для устранения проблемы в целом, которая может использоваться как фактор, сдерживающий разработку нефтяных месторождений.

Решение проблемы нефтеосадков можно разделить на 2 самостоятельные задачи: переработка устойчивых эмульсий резервуарного хранения и переработка тяжелых остатков амбарного сбора. Это можно выполнить индивидуально, но технико - экономически и экологически более оправдано делать комплексно. Переработка нефтешламов из открытых хранилищ самая трудоемкая и дорогостоящая операция. Однако, она сейчас доступна за счет использования за счет использования зарубежных установок. При этом, конечно, требуются большие единовременные затраты, на закупку системы «СЕПС – IV» необходимо не менее 1,5 млн долларов США.

В тоже время сокращение текущих объемов нефтеосадков или предотвращения их накопления можно получить за счет использования отечественных разработок, когда требуются меньше затрат (не более 0,15 млн долларов США) и времени до 1 года на проектирование, монтаж и освоение опытно промышленной установки (ОПУ). Поэтому, здесь рассматриваем смешанный метод оперативного решения указанной проблемы. На рис. 1 показана принципиальная схема и компоновка ОПУ в блочном исполнении. Здесь подача подтоварных осадков нефти ПОН осуществляется по линии 1 через теплообменники 2, 3, 4, 5 в сепаратор-испаритель 6, который подогревается за счет змеевика 7. Через змеевик 7 подается пар или горячий антифриз от котельной или подогревателя 8 соответственно. Из испарителя 6 водяные и углеводородные пары отсасываются по линии 9 струйным вакуум - холодильником 10 (СВХ), в котором рабочим агентом является вода из резервуара 11, подаваемая насосом 12 под высоким давлением. Из холодильника 10 смесь воды поступает в резервуар-отстойник 11 на разделение по плотности разделяющих фаз.

Для переработки стойких ПОН, исходное сырье (возможно с добавками, ускоряющими процесс) поступает с подогревом по линии 1 через теплообменники 2,3,4,5 (число и конструкция которых определяется рабочим проектом ОПУ). Далее ПОН идет в горячий вакуум- сепаратор 6, где температура 70-90 °С при вакууме 0,5-0,7 атм. Регулирование вакуума и интенсивности отсоса паров обеспечивается расчетным СВХ и эффективностью работы водяного насоса 12. Сброс нефти по линии 13 и жидкого шлама по линии 14 может осуществляться постоянно за счет насосов целевого назначения или периодически, с созданием в сепараторе 6 избыточного давления, при отключении СВХ. Расчет теплогенератора 8 (стационарной котельной или передвижного подогревате-

ля) ведется в экономичном режиме, т.е. с циркуляцией теплоносителя, без его расходования и с жесткой экономией пресной воды).

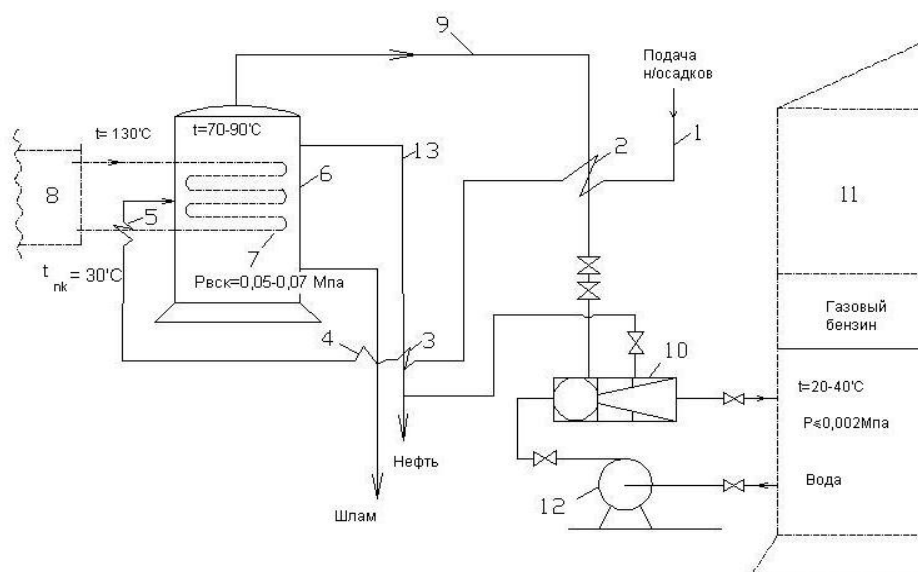


Рис. 1. Принципиально-технологическая схема обвязки блочной передвижной установки для переработки нефтеосадков



Рис. 2. Схема компоновки блоков

Вариант возможной компоновки блоков передвижной ОПУ показан на рис 2., когда при наличии стационарной котельной промышленного назначения, необходимо только 2 блока: 1-блок выпарного аппарата с СВХ и 2-блок насосов и теплообменников. По материалам испытаний Жирновской установки высокотемпературное выпаривание может дать выход составляющих подтоварной эмульсии: газовый конденсат (бензин) до 10 %; темные нефтепродукты (нефть) до 42 %; вода до 90 % её объема в эмульсии; шлам (мехчастицы с остаточной водой, солями, смолами и т.п.).

Из приведенного следует: при использовании предлагаемой технологии объемы шламов для вывоза на полигоны открытого хранения могут уменьшаться примерно в 10 раз, экологическая и пожарная опасность их существенно ниже; в некоторых случаях для полного отмыва шламов в качестве растворителя может использоваться газовый конденсат с последующим применением мехостатков в строительстве. Отличительными признаками здесь могут быть: максимальное использование имеющихся техники и технологий промышленного обустройства; вакуумные выпаривание нефтеотходов (при низких температурах и давлениях) технически наиболее безопасно; совмещение струйного вакуумирования и затопленного конденсирования в одном аппарате упрощает систему в целом, а, следовательно, наиболее экономично и экологически надежно.

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА УЧАСТКАХ ПОВЫШЕННОЙ ОБВОДНЕННОСТИ****С.В. Дрягин**

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема повышения надежности и безопасности трубопроводного транспорта является одной из наиболее актуальных задач в нефтегазовой промышленности. Особую трудность представляет обеспечение надежности (прочности) подземных трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях, таких как заболоченные и подтопленные территории.

Целью работы является создание методики, регламентирующей выполнения комплекса мероприятий, направленных на обеспечение прочности линейной части МГ, пересекающих заболоченные территории.

Методика должна состоять из 3-х основных разделов и решать следующие задачи:

анализ условий прохождения трассы газопровода;

расчет напряженно-деформированного состояния и оценка прочности газопровода при помощи программных продуктов, с учетом изменения температуры окружающей среды и физико-механических характеристик грунта;

разработка рекомендаций по разгрузке газопроводов от чрезмерных напряжений.

Для анализа условий прохождения трассы используется проектная и исполнительная документация газопровода, с помощью которой составляется следующий комплект данных:

абсолютные отметки;

инженерно-геологические характеристики трассы, в т.ч. типы грунтов с указанием их несущей способности;

глубина заложения трубы и высота засыпки грунта;

радиусы естественного изгиба оси трубы;

радиусы и углы поворота гнутых и сварных отводов;

характеристика труб с указанием диаметра и толщины стенки;

категории участков трубопровода.

Анализируя проходимость газопроводов по заболоченным территориям, следует отметить наличие как стандартных нагрузок (вес трубопровода, вес грунта на трубопровод, реакция грунта на деформацию трубопровода, внутреннее рабочее давление и перепад температуры эксплуатации и замыкания трубопровода при строительстве) так и нестандартных, обусловленных изменением физико-механических характеристик грунта, положение продольной оси трубопровода.

С учетом этого расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода, работающего в нестандартных условиях должен учитывать:

неоднородность грунтовых условий по длине трубопровода и их возможное изменение;

реальный продольный профиль трубопровода, составленного из прямолинейных труб и кривых выпуклых и вогнутых вставок;

возможность изменения и перераспределения нагрузки на трубопровод в зависимости от деформации самого трубопровода и грунта;

воздействие давления перекачиваемой среды и температурные напряжения.

При прогибах трубопровода, соизмеримых с радиусом трубы, действующие на трубопровод нагрузки перераспределяются в зависимости от его деформации, которая сама является неизвестной. Это делает задачу неразрешимой в линейной постановке. Линейная постановка задачи также не позволяет исследовать НДС трубопровода, составленного из прямолинейных труб и кривых вставок, поскольку напряжения от продольных усилий будут не постоянными для отдельных участков трубопровода, эксплуатируемого в нестандартных условиях.

Поэтому для практических расчетов требуется рассмотреть напряженно-деформированное состояние трубопровода в нелинейной постановке.

При построении нелинейной теории деформации стержня, которая принимается за математическую модель трубопровода при больших прогибах, соизмеримых с радиусом трубы, продольная осевая линия стержня жестко связывается с криволинейной подвижной лагранжевой системой координат в пространстве, как это принято в разделах механики сплошной среды: в геометрически нелинейной теории упругости, теории тонких упругих оболочек. Такой метод позволяет увязать деформацию осевой линии с движением сопутствующей этой линии лагранжевой системой координат в пространстве.

В решении рассматриваемых задач используется модификация метода конечных элементов. Он отличается от стандартного метода конечных элементов тем, что в нем вводятся понятия узловых и стержневых элементов.

Сущность метода конечных элементов состоит в аппроксимации исследуемого тела некоторой моделью, которая представляет собой совокупность элементов с конечным числом степеней свободы. Эти элементы взаимосвязаны только в узловых точках, куда прикладываются фиктивные силы, эквивалентные поверхностным напряжениям, распределенным по границам элементов.

Введение небольшого числа узловых и стержневых элементов вместо большого числа точек в стандартном методе конечных элементов приводит к существенному снижению порядка разрешающей системы алгебраи-

ческих уравнений при определении перемещений узловых элементов, что делает возможным разрешение сложных задач.

В моей работе для численного моделирования НДС трубопроводов использован программный комплекс ANSYS.

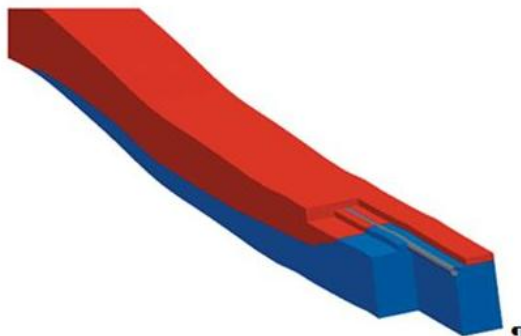


Рис. 1. Модель участка трубопровода с окружающим грунтом (фрагмент)

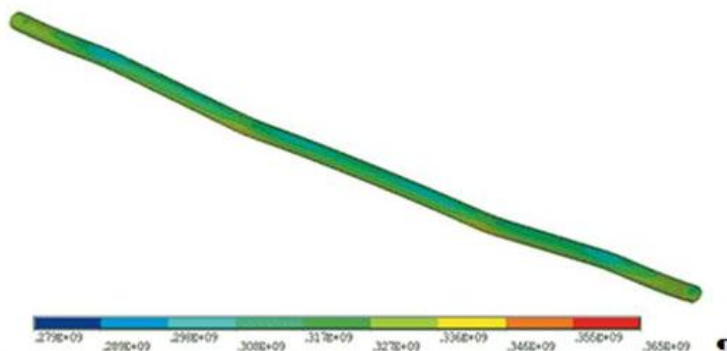


Рис. 2. Распределение эквивалентных напряжений на участке подземного трубопровода

Математической основой, на которой построен вычислительный аппарат этого программного продукта, является метод конечных элементов.

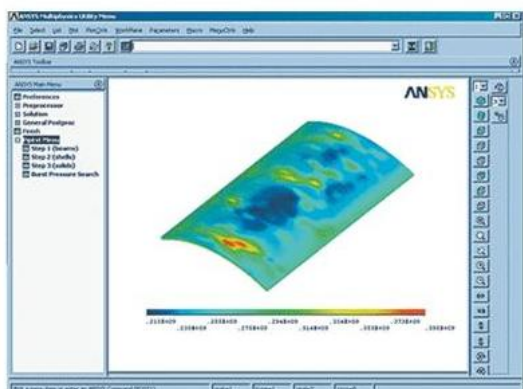


Рис. 3. Пример определения эквивалентных напряжений в зоне коррозионных дефектов стенки ТП при действии разрушающих нагрузок с помощью программного комплекса ANSYS

На данном этапе своей работы я нахожусь на изучении программного комплекса ANSYS, что в дальнейшем используя те или иные модели материала конструкции, позволит определять напряжения и деформации элементов конструкции. А затем, на основе анализа поля напряжения устанавливать наиболее опасное сечение, в зависимости от свойств материала и условий работы конструкции.

Для предотвращения аварий трубопроводов, проложенных в сложно инженерно-геологических условиях, необходимо устанавливать влияние изменения условий и параметров эксплуатации на прочность и устойчивость трубопровода, а также найти потенциально опасные участки. Отказам и авариям трубопроводов, проложенных в этих условиях, наряду с другими факторами способствует их чрезмерный изгиб, который сопровождается неравномерной осадкой и нестабильным положением системы грунт-труба-газ.

Нахождение потенциально опасных участков наряду с техническими средствами, такими, как внутритрубная диагностика, замеры напряжений в стенке трубы, определение положения трубопровода, осуществляется расчетным путем из решения задачи прочности и устойчивости.

Анализ постановок этих задач, содержащихся в исследованиях последних лет, показывает, что они выполнены с принятием упрощающих предположений по конструкции трубопровода (замена в расчетной схеме кривых вставок ломанными), по схеме его нагружения (линейная постановка задачи, в которой пренебрегают влиянием давления на изгиб трубопровода). Отсутствуют теоретические или экспериментальные обоснования принятия этих предположений, не установлены границы применения результатов решения задач.

Предложенная геометрически нелинейная постановка задач о напряженно-деформированном состоянии трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях, позволит отказаться от упрощающих предположений по их конструкции, схеме нагружения, принятых в других работах, описать нелинейный характер воздействия давления, вызывающего изгиб трубопровода.

В заключении хочу отметить, что данная методика способствует повышению надежности функционирования магистральных газопроводов, имеющих участки с повышенным уровнем напряжений.

Литература

1. Бородавкин П.П., Сунарчин А.Х. Строительство магистральных трубопроводов в сложных условиях. – М.: Недра, 1965. – 215 с.
2. Морозов В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. – Л.: Недра, 1987 – 121 с.
3. Чигарев А.В., Кравчук А.С., Смалюк А.Ф. Ansys для инженеров: Справ. пособие. – М.: – Машиностроение-1, 2004 – 512 с.
4. Чичелов В.А., Запиров Р.М. и др. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровод, эксплуатируемых в сложных условиях, в нелинейной постановке – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 80 с.
5. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1967. – 119 с.

РЕМОНТНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

М.П. Жданова

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В условиях нарастающего увеличения числа выработавших установленный проектом ресурс компрессорного оборудования КС, а также дефицита финансовых и материальных ресурсов, весьма актуален вопрос снижения затрат на ремонтно-техническое обслуживание и эксплуатацию при условии обеспечения достаточного уровня безопасности. В связи с вышеизложенным, практически важной является задача перехода на эксплуатацию оборудования по «техническому состоянию», которая позволит оптимизировать техническое обслуживание и ремонт компрессорного оборудования КС на основании анализа затрат на ремонтные работы и на эксплуатацию оборудования и изменения их во времени.

В ОАО «Газпром» для поддержания в технически исправном состоянии и безаварийной эксплуатации обширного парка технологического оборудования повсеместно применяется система планово-предупредительных ремонтов (далее – ППР) Длительность ремонтного цикла и его структуру в системе ППР назначают по наиболее «слабым» экземплярам, таким образом, ремонты производятся вне зависимости от технического состояния узлов и деталей оборудования, дальнейшее использование которых определяется в процессе проведения ремонтов. При этом в ремонт, как правило, выводится значительная часть оборудования в достаточно хорошем техническом состоянии. Более того, отремонтированное таким образом оборудование часто имеет более низкую надежность, что обусловлено появлением ранее отсутствующих дефектов послеремонтной сборки и повторной приработки трущихся поверхностей.

Анализируя график распределения интенсивности отказов газоперекачивающих агрегатов (далее – ГПА) после проведения планового восстановления (ремонта) оборудования, построенный на основании эксплуатационных данных об отказах за 2003-2007 гг., можно оценить недостатки, связанные с преждевременным выводом технологического оборудования в ремонт и эффективность проведенных ремонтов.

Таким образом, переход к стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования по фактическому состоянию, на основе результатов диагностических обследований позволит исключить проведение экономически необоснованных объемов ремонтных работ или предупредительных ремонтов, спланированных с учетом трудовых и материальных ресурсов и направленных на предотвращение развития неисправностей, которые в следующем могут привести к появлению новых нарушений в работе оборудования или увеличению скорости приращения эксплуатационных затрат.

На сегодняшний день диагностирование ГПА в газовой промышленности осуществляется согласно Регламенту диагностического обслуживания газоперекачивающих агрегатов, а также требованиям, установленным

заводом-производителем. Эти документы зачастую не дают возможности при эксплуатации ГПА проводить комплексное обследование для оценки его технического состояния, углубленного диагностического контроля, выявления дефектов узлов и выработки рекомендаций по их устранению при техническом обслуживании (далее – ТО) и ремонте привода и центробежного нагнетателя. Кроме того сроки проведения диагностического обследования ГПА строго не регламентируются, что лишает возможности получения своевременной диагностической информации и квалифицированного определения его технического состояния.

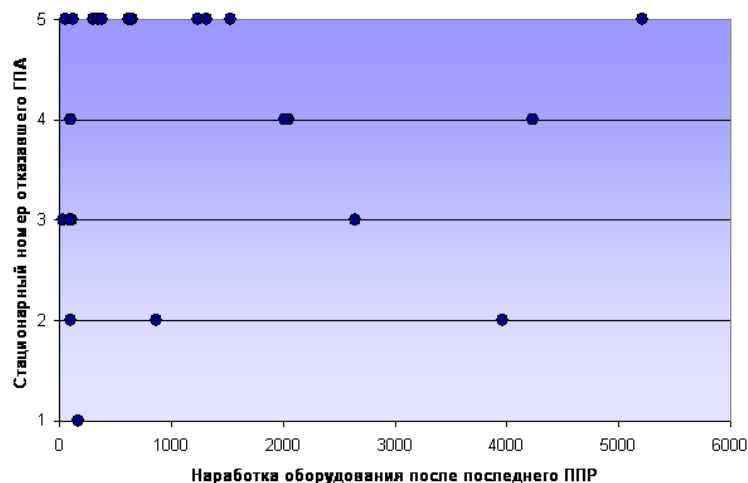


Рис. 1. Распределение интенсивности отказов ГПА после проведения ППР

В связи с вышеизложенным, для обеспечения безопасной эксплуатации ныне действующего оборудования все с большей остротой встает вопрос его технического диагностирования с целью определения остаточного ресурса. Это уже становится государственной задачей, важность которой отмечена в постановлении Правительства РФ «О мерах по обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов на территории Российской Федерации» от 28.03.2001 № 241. Кроме этого, обеспечение высокой эффективности нефтегазохимического комплекса в будущем, даже при полном обновлении средств производства, немислимо без технологии контроля и мониторинга технического состояния всего оборудования.

В практике диагностирования компрессорного оборудования известны и получили распространение различные методы определения их технического состояния: органолептические, параметрическая диагностика (по термогазодинамическим параметрам), трибодиагностика, метод поверхностной активации (МПА) и т.д. Практический опыт показал, что для контроля технического состояния узлов машинного оборудования вибрационный метод является одним из наиболее информативных. Измерение интегральных вибрационных характеристик позволяет определить общее техническое состояние машины. В основу нормирования абсолютной вибрации заложены рекомендации международного стандарта ИСО 2372-74, в котором в качестве критерия используется среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в диапазоне частот от 10 Гц до 1 кГц.

Система технического обслуживания и ремонта по фактическому техническому состоянию основывается на проведении профилактических, восстановительных и диагностических работ через интервалы времени (наработки), определенные по фактическим показателям надежности, результатам предыдущих диагностических контролей, значениям параметров оценки работоспособного состояния данного вида оборудования с учетом срока службы каждой единицы оборудования.

Исходными данными для составления графиков периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок являются показатели надежности каждого типа оборудования, информация о предусмотренных ранее ТО, диагностических контролях, регламентных остановках, наработке и количестве пусков.

Надежность эксплуатируемой машины определяется в первую очередь ее техническим состоянием. По ГОСТ 27.002-83 надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения. Надежность оценивается безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью, ресурсом, а также сочетанием или совокупностью этих свойств.

Из-за большого числа конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов, влияющих на надежность, точно ее рассчитать или предсказать нельзя. Надежность можно оценить только приближенно путем расчета с использованием теории вероятностей и математической статистики или специально организованных испытаний, а также сбора эксплуатационных данных об отказах.

Для оценки фактического технического состояния и контроля надежности оборудования (его основных узлов) производится анализ данных по временным показателям надежности оборудования – ресурсу, сроку службы, наработке (суммарной – с начала эксплуатации, с момента проведения последнего капитального ремонта). Показатели надежности, определяемые по годам за период не менее двух лет эксплуатации в соответствии с ГОСТ 27.002-83, рассчитывают по формулам, приведенным в таблице.

Таблица

Наименование и условное обозначение показателя по ГОСТ 27.002	Формула для расчета статистической оценки показателя надежности
Средняя наработка на отказ (наработка на отказ) \bar{T}	$\bar{T} = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r t_i$
Среднее время внепланового восстановления (ремонта) \bar{T}_B	$\bar{T}_B = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r t_{ei}$
Среднее время планового восстановления (ремонта) $\bar{T}_{ППР}$	$\bar{T}_{ППР} = \frac{1}{N_{ППР}} \sum_{i=1}^{N_{ППР}} t_{ППРi}$
Коэффициент технического использования $K_{Т.И}$	$K_{Т.И} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{T}_B + \bar{T}_{ППР}}$

Примечание:

r – число отказов, произошедших за период наблюдений t ;

t_i – наработка между двумя последовательными отказами;

t_{ei} – продолжительность внепланового восстановления после i -го отказа оборудования;

$t_{ППРi}$ – продолжительность i -го планового восстановления оборудования;

$N_{ППР}$ – число плановых ремонтов оборудования за период наблюдений t .

Таким образом, на основе анализа количественных показателей надежности принимается решение о необходимости проведения диагностики оборудования, его ремонта или замены.

Приведенные определения показывают, что надежность оборудования зависит не только от качества его изготовления, но и от своевременности технического диагностирования и обнаружения дефектов, полноты и качества производимых ремонтов.

Недостаточный контроль технического состояния оборудования, отсутствие комплексного подхода, а также критериев и методик по оценке состояния оборудования препятствует решению другой проблемы – оптимального снижения затрат на текущую эксплуатацию и ТО и ремонт, что ограничивает возможность экономического обоснованного планирования работ по обслуживанию и ремонту.

Основной причиной роста эксплуатационных затрат является увеличение затрат на электроэнергию, что связано с дополнительными энергетическими потерями при эксплуатации работоспособного, но технически неисправного оборудования. В последнем случае часть подводимой к агрегату энергии тратится на преодоление дополнительных динамических сил, обусловленных наличием конкретных неисправностей в работе или на компенсацию их воздействия.

Таким образом, достижение максимальной эффективности возможно при оптимальном выборе и использовании средств диагностики, их функциональным наполнением, методическим и организационным обеспечением.

В этом случае, эксплуатация компрессорного оборудования по «техническому состоянию» и использование многопараметрической диагностики сложных систем позволит не только получить более полную оценку технического состояния оборудования и определить наличие конкретного вида неисправностей, но и при условии обеспечения достаточного уровня безопасной эксплуатации, оценить влияние этих неисправностей на экономические показатели эксплуатации с прогнозированием последующего их изменения.

Литература

1. РД153-39-ТЦ-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.
2. Рудаченко А.В., Штин И.В. Опыт внедрения систем вибрационной диагностики при техническом обслуживании и ремонте оборудования нефтеперекачивающих станций по техническому состоянию // Трубопроводный транспорт нефти. – М.: ТрансПресс, 1998. – №4. – С. 25 – 29.
3. Штин И.В., Савельев В.К., Рудаченко А.В. Передвижная вибродиагностическая лаборатория для нефтеперекачивающих станций // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №8. – С. 32.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ И ДЕФОРМАТИВНОСТИ СТАТОРА И КОРПУСА СКВАЖИННОГО НАСОСА ПЛАСТИНЧАТОГО В ПРОГРАММНОМ ПАКЕТЕ ANSYS

В.Н. Ильных

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Большие темпы роста добычи нефти, увеличение глубин скважин, отборов из них жидкости и усложнение условий эксплуатации оборудования привели к расширению разработок в области создания нового оборудования для подъема жидкости из скважин.

В настоящее время границы технически возможного и экономически целесообразного применения установок штанговых глубинных насосов не полностью отвечают требованиям эксплуатации скважин, особенно на поздних стадиях разработки месторождения.

Пластинчатые насосы, получившие в практике название лопастных и шиберных, являются наиболее простыми из существующих видов глубинных бесштанговых насосов. Их принципиальные преимущества: перенос двигателя непосредственно к исполнительному механизму (наосу) в скважину и, как следствие, увеличение его мощности, расширение пределов регулирования параметров насоса (подачи и напора) в различных условиях эксплуатации [2].

Статор и корпус насоса являются основными деталями, от конструкции которых, зависит работоспособность насоса и его параметры. Пластинчатые насосы просты по конструкции, имеют малое число деталей, равномерную подачу жидкости и находят применение в гидроприводах с давлением до 14... 16 МПа, в основном, в станкостроении, а также в качестве вспомогательных насосов системы подпитки и управления в гидроприводах высокого давления.

С помощью простых расчетов можно определить максимальные деформацию и напряжение, но узнать картину их распределений, а главное, место концентрации, довольно сложно. Задача оценки напряженно-деформированного состояния сложных геометрических тел 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, авторами выбран наиболее универсальный пакет ANSYS, позволяющий решать задачи прочности, жесткости, устойчивости конструкций, гидрогазодинамики и другие, а также нелинейные контактные задачи [1, 3].

Целью данной работы является оценка прочности и деформативности статора и корпуса в процессе его эксплуатации.

Для достижения поставленной цели были построены геометрические модели. Трехмерные геометрические модели статора и корпуса были построены в пакете ANSYS, т.к. программе проще считать модели, построенные в среде ANSYS, чем импортированные из какой-либо другой программы для построения геометрии. Модели были сгенерированы объемными элементами типа Solid [4]. Затем были произведены их дискретизация (разбитие) на конечные элементы типа SOLID 95. Конечно-элементная модель представлена на рис. 1. После этого были приложены следующие граничные условия: на внешних поверхностях корпуса, указана жесткая заделка, торцевые поверхности также жестко закреплены, в качестве нагрузки приложено давление 13 МПа на внутренние поверхности статора и корпуса.

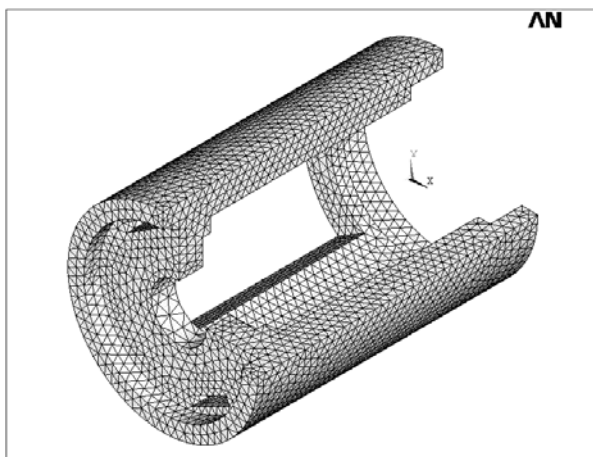


Рис. 1. Конечно-элементная модель статора и корпуса насоса

В результате решения задачи были получены картины распределения суммарных перемещений статора и корпуса (рис. 2), а также эквивалентных напряжений (рис. 3), необходимые для проведения прочностного анализа статора.

Дальнейшее исследование прочностных характеристик узлов насоса позволит усовершенствовать их конструкции, что приведет к существенному увеличению технико – экономических показателей насоса.

На основании представленных изображений распределения напряжений в статоре и корпусе пластинчатого насоса, при давлении 13 МПа, можно сделать вывод, что конструкция статора малодеформируема и ощутимые напряжения прослеживаются лишь в местах проточек под каналы к напорному патрубку. Это позволяет конструктору внести ряд изменений в геометрическую форму насоса в зависимости от параметров скважин и сразу же просчитывать ее эффективность.

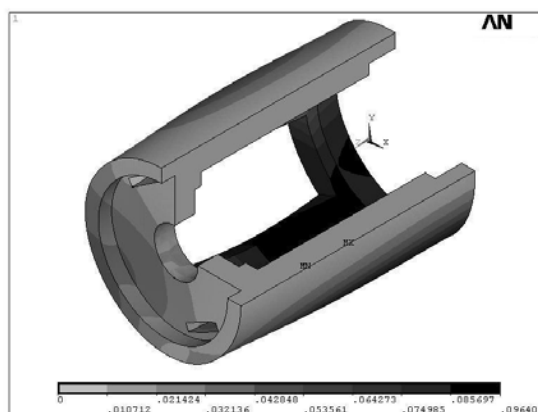


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений

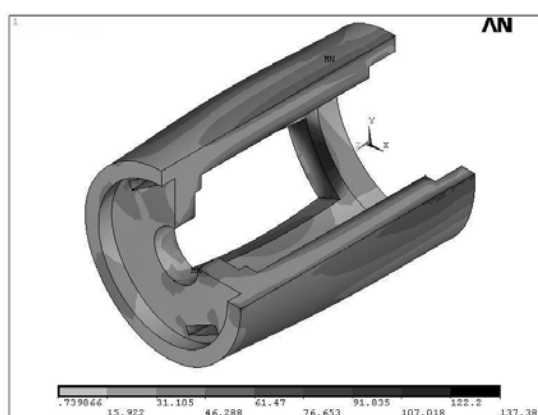


Рис. 3. Распределение эквивалентных напряжений

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. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера.- М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
4. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и ТюмГНГУ от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СЕПАРАЦИОННОЙ ЕМКОСТИ АГЗУ СПУТНИК МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Ю.В. Карачарова, М.В. Кузнецова

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Автоматизированная групповая замерная установка «Спутник» предназначена для автоматического измерения количества нефти и газа, осуществления контроля за работой скважин по подаче жидкости, раздельного сбора обводненной и необводненной нефти, подачи реагента в поток и блокировки скважин при аварийном состоянии или по команде с диспетчерского пункта.

Рекомендуется применять АГЗУ в системах внутрипромыслового сбора продукции скважин, не содержащих сероводород и прочие агрессивные компоненты. Она состоит из двух закрытых обогреваемых блоков – замерно-переключающего и блока управления. Оба блока смонтированы в утепленных помещениях на специальных рамных основаниях, обеспечивающих удобную транспортировку установки. Продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в переключатель ПСМ. При помощи переключателя ПСМ продукция одной из скважин направляется по замерной линии в сепаратор, а продукция остальных скважин в общий трубопровод. В замерную линию подается химический реагент при помощи насоса дозатора[2].

В сепараторе происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ при открытой заслонке поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней емкости сепаратора. Образуется внутреннее из-

быточное давление, поэтому расчет именно этой емкости является более приоритетным в оценки эффективности работы АГЗУ.

Поставленной задачей является исследование напряженно-деформированного состояния сепарационной емкости при заданном давлении. Для ее решения был выбран метод конечных элементов. Был произведен анализ программного обеспечения, реализующего данный метод. В процессе выбора программного обеспечения были рассмотрены характеристики таких программных комплексов, как Pro/Engineer, ABAQUS, MSC NASTRAN и ANSYS.

Учитывая специфику процесса научно-исследовательской деятельности студентов, из всех рассмотренных программных комплексов был выбран программный пакет ANSYS, поскольку этот продукт обладает широкими возможностями для выполнения прочностных расчетов. К тому же немаловажно, что наш ВУЗ обладает лицензионным соглашением на использование данного продукта в учебном процессе и научных исследований [4].

Для решения поставленной задачи требуется построить геометрическую модель. Для ее построения использовался препроцессор пакета ANSYS. Такое решение обусловлено тем, что программе проще считать модель, построенную в среде ANSYS, чем импортированную из какой-либо другой программы для построения геометрии.

Сначала были построены линии, по которым получилось сечение сепарационной емкости, затем выполнено прокручивание данных линий до образования поверхности с помощью команды AROTAT [3]. Далее строились отводы аналогично емкости. Их поверхности пересекли плоскость сепаратора - AOV LAP, потом с помощью команды ADELE удалялись все лишние компоненты. После этого строились ножки путем построения линий, поверхностей и командой AOV LAP. Чтобы удалить ненужные поверхности, использовалась команда ADELE.

Так как сепарационная емкость с отводами изготовлена из листового металла, поэтому было принято решение конструировать геометрическую модель элементами типа Shell – поверхностями с заданной толщиной, в данном случае, 7 мм. Заданы такие характеристики материалов, как модуль упругости и коэффициент Пуассона.

Далее была произведена разбивка емкости с отводами и ножками на конечные элементы. Конечно-элементная модель представлена на рис. 1.

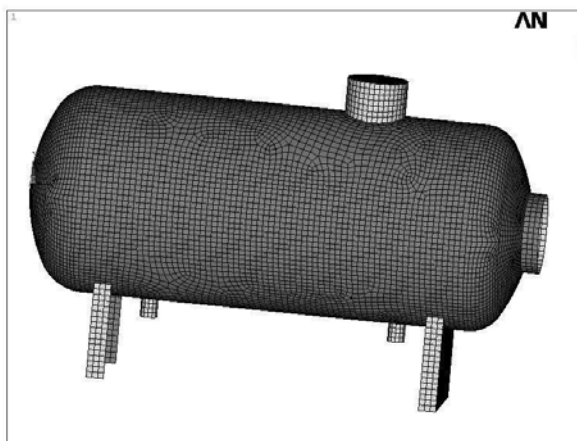


Рис. 1. Конечно-элементная модель сепарационной емкости

На полученную модель налагались следующие граничные условия: нижние стенки ножек сепаратора и стенка бокового отвода были жестко заделаны [1]. Прикладывались давление в 1,6 МПа на всю внутреннюю поверхность емкости.

В результате решения задачи была получена картина суммарных перемещений, а также расположение их максимальных значений. Картина распределения суммарных перемещений представлена на рис. 2. На данном рисунке видно, что сепарационная емкость деформировалась под действием приложенного внутреннего давления, но величина максимальных перемещений составляет всего 0,63 мм, что говорит о достаточной жесткости сепаратора. Это означает, что на соседние элементы перемещения не окажут существенного влияния.

Анализируя картину распределения напряжений по стенкам сепаратора можно определить их максимальные значения и провести прочностную оценку конструкции. Картина распределения эквивалентных по Мизесу напряжений представлена на рис. 3. На рисунке хорошо видно, что в местах присоединения опор емкости, а также верхнего отвода наблюдается концентрация напряжений. Их максимальные значения составляют 348 МПа, что практически соответствует пределу текучести (350 МПа) стали 16ГС, из которой изготовлена сепарационная емкость. Это позволяет сделать вывод, что превышение внутреннего давления в 1,6 МПа недопустимо для рассматриваемой конструкции, так как неизбежно приведет к пластическим деформациям в указанных местах.

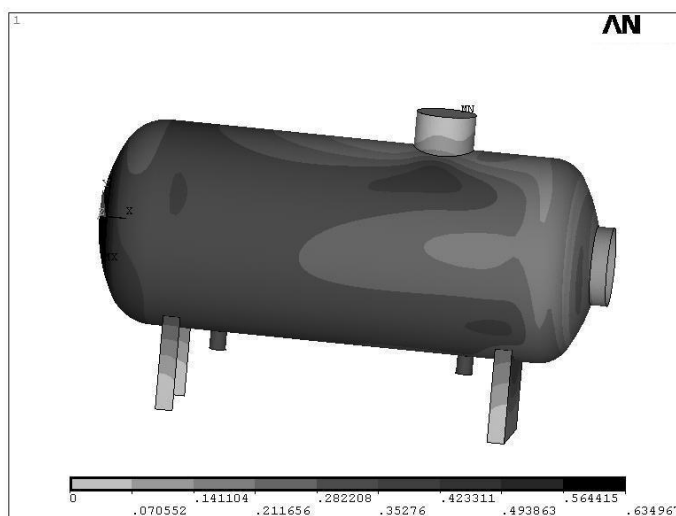


Рис. 2. Распределение перемещений в сепарационной емкости

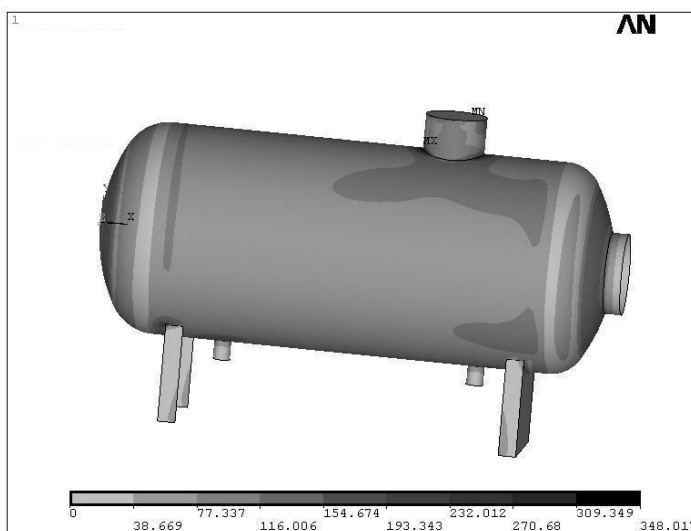


Рис. 3. Распределение эквивалентных напряжений в сепарационной емкости

Литература

1. Басов. К.А. ANSYS в примерах и задачах/ Под общ. Ред. Д.Г.Красовского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224с.
2. Бухаленко Е.И. и др. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. – М.: Недра, 1999. – 559 с.
3. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера. - М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
4. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и Тюменским государственным университетом от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ КОРПУСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ЦНС В КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

О.Ю. Манихин

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Центробежный насос ЦНС является базовым насосом станций второго подъема системы поддержания пластового давления (ППД) и дожимных насосных станций (ДНС). Выгодно отличается от других типов насосов свойством саморегулирования и возможностью принудительного регулирования в широких пределах их производительности и напора. Под свойством саморегулирования центробежных насосов понимается самостоятельное изменение их режима работы в связи с изменением сопротивления сети. Предназначен для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой по химической активности и вязкости [2].

Корпус является важным элементом насоса, его повреждение может привести к разгерметизации установки, что приведет к утечкам и повлечет за собой аварийную ситуацию и создаст тем самым большие экономические затраты на ликвидацию аварии.

С помощью простых расчетов можно определить максимальные деформацию и напряжение, но узнать 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, 3].

Задача, стоявшая в процессе исследований: определить перемещения корпуса центробежного насоса и рассчитать возникающие в нём эквивалентные напряжения.

Для решения поставленной задачи необходимо построить геометрическую модель. Для построения модели использовался препроцессор пакета ANSYS. Такое решение обусловлено тем, что программе проще считать модель, построенную в среде ANSYS, чем импортированную из какой-либо другой программы для построения геометрии.

ANSYS позволяет конструктору ещё в процессе проектирования предсказать поведение изделия и провести прочностной, модальный и тепловой анализы; сведения о напряжениях, деформациях, распределениях температур и тепловых потоков, возникающих в изделии. Основываясь на выводимых программой цветовых контурах, представляющих градации «необходимости» материала (оставить, убрать), конструктор убирает ненужный материал, подводя конструкцию к оптимальному весовому соотношению.

Корпус насоса изготовлен поковкой из хромистой стали, поэтому было принято решение конструировать геометрическую модель элементами типа SOLID95 [4].

Первым этапом работы было создание корректной геометрической модели для исследования. В силу симметрии образца относительно двух плоскостей, анализу подвергалась его $\frac{1}{4}$ часть.

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. Конечно-элементная модель представлена на рис. 1.

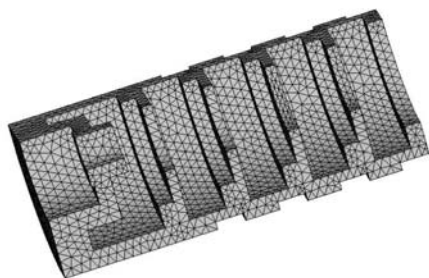


Рис. 1. Конечно-элементная модель корпуса центробежного насоса ЦНС

Нагрузки, действующие на корпус, были рассчитаны по классической методике в математическом процессоре MathCAD и были приложены ко всей внутренней поверхности [2]. В модели были учтены граничные условия от действия стяжных шпилек, а именно: на торцевой поверхности корпуса были запрещены горизонтальные перемещения.

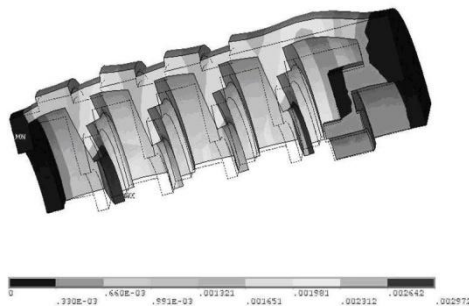


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений в корпусе центробежного насоса ЦНС

В результате решения поставленной задачи была получена картина распределения перемещений по всему корпусу, а также расположение их максимальных значений. Распределение суммарных перемещений представлено на рис. 2.

Исследуя напряжения, возникающие в насосе при его работе, также можно определить место и величину максимальных эквивалентных напряжений, которые позволяют проводить прочностную оценку конструкции корпуса. Картина распределения эквивалентных напряжений представлена на рис. 3.

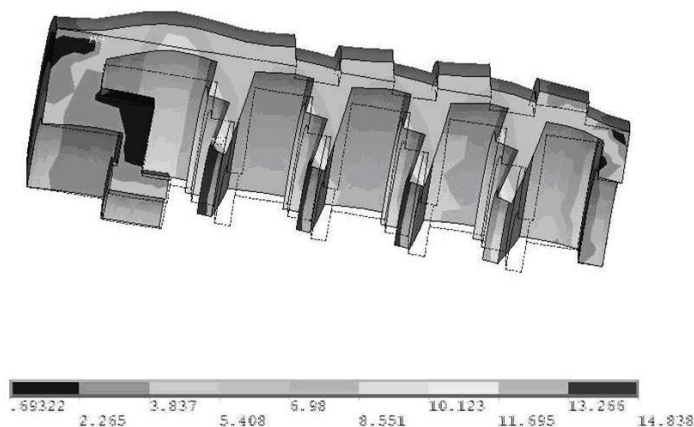


Рис. 3. Распределение эквивалентных напряжений в корпусе

В ходе решения поставленной задачи были вычислены и приложены реальные нулевые перемещения и внутреннее давление. В результате конечно-элементного анализа можно сделать вывод: действующая осевая сила сжатия корпуса стяжными шпильками и давление перекачиваемой жидкости не приводят к значительным деформациям, напряжения незначительны и не опасны, что подтверждается расчетами.

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. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера.- М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
4. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и ТюмГНГУ от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.

ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Д.Г. Новиков¹, У.А. Новикова²

¹ООО «РН – СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск, Россия

²Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск, Россия

В последние десятилетия ведутся активные поиски новых способов добычи нефти, особенно в осложненных условиях эксплуатации. Положительный опыт применения струйных насосов для освоения скважин и промывки песчаных пробок дает предпосылки к использованию данного типа насосов. Компактность, высокие монтажеспособность, эффективность и степень унификации узлов позволяют применять гидроприводные насосные установки при эксплуатации кустовых скважин в труднодоступных районах.

Струйные насосы являются разновидностью гидроприводных насосов, и они обладают всеми достоинствами этого вида оборудования.

Благодаря своим конструктивным особенностям струйные аппараты отличаются высокой надежностью и эффективностью, особенно в осложненных условиях эксплуатации, например, при добыче пластовой жидкости со значительным содержанием механических примесей и коррозионно-активных веществ [4].

К преимуществам струйных насосов относят их малые габариты, большую пропускную способность и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа. Кроме того, проста конструкция установок, отсутствуют движущиеся детали и трущиеся части, возможно, исполнение струйного насоса в виде свободного, сбрасываемого агрегата.

В струйном насосе или эжекторе (рис. 1) поток откачиваемой жидкости перемещается от забоя скважины до устья скважины за счет получения энергии от потока рабочей жидкости, подаваемого поверхностным силовым насосом с устья скважины.

Нагнетание скважинной жидкости осуществляется благодаря явлению эжекции в рабочей камере, т.е. смешению скважинной жидкости с рабочим потоком жидкости, обладающим большой энергией.

Схема струйного насоса (а) и движение жидкостей в нем (б): 1 — подвод откачиваемой жидкости; 2 — подвод рабочей жидкости; 3 — входное кольцевое сопло; 4 — рабочее сопло; 5 — камера смешения; 6 — диффузор; I — невозмущенная откачиваемая жидкость; II — пограничный слой; III — невозмущенная рабочая жидкость (ядро).

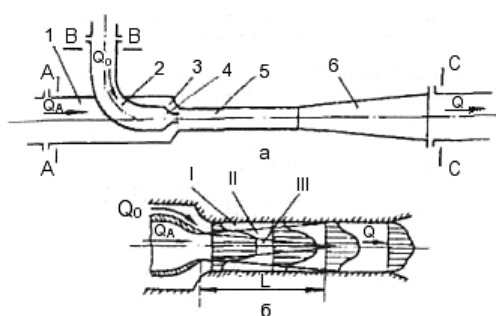


Рис. 1. Схема струйного насоса (а) и движение жидкостей в нем (б)

Режим работы струйного насоса характеризуется следующими параметрами: рабочий напор H_p , затрачиваемый в насосе и равный разности напоров рабочего потока на входе в насос (сечение В-В) и на выходе из него (сечение С-С), полезный напор H_n , создаваемый насосом и равный разности напоров подаваемой жидкости за насосом (сечение С-С) и перед ним (сечение А-А); расход рабочей жидкости Q_A ; полезная подача Q_0 . Коэффициент полезного действия (КПД) струйного насоса равен отношению полезной мощности к затраченной и может достигать величины КПД = 0,2...0,35.

Такое значение коэффициента полезного действия (КПД) струйных насосов обусловлено большими потерями энергии, сопровождающими рабочий процесс: в камере смешения (на вихреобразование и гидравлическое трение жидкости о стенки камеры); в элементах насоса, подводящих и отводящих жидкость (в рабочем и кольцевом сопле и диффузоре).

Струйный насос работает следующим образом. При истечении рабочей жидкости со скоростью V_A , из сопла в затопленное пространство сразу за передним срезом сопла на поверхности струи возникает область смешения. Быстрые частицы проникают в окружающий медленный поток невозмущенной жидкости, подсасываемый через кольцевой проход в камеру со скоростью V_0 и передают ей энергию. Этот процесс, основанный на интенсивном вихреобразовании, происходит в непрерывно утолщающемся по длине струйном пограничном слое. Вместе с тем внутренняя область рабочей струи, а именно ее ядро и внешняя область невозмущенной подсосываемой жидкости - постоянно уменьшаются и на расстоянии L от рабочего сопла потоки рабочей и откачиваемой жидкости уже полностью перемешаны. На дальнейшем участке камеры смешения происходит только выравнивание профиля скоростей потока жидкости. Чаще всего в струйных насосах применяют цилиндрические камеры смешения, технологические простые в изготовлении и обеспечивающие относительно высокий коэффициент полезного действия (КПД) [2].

Для преобразования достаточно высокой скорости потока в камере смешения в давление поток направляется в диффузор.

Учитывая положительный опыт применения струйных насосов при промывки песчаных пробок возникают предпосылки к использованию данного аппарата для добычи в песконесущих скважинах. Для ограничения выноса песка скважины эксплуатируются штанговыми глубинными насосами (ШГН) на ограниченном режиме, реже установками электро-винтовых насосов (УЭВН) и электро-диафрагменными насосами (ЭДН). Ограничение отборов жидкости затрудняет выработку запасов и процесс разработки. Для большей эффективности выработки запасов требуется уплотнение сетки скважин и установка противопесочных фильтров. Установка фильтров мероприятие дорогостоящее, а иногда технически осложненное. Кроме того установка фильтра снижает приток продукции к скважине. Как правило, глубина песконесущих скважин не превышает тысячи метров, что является областью применения струйных аппаратов [1].

Кроме того эксплуатация песконесущих скважин сопровождается низким межремонтным периодом подземного оборудования, в результате чего несутся дополнительные операционные затраты по смене оборудования и потере добычи нефти из-за простоев в ремонте. Опыт эксплуатации скважин месторождений Катангли, Набиль, Западное Сабо, Мухто, Восточное Эхаби (Сахалин) показывает, что при межремонтном периоде 30 суток (среднее по фонду) и времени ремонта 4 суток, годовые потери добычи составляют 12 %. Применение струйных насосов позволит увеличить межремонтный период до 360-400 суток, что позволит избежать потери нефти, а также пользоваться потенциалом пласта без ограничения депрессии. Песок будет просто выноситься с пластовой жидкостью на поверхность.

Высокое газосодержание накладывает свои ограничения на способы добычи пластовой жидкости. Так, например, штанговый глубинный насос (ШГН) и электроцентробежный насос (ЭЦН) имеют ряд ограничений по содержанию газа на приеме насоса. Применение специальных устройств, такие как газопесочные якоря (ГПЯ) и газосепараторы могут несколько повысить эту величину, однако ограничения все же остаются. Использование газлифта не всегда может оказаться целесообразно ввиду наличия газа высокого давления, для чего может понадобиться строительство компрессорной станции или использование залежей с высоким давлением (при их наличии). Применение же струйных насосов с одинаковой эффективностью позволяет перекачивать и газ, и жидкость, и двухфазную смесь в любых пропорциях. Кроме того, использование струйного насоса позволит без ограничения снижать забойное давление и не бояться при этом выделения газа в стволе скважины [3].

При использовании для разработки месторождений скважин с горизонтальным заканчиванием может иметь место следующая проблема: в верхней части горизонтального ствола может находиться выделившийся газ. Запуск в данном интервале электроцентробежного насоса (ЭЦН) будет не возможен из-за наличия газовой фазы. Данный опыт имеется на месторождении Одопту-море (Сахалин). Кроме того, горизонтальное расположение насоса может негативно сказаться на его сроке эксплуатации и здесь нам на помощь приходит струйный насос, ибо его работа не зависит от характера перекачиваемой жидкости и его пространственного расположения.

Перечисленные выше способы могут сравнительно легко применяться при существовании системы поддержания пластового давления (ППД) на месторождении и глубине скважин до 1000 метров. В этом случае рабочим агентом для струйного насоса будет являться вода системы ППД, а источником энергии – кустовая насосная станция (КНС). При отсутствии системы поддержания пластового давления (ППД) возможно использование шурф-скважин (из бездействующего фонда) оборудованных электроцентробежным насосом (ЭЦН) и самоотечной системой подачи воды, в этом случае предполагается установка одного более мощного электроцентробежного насоса (ЭЦН) в шурф-скважине для обеспечения рабочим агентом 3-5 струйных насосов. Описанная система весьма сложна, учитывая дополнительное оборудование для подачи жидкости и сложности ее эксплуатации сравнимой со способами механизированной добычи, тем не менее, существует способ применения струйного насоса в купе с электроцентробежным (ЭЦН). При наличии в скважине нескольких продуктивных горизонтов может использоваться одновременно раздельная эксплуатация двух горизонтов, даже при значительной разнице пластового давления. В этом случае продуктивные горизонты разобщаются пакером, разделяя скважину на две зоны. Если в одной из зон расположить электроцентробежный насос (ЭЦН), а в другой струйный насос, то пластовая жидкость, откачиваемая электроцентробежным насосом (ЭЦН), может приводить в движение струйный аппарат. Выбор расположения электроцентробежного насоса (ЭЦН) (под пакером или над пакером) будет ограничиваться только газосодержанием нефти и диаметром обсадной колонны. Учет добычи пластовой жидкости и обводненности легко проводить, используя датчики телеметрии.

К сожалению струйные насосы так и не получили широкого применения зачастую из-за необходимости строительства системы подачи рабочего агента. Поэтому в настоящей статье и был рассмотрен метод одновременно раздельной эксплуатации с помощью электроцентробежного (ЭЦН) и струйного насосов.

Литература

1. Амелин И.Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1978. – 356 с.
2. Башта Т. М. Гидравлика, гидромашин и гидропроводы: Учебник для машиностроительных вузов. – М.: Машиностроение, 1982. – 423 с.
3. Каплан Л.С., Ражетдинов У.З. Введение в технологию и технику нефтедобычи. – Уфа: ПКФ "Конкорд - Инвест", 1995. – 236 с.
4. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов / Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. — М.: Недра, 1988. — 302 с.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УПЛОТНИТЕЛЬНОГО УЗЛА ПАКЕРА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ ANSYS

И.В. Осколков

Научный руководитель доцент К.В. Сызранцева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Пакер — основной элемент скважинного оборудования современных фонтанирующих, газлифтных, насосных и нагнетательных скважин при однопластовой эксплуатации и при одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Уплотнение пакера должно выдерживать максимальный перепад давлений, действующий на него в экстремальных условиях. Поэтому расчет именно этого узла является наиболее приоритетным в оценке эффективности работы пакера.

Целью данной работы является расчет напряженно-деформированного состояния уплотнительного узла пакера.

В данной работе ставятся следующие задачи:

- моделирование процесса работы уплотнительного элемента пакера;
- создание формы уплотнительного элемента, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;

Для решения поставленной задачи был выбран программный пакет ANSYS, поскольку этот продукт обладает широкими возможностями для выполнения прочностных расчетов, решения нелинейных контактных задач, оценки жесткости, устойчивости конструкций и другие. К тому же немаловажно, что наш ВУЗ обладает лицензионным соглашением на использование данного продукта в учебном процессе и научных исследований [5].

Первым этапом работы было создание корректной геометрической модели для исследования. В силу симметрии образца относительно двух плоскостей, анализу подвергалась его $\frac{1}{4}$ часть. Для расчетов была взята геометрическая модель, являющаяся модернизированным вариантом заводской резины уплотнения, с сохранением главных параметров: внутреннего и внешнего диаметров [2].

Была выбрана форма уплотнительной манжеты, состоящая из 3 поверхностей. При создании осевой нагрузки на пакер форма этих поверхностей должна обеспечить дополнительное усилие, действующее на центральную поверхность от крайних, что в свою очередь создаст большее давление на стенку обсадной колонны.

В качестве типа конечного элемента уплотнительного элемента, был выбран элемент SOLID186 [3]. Тип конечного элемента обсадной колонны – SOLID95. Заданы такие характеристики материалов, как модуль упругости и коэффициент Пуассона.

Следующим этапом было создание конечно-элементной модели, которая представлена на рис. 1.

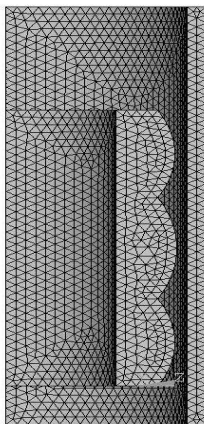


Рис. 1. Конечно-элементная модель уплотнительного узла пакера

Также были определены контактные пары и их свойства, заданы граничные условия [4]:
 на нижней поверхности уплотнения запрещены вертикальные перемещения;
 внутренняя стенка НКТ жестко заделана;
 на поверхностях разреза уплотнения и НКТ заданы условия симметрии;
 верхняя плоскости резинового уплотнения нагружается давлением, прикладываемым с целью моделирования процесса деформирования уплотнения.

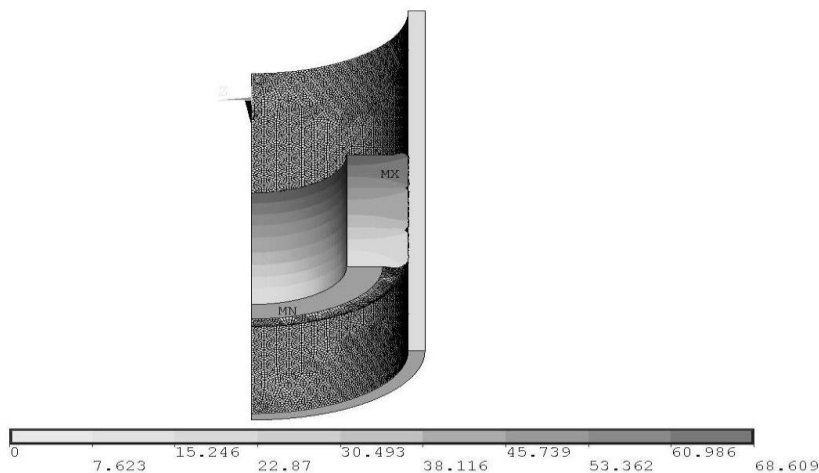


Рис. 2. Распределение суммарных перемещений в уплотнении под воздействием нагрузки

Задача контакта решается в 2 этапа [1]. Сперва к верхней поверхности манжеты прикладываются перемещения, одно за другим, пока все контактные пары не соприкоснутся друг с другом. После этого эти перемещения удаляются и прикладывается сила.

Завершающий этап – вывод результатов на экран и их оценка.

Картина суммарных перемещений подверженного деформации резинового уплотнения, представлена на рис. 2. На данном рисунке видно, что резина деформировалась под действием нагрузки. В процессе деформации произошел контакт всех поверхностей резины с внутренней стенкой обсадной колонны, тем самым осуществился процесс герметизации межтрубного пространства.

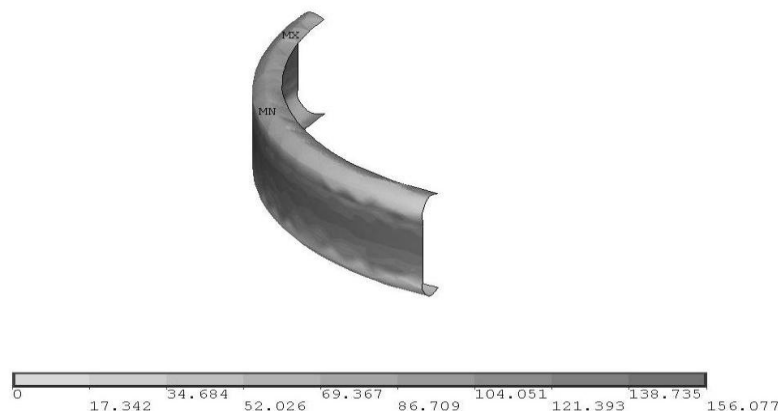


Рис. 3. Контактное давление в контакте резинового уплотнения и стенки обсадной колонны

Оценить качество контакта можно по контактному давлению и размерам площадки контакта. На рисунке 3 представлены значения контактных давлений, максимальное из которых достигает 156,077 МПа. Зная величину перепада давления, которое должен выдерживать пакер (его рабочее давление, равное 70 МПа), можно сделать вывод, что сила прижатия резины к колонне выше рабочего давления пакера, а это значит, что степень герметизации является достаточной.

Анализируя прошлогоднюю работу студентов ТюмГНГУ [6], можно сделать вывод, что выбранная мною форма уплотнения более удачна, так как контактное давление и площадка контакта больше.

Прочность резинового уплотнения проверяется по эквивалентным напряжениям. Поскольку максимальное значение не превышает предельно допустимые напряжения, прочность уплотнения обеспечена.

Литература

1. Басов. К.А. ANSYS в примерах и задачах/ Под общ. Ред. Д.Г.Красовского. – М.: КомпьютерПресс, 2002. – 224с.
2. Бухаленко Е.И. и др. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. – М.: Недра, 1999. – 559 с.
3. Каплун А.Б., Морозов Е.М., Олферьева М.А. ANSYS в руках инженера.- М.: Едиториал УРСС, 2003. – 273 с.
4. Коныхов А.В. Основы анализа конструкций в ANSYS. – М.: Недра, 2001. – 110 с.
5. Лицензионное соглашение между ANSYS Inc и ТюмГНГУ от 1.02.2008 на программный продукт ANSYS Academic Teaching Introductory (25 tasks), версия 11 SP1, номер пользователя 340011.
6. Телков П.В., Сигитов С.А. Система компьютерного моделирования процесса герметизации скважин для оценки прочности уплотнительных узлов пакеров. // Проблемы геологии и освоения недр: Сборник научных трудов XIII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2008. – С. 578 – 579.

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

А.С. Пашкова, Д.Г. Карзанов, Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экологическая опасность от утечек из трубопроводов возрастает с каждым годом. По данным Института стратегического развития ТЭК только 7 % от общего количества магистральных нефтепроводов России имеет срок эксплуатации менее 10 лет, 25 % нефтепроводов находятся в работе от 10 до 20 лет, 34 % работают 20-30 лет и ещё 34 % имеют срок эксплуатации более 30 лет. Итого 68 % магистральных нефтепроводов имеют срок эксплуатации более 20 лет, т.е. находятся в «критическом возрасте». По данным МЧС России, ежегодно на них из-за аварий происходит не менее 20 тыс. разливов нефти ежегодно, из-за физического износа и коррозии из трубопроводов вытекает от 10 до 15 млн т нефти. В добавление к этому, в последнее время на территории России и стран СНГ возросло количество несанкционированных врезок в нефте- и продуктопроводы. Кражи осуществляются механическим способом. Кустарный характер врезок часто приводит к плачевным результатам – огромным утечкам продукта из трубопроводов с катастрофическими экологическими последствиями. Суммарная стоимость штрафов и мер по устранению такого рода последствий очень велика, и руководство добывающих и транспортных предприятий не может оставить эту проблему без внимания. Таким образом, возникла потребность в организации постоянного наблюдения и контроля трассы трубопровода системами безопасности в тандеме со специализированными подразделениями, способными оперативно устранять возникающие проблемы. На сегодняшний день рынок может предоставить большое разнообразие подобных систем мониторинга трасс трубопроводов, крупное распространение имеют системы, основанные на акустических методах регистрации утечек.

Системы с применением метода акустической эмиссии [1, 2]. Этот метод основан на регистрации упругих волн, излучаемых твердым материалом в процессе перестройки внутренней структуры, при пластической деформации, при возникновении и развитии в нем дефектов, при фазовых превращениях связанных с изме-

нением кристаллической решетки. Акустико-эмиссионным методом выявляются трещиноподобные дефекты, например развивающиеся дефекты сварки или расслоения, коррозионные поражения металла, вмятины, зоны пластической деформации. Важно, что при АЭ контроле фиксируются не только недопустимые дефекты, требующие немедленного ремонта, но и дефекты, которые еще не достигли критического состояния, но имеют тенденцию к развитию. На данном этапе развития АЭ метода контроля существует несколько положений позволяющих оценивать ход развития и разрушения дефекта по картине акустической эмиссии, например, сравнение изменения какого-либо параметра АЭ с эталонной кривой и регистрация смены закономерности его изменений, т.е. важно знание ретроспективы картины акустической эмиссии дефекта. Поэтому для уверенного прогнозирования развития дефектов и соответственно технического состояния нефтепровода необходим либо его непрерывный мониторинг, либо регулярный периодический контроль, при соблюдении одинаковых условий. Причем вариант периодического контроля абсолютно корректен, ввиду того, что развитие дефекта в реальных условиях является достаточно длительным процессом. Возможны несколько вариантов подобных систем мониторинга технического состояния. Наиболее технически совершенный, и соответственно наиболее дорогой вариант - **установка стационарной системы непрерывного мониторинга**. При строительстве или реконструкции трубопровода, на его часть стационарно устанавливаются акустико-эмиссионные датчики (с шагом 70-150 м в зависимости от конкретных условий и задач). Датчики коммутируются кабелями связи со стационарной аппаратной частью, которая размещается в специальном укрытии. Мониторинг осуществляется непрерывно в процессе эксплуатации нефтепровода. Зона контроля такой системой достигает 700~800 м. Система может обеспечивать автоматическую сигнализацию о возникновении критической ситуации либо о резком изменении регистрируемых параметров. Ввиду очень высокой стоимости, необходимости постоянного обслуживания, **системы непрерывного АЭ мониторинга** экономически оправданно устанавливать только на особо ответственных участках нефтепроводов. На практике подобные системы устанавливаются на участках переходов нефтепроводов через реки, железные и автодороги, вблизи населенных пунктов. Эти участки, как правило, являются более нагруженными, а экологический ущерб, в случае утечки нефти, многократно возрастает, по сравнению с линейной частью. С 1993 г. подобные стационарные системы мониторинга успешно эксплуатируются в системе «Транснефть» на переходах через реки. Всего построено более 20-ти систем. Более выгодным с точки зрения массового применения является вариант системы периодического АЭ мониторинга [1]. На контролируемом участке нефтепровода устанавливаются стационарно только акустико-эмиссионные датчики. Кабели от датчиков выводятся на поверхность земли в клеммную коробку, а мобильная аппаратная часть подключается только на время проведения АЭ контроля. В таком случае сбор информации может производиться с любой заданной периодичностью, без лишних затрат на откопку шурфов, и что важно, при одинаковых условиях проведения контроля. Данные каждого контроля сохраняются на электронных носителях. Сравнительный анализ этих данных позволяет оценить состояние контролируемого трубопровода не только на момент обследования, но и проследить развитие возможных дефектов и соответственно предотвратить возникновение опасной ситуации. Однако подобный способ контроля не дает возможность осуществлять контроль в режиме реального времени и, соответственно, не позволяет своевременно реагировать на возникновение утечки.

Система мониторинга состояния трубопроводной сети и оперативного выявления утечек [3]. Система мониторинга трубопроводной сети Permalog 3 представляет собой систему акустических датчиков шума утечки, устанавливаемых на трубе в колодце с интервалом до 300 м и поста управления Patroller. Анализ шума утечки, как правило, происходит ночью, датчик делает запись в архив уровня и распространения шума утечки. Через встроенный радиопередатчик архивные данные передаются в Patroller, находящийся на автомобиле. Сигналы могут быть получены при скорости движения автомобиля до 40 км в час. Это позволяет производить поиск утечек на контролируемых участках очень быстро и в любое время. Если имеется высокий уровень непрерывного шума утечки и узкое распространение, это является вероятным наличием утечки.

Система виброакустического мониторинга протяженных объектов [4] представляет собой оптоволоконный кабель серийного исполнения без проводников электрического тока (рис.), подключаемый к кабелю логический модуль и персональный компьютер оператора, соединяемый с логическим модулем посредством любого из ныне существующих протоколов связи. В основе конструкции лежит использование принципа рефлектометрии оптоволоконного кабеля. Действие системы основано на изменении положения световода, проложенного вдоль контролируемого объекта. При этом одна такая система заменяет множество точечных датчиков. В данном случае оптоволоконный кабель играет роль распределенного датчика виброакустических возмущений окружающей среды. Использование рефлектометрического принципа (сродни радиолокационному) позволяет однозначно с высокой точностью определять место и тип воздействия. Для определения координаты внешнего воздействия весь оптоволоконный тракт кабеля-датчика разбивается на независимые каналы (до 14000 каналов по 5 м. каждый на 70 км. плеча системы), в каждом из которых проводится отсчет амплитуды сигнала с заданной дискретизацией и многоступенчатая цифровая обработка полученной информации. Взаимное влияние на соседних каналах составляет не хуже 10 дБ. Поэтому количество одновременно локализуемых воздействий на датчик в разных его точках ограничено числом каналов на подключенном кабеле. Для нужд контроля состояния и охраны трубопровода система реагирует на такие воздействия и любые их комбинации как: земляные работы в охраняемом коридоре; воздействие на материал стенок трубопровода; утечка перекачиваемого флюида из трубопровода; обрыв кабеля-датчика. Возможно расширение перечня локализуемых воздействий. Система представляет собой масштабируемый комплекс с непрерывным контролем состояния объекта и возможностью оперативного реагирования на происшествия. Кроме того предусмотрена возможность дистанционной оценки состояния объекта в целом на ситуационном мониторе. При монтаже системы на действующий трубопровод не требуется вскрытия тела трубопровода (толщина грунтовой прослойки между трубой и кабелем-датчиком составляет ми-

нимум 0,5 м.) и изменения режима работы и/или остановки трубопровода для проведения пусконаладочных работ.

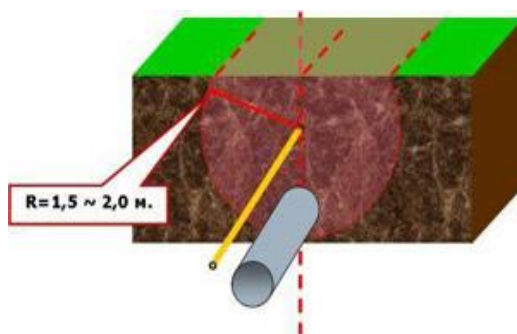


Рис. Схема размещения датчика

Таким образом, можно сделать вывод о том, что для своевременной реакции на утечки, врезки и т.д. трубопровод целесообразно оборудовать системами мониторинга, работающими в режиме реального времени. Также целесообразно создание комплексной системы наблюдения за состоянием трассы трубопровода, включающего оперативный контроль состояния трубопровода (с целью реакции на аварии, утечки) и периодический мониторинг (с целью выявления развивающихся дефектов).

Литература

1. Материалы официального сайта компании "НТЦ "НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА" <http://www.ntcngd.com>.
2. Материалы официального сайта <http://www.effects.ru>.
3. Материалы официального сайта <http://www.taris.ru>
4. Материалы официального сайта компании ООО "Петролайт" <http://www.petrolight.ru/acoustic>

ВЛИЯНИЕ ВИБРАЦИОННОЙ ОБРАБОТКИ В ПРОЦЕССЕ СВАРКИ НА СТОЙКОСТЬ МЕТАЛЛОВ К МЕЖКРИСТАЛЛИТНОЙ КОРРОЗИИ

К.И. Скорнякова, Р.М. Ахтямов, В.Р. Янзигитов

Научный руководитель старший преподаватель М.З. Зарипов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Современное развитие человечества неразрывно связано с разработкой новых технологий, созданием новых материалов для применения в различных отраслях машиностроения и продления срока службы создаваемых деталей машин, оборудования и сложных сварных конструкций, подвергающихся большой механической нагрузке и работающих в агрессивных средах. Одним из важнейших этапов в развитии металлургии было создание и освоение нержавеющей (легированных) сталей. Легирование, включающее в себя изменение структуры и свойств стали, позволяет повысить износостойкость в различных условиях эксплуатации. Среди прочих наиболее используемой и распространенной является нержавеющая хромоникелевая сталь аустенитного класса 12X18H10T. Ее преимуществами являются высокая пластичность и ударная вязкость, достигающиеся в результате закалки при температуре 1050 – 1080 °С на воздухе, в то время, как недостатками – невысокая прочность и твердость. Поэтому коррозионно-стойкая сталь 12X18H10T широко используется для изготовления сварной аппаратуры в разных отраслях промышленности, а также конструкций, работающих в контакте с азотной кислотой и другими окислительными средами, некоторыми органическими кислотами средней концентрации, органическими растворителями, в атмосферных условиях и т.д.

Однако, при уникальном комплексе физико-механических свойств, данная сталь обладает высокой чувствительностью к напряжению при нагрузках и в той или иной степени подвержена межкристаллитной коррозии (МКК). Межкристаллитная коррозия представляет из себя преимущественное разрушение поликристаллического металлического материала вдоль границ микросталей (зерен). При незначительных общих коррозионных потерях разрушение проникает на большую глубину и сопровождается снижением прочности и пластичности материала, что в конечном счете приводит к выходу из строя всей конструкции. Особенно МКК подвержены сварные соединения этой стали.

В настоящее время основными технологиями снижения склонности металла сварного шва к МКК являются:

1. Стабилизация. Этот метод представляет собой добавление в состав стали одного или нескольких элементов, обладающих большим сродством к углероду, чем хром (Ti, Nb, Ta, Zr, W, V). Чаще всего используется титан, реже – ниобий, которые образуют наиболее устойчивые карбиды TiC и NbC. Механизм стабилизации заключается в том, что указанные карбидообразующие элементы в силу своего большего сродства к углероду в первую очередь «вытягивают» его из твердого раствора и образуют указанные типы карбидов, при этом хром на образование карбидов не расходуется, и, следовательно, обеднения границ зерен по хрому не происходит. Распо-

лагаются эти карбиды в теле зерна и на коррозионные свойства стали заметного влияния практически не оказывают.

2. Снижение содержания углерода в стали до 0,03 % и меньше. При этом карбидообразующие элементы в сталь не вводят, а такие стали называют нестабилизированными. В хромоникелевых сталях 18-10 с уменьшением содержания углерода существенно возрастает время нагрева и снижается температура, при которой появляется склонность к МКК (450-600 °С), поэтому при остывании после сварочного цикла металла даже достаточно больших сечений металл проходит температурный интервал за гораздо меньшее время, чем требуется для образования карбидов Cr₂₃C₆.

3. Если сталь по каким-то причинам (неправильная термообработка, плохо подобранный режим сварки и т.д.) все-таки приобрела склонность к МКК, то ее можно устранить путем последующей термообработки. Для аустенитных сталей эта закалка от температур порядка 950-1050 °С с охлаждением на воздухе или в воде либо стабилизирующий отжиг при 850-900 °С в течение нескольких часов (4-6 ч) с охлаждением на воздухе. Указанные виды термической обработки преследуют одну и ту же цель: растворить карбиды, переводя в твердый раствор составляющие карбидной фазы, и зафиксировать относительно быстрым охлаждением (для аустенитных сталей - закалкой) структуру стали или путем длительной выдержки при указанных температурах (отжиг) создать условия для разобщения карбидной сетки на отдельно расположенные фрагменты карбидов с частичным их растворением и выровнять концентрацию хрома в зернах аустенита или феррита.

Термическая обработка, как основной метод снятия остаточных напряжений в кольцевых конструкциях и предотвращения разрушения металла, является энергоемким технологическим процессом, требует больших производственных площадей и, кроме того, является неэкологичным процессом. Материально- и энергозатратными являются и технологии стабилизации и снижения содержания углерода в стали.

В данной работе нами была рассмотрена технология снижения склонности к МКК путем воздействия на сварочную ванну в процессе сварочного цикла вибрационных и ультразвуковых колебаний, которые позволяют изменять структуру материала, улучшая тем самым механические и антикоррозионные свойства.

Результатами научных исследований [1] экспериментально установлено, что вибрационные колебания, приложенные к свариваемой детали в процессе сварки, способствуют снижению размера зерна в металле околошовной зоны, получению мелкодисперсной структуры металла шва, снижению напряженно-деформированного состояния, улучшению механических свойств.

В нашем случае была произведена сварка образцов из стали 12Х18Н10Т при различных режимах обработки (табл.).

Таблица

Режимы сварки и обработки исследуемых образцов

Номер образца	Вид обработки	Вид сварки, режим
1	Вибрационная обработка в процессе сварки (частота 50 Гц, амплитуда до 0,8 мм)	Ручная дуговая сварка, электрод ЦЛ-11, диаметр электрода 3 мм, I _{св} =90...110 А (аналогичны для всех образцов)
2	Вибрационная обработка в процессе сварки (частота 100 Гц, амплитуда до 0,8 мм)	
3	Ультразвуковая обработка в процессе сварки (частота 25-27 кГц)	
4	Без обработки	

После сварки из заготовок были вырезаны образцы для проведения исследований на стойкость к МКК. Испытания проводились по ГОСТ 6032-2003 методом АМУ. Образцы стали помещали в стеклянную колбу с обратным холодильником. Затем реакционный сосуд с раствором сернической меди и серной кислоты в присутствии металлической меди (стружки) нагревали и непрерывно кипятили в течение (8,00 ± 0,25) ч, не допуская перегрева холодильника. Результаты испытаний показали, что образцы, сваренные без вибрационной или ультразвуковой обработки оказались не стойкими к межкристаллитной коррозии.

Помимо исследований на стойкость к МКК образцы были подвержены механическим испытаниям на ударный изгиб (на надрезанных образцах) и испытаниям сварных соединений на статическое растяжение. Результаты испытаний показаны на рис. 1 и 2.

Результаты исследований показали, что:

1) вибрационная и ультразвуковая обработка в процессе сварки позволяют увеличить стойкость металла сварного шва к МКК;

2) вибрационная и ультразвуковая обработка в процессе сварки улучшают механические свойства металла сварного соединения.

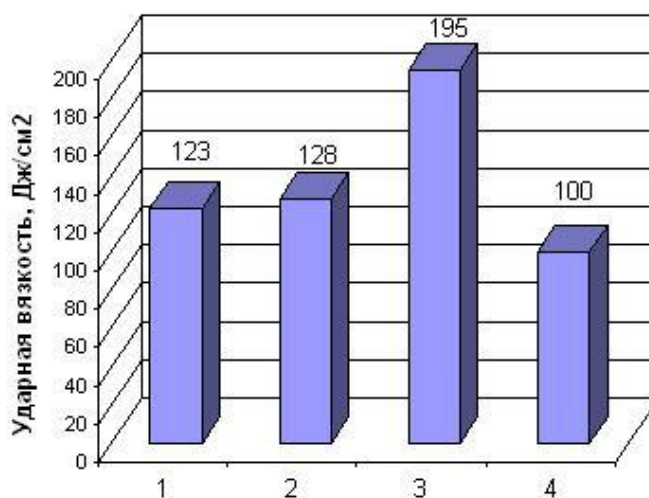


Рис. 1. Средние значения ударной вязкости образцов

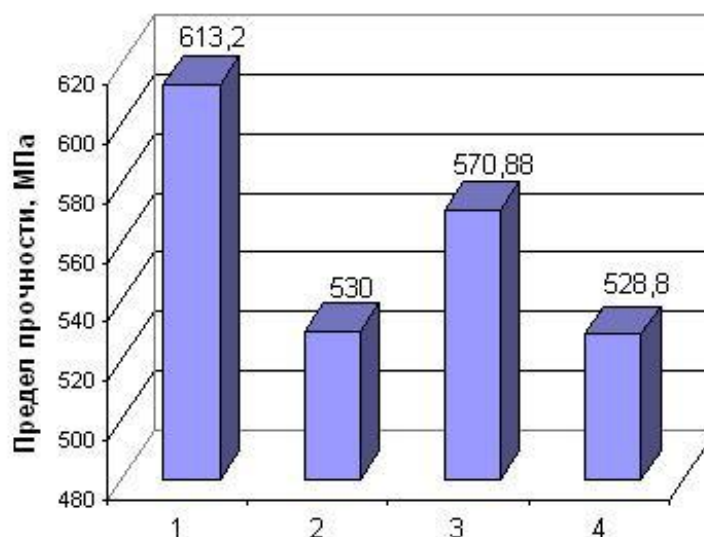


Рис. 2. Средние значения предела прочности образцов

Литература

1. Файрушин А.М., Карпов А.Л., Зарипов М.З., Ризванов Р.Г. Исследование влияния виброобработки в процессе сварки на свойства сварных соединений нефтегазового оборудования из стали 09Г2С // Нефтегазовое дело. - 2007. - № 5 - С. 183-186.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

С.О. Терновенко

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эксплуатационная надёжность насосно-компрессорных труб (НКТ) зависит от материала самих труб и условий их эксплуатации. На диаграмме (рис. 1) приведены причины отказов НКТ по видам, по данным ОАО «Интергап Нижнеднепровский трубопрокатный завод». Основная доля отказов приходится на резьбовые соединения, отказы по телу трубы, отложение асфальтенов, смол и парафинов (АСПО) и разрушения по телу муфты.

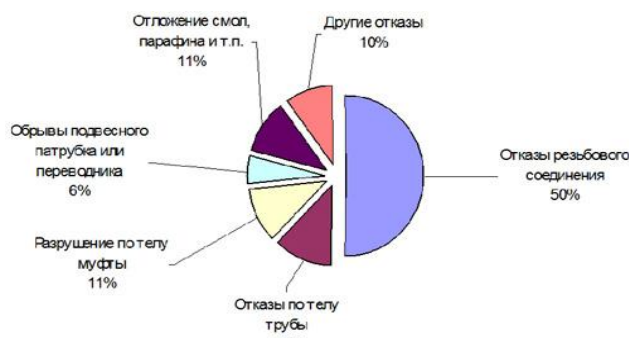


Рис. 1. Распределение отказов в НКТ по видам (ОАО «ИНТЗ»)

Не имея возможности повлиять на защитные качества уже находящиеся в эксплуатации труб, нефтедобытчики применяют разные способы удаления АСПО, в первую очередь химический (ингибирование, растворение) как наименее затратный. С определенной периодичностью в затрубное пространство закачивается раствор кислоты, который смешивается с нефтью и удаляет новообразования АСПО на внутренней поверхности НКТ. Химическая чистка также нейтрализует коррозионное разрушающее воздействие на трубу сероводорода. Такое мероприятие не мешает добыче нефти, а состав ее после реагирования с кислотой меняется незначительно.

Помимо химического метода очистки труб, иногда используется механический (скребками, опускаемыми на проволоке или штангах). Другие методы, а это депарафинизация с помощью волнового воздействия (акустического, ультразвукового, взрывного), электромагнитный и магнитный (воздействие на флюид магнитными полями), тепловой (прогрев НКТ горячей жидкостью или паром, электроток, термохимическая депарафинизация) и гидравлический (штуцирование сечений трубопроводов для инициации выделения газовой фазы - специальными и гидроструйными устройствами) применяются еще реже ввиду их относительной дороговизны [1].

Внутреннее диффузионное цинковое покрытие (ДЦП) имеет высокую адгезию к железу и низкую к парафинам. Слоистая конструкция, образованная в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа, показала высокую коррозионную и эрозионную стойкость, улучшенную герметичность резьбовых соединений (допускается до 20 операций свинчивания-развинчивания) и увеличенный в 3-5 раз срок их службы (рис. 2). По сравнению с полимерными, ДЦП не склонно к старению, обладает высокой твердостью и износостойкостью, не требуют периодической принудительной очистки. Цинковая составляющая обеспечивает покрытие достаточную пластичность, протекторные свойства и выступает как твердая смазка. Такие трубы легко транспортировать без повреждения покрытия, в отличие от труб с неметаллическими покрытиями, особенно эмалевыми или стеклоэмалевыми. НКТ с цинковым покрытием сейчас эксплуатируются «Лукойлом», «Роснефтью» и другими компаниями [2].



Рис. 2. Резьба с напыленным металлическим порошком (фото ООО «ИТМЗ»)

Применяются различные силикатно-эмалевые и полимерные покрытия. С технической точки зрения эмалирование - процесс адгезии силикатной эмали на поверхности металла, при этом прочность сцепления полученного композита выше прочности самой эмали. К достоинствам труб с эмалевым покрытием относятся широкий температурный диапазон эксплуатации (от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+350\text{ }^{\circ}\text{C}$), высокая стойкость к абразивному износу и стойкость к коррозионному воздействию.

Технологии нанесения эмали не позволяют наносить ее на муфты, но можно использовать фосфатирование (создание на поверхности изделий из углеродистой и низколегированной стали пленки нерастворимых фосфатов толщиной 2-5 мкм, предохраняющей металл, при дополнительном нанесении лакокрасочного покрытия, от коррозии), либо термодиффузионное оцинкование, что нивелирует этот недостаток.

Силикатно-эмалевые трубы (эмНКТ) дороже «черных», спектр их применения достаточно узок, но в экстремальных условиях усложненной добычи, где по коррозии обычные НКТ стоят менее года или где для очистки от АСПО приходится чистить скребком внутреннюю поверхность трубы несколько раз в сутки, эмНКТ - кардинальное решение проблемы и однозначно себя окупают.

ООО «Советскнефтегортсервис» (Набережные Челны) также разработало технологию нанесения однослойного внутреннего силикатно-эмалевого покрытия на основе фритты (богатый кремнеземом стеклянный состав, обожженный на малом огне до спекания (но не сплавления) массы) марки ЭСБТ-9 толщиной не менее 200 мкм, которое было успешно испытано Уральским институтом металлов (Екатеринбург). В результате экс-

платуации НКТ с эмалевым покрытием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» с октября 2004 г. по январь 2007 г. из 583 НКТ (группа прочности Д) отбраковано 41 (7 %), в то время как при использовании обычных труб отбраковывается до 25-30 %. Основной характерный дефект эмалевого покрытия - его разрушение в районе резьбовой (ниппельной) части НКТ. Это обусловлено отсутствием контроля усилий свинчивания НКТ при спуско-подъемных операциях, заклиниванием резьбы в результате чрезмерного усилия затягивания (при работе с эмалированными НКТ обязательно применение ключей с динамометрами). После эксплуатации на сложных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Коми» НКТ с эмалевым покрытием в течение 400 суток и более, удовлетворительная средняя наработка НКТ с эмалевым покрытием составила 416-750 суток, НКТ без покрытия 91-187 суток. В настоящее время имеются наработки ОАО «Уральский институт металлов» по ремонту НКТ с эмалевым покрытием на нефтяных месторождениях [1].

Для создания полимерного покрытия применяется два типа пластмасс: термопластичные (поливинилхлорид, полиэтилен, полипропилен, фторопласт и т.д.) и термореактивные (фенопласты, эпоксидные, полиэфирные). Такие покрытия имеют высокую коррозионную стойкость (в т.ч. в высокоминерализованных средах) и длительный срок службы.

Анализ применения НКТП (НКТ с полимерным покрытием) показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах. Причина возникновения дефектов покрытия в большинстве случаев - нарушение правил эксплуатации (режимов тепловой обработки, кислотных промывок и т.д.). Анализ причин ремонтов нагнетательных скважин, оборудованных НКТП, показывает, что они обычно не связаны с состоянием покрытия. При обследовании самых первых труб, 1998 и 1999 гг. выпуска, после их эксплуатации признаков химической деструкции покрытий обнаружено не было, только сколы - на торцах труб (возникающие при спуске-подъеме). Вспучивание покрытия зафиксировано на НКТП после их пропаривания при температуре выше 80°C, что недопустимо по технологическому регламенту [1].

Характерное свойство покрытия - очень высокая эластичность, оно практически нечувствительно к любым деформациям НКТ, в том числе к изгибу на любой угол и кручению. Покрытие не склонно к сколам и трещинообразованию, экологически чисто. Что важно, при очистке и ремонте НКТ допустимы кратковременная (до 1000 часов) обработка паром с температурой до 200 °С и кислотная промывка [4].

Другим решением повышения надежности НКТ является применение полимерных труб. Чисто полимерные (стеклопластиковые) трубы высокого давления считаются альтернативой металлическим, поскольку они позволяют полностью избежать коррозии. Стеклопластики характеризуются низкой плотностью и теплопроводностью, не намагничиваются, обладают антистатическими свойствами, высокой стойкостью к температуре и агрессивным средам. Крупные производители – ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб» (Казань), ОАО «РИТЭК» (Москва) и «Роснефть» [3].

Отложение парафинов на внутренней поверхности стеклопластиковой трубы (СПТ) в 3,6 раза ниже, чем на металле (в статике). Удельная прочность СПТ в 4 раза выше, чем у стали. По опыту эксплуатации, а это около 600 скважин (1500 км), спуск труб не представляет проблем и выполняется на обычном оборудовании. АСПО при хорошей динамике нефтедобычи также почти не откладывается на поверхности НКТ, поскольку полимер не имеет адгезии с парафинами. Но в случае необходимости можно проводить химическую промывку трубы как кислотными, так и щелочными составами [1].

Стальные НКТ занимают примерно 90 % всего парка труб, применяемых на добыче нефти. [1]

Нанесение любого покрытия – это в своем роде промежуточный вариант защиты металла от коррозии для увеличения срока службы НКТ. Однако полностью избавиться от проблемы разрушения межфазного слоя и стыка трубы с помощью нанесения покрытий невозможно. Достигнутое качество НКТ с полимерными и силикатно-эмалевыми покрытиями пока устраивает большинство нефтедобытчиков. Стеклопластик и металл, трубы с покрытиями занимают определенные ниши. К примеру, на некоторых скважинах для систем поддержания пластового давления уже сегодня альтернативы нет именно стеклопластику. Когда и в каких объемах он будет применяться – по большому счету зависит от технической, технологической и организационной культуры нефтяных компаний. Много зависит и от позиции государства в области технического регулирования и промышленности композиционных материалов.

Литература

1. [http:// www.EnergyLand.info](http://www.EnergyLand.info).
2. <http:// www.Promintech.ru>.
3. <http:// www.Schlumberger.ru>.
4. <http:// www.tatneft.ru>.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРИВОДЫ ГЛУБИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Д.Г. Ткачев

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

После распада СССР производство приводов глубинных штанговых насосов в России были освоены более десяти предприятиями, но стабильно они производятся тремя-четырьмя, из которых ведущие позиции занимают АО «Ижнефтемаш», АО «Мотовилихинские заводы», ФГУП «Уралтрансмаш», ОАО «Элкамнефтемаш».

Немаловажно, что эти предприятия выживали в острой конкурентной борьбе и с отечественными, и с зарубежными производителями аналогичной продукции из Азербайджана, Румынии, США. Первые станки-качалки российских предприятий выпускались на основе документации Азербайджанского института нефтяного машиностроения («АЗИНМаш») и единственного производителя этих станков в СССР — завода «Бакинский рабочий». В дальнейшем станки совершенствовались в соответствии с передовыми мировыми тенденциями в нефтяном машиностроении, имеют сертификаты API.

По мнению многих нефтяников, пока по-настоящему не создано другого более надежного и простого в обслуживании оборудования, чем станки-качалки. Поэтому ранее и в настоящее время ведутся работы по совершенствованию элементов УШСН (Установок штанговых скважинных насосов), в том числе, приводов штанговых скважинных насосов. Однако, добыча нефти с помощью станков-качалок не в полной мере соответствует современным требованиям экологической безопасности. К тому же, этот способ добычи нефти не самый эффективный, если его рассматривать с позиции емкости материалов, удобства обслуживания самого оборудования и затрат на энергию.

В России станки-качалки изготавливаются 13 типоразмеров по ГОСТ 5688-76 [3]. Большинство из них составляют двухплечевые станки-качалки (СКД3-1,5-710, СКД4-2,1-1400, СКД6-2,5-2800, СКД8-3-4000, СКД10-3,5-5600, СКД12-3-5600, СКБ 80-3-40Т, СКС-8-3,4-4000, ПФ 8-3,0-4000, ОМ-2000, ОМ-2001, ПШГН 8-3-5500, ПШГН 8-3-5500-5, ПШГН 8-3-5500-15). Появились отечественные одноплечные приводы, аналогичные Марк-II (ОПНШ 138-4,3, ОПНШ 60-2,5, ОПНШ 80-3-40), приводы насоса штангового мобильного (ПНШМ 138-2,5), привод насоса штангового для свайного основания ПНШС 80-3, привод штангового насоса гидрофицированный ЛП-114.00.000, привод насоса штангового тумбовый ПНШТ 60-2,5, привод насоса штангового мобильного, на автоприцепе ПНШМ 138-2,5 [1].

В последнее время для добычи нефти штанговыми насосами наряду с уже традиционными балансирными приводами, наблюдается широкое применение безбалансирных, а именно цепных приводов, которые на мировом рынке появились около 17 лет назад, а на российском — только в последние годы [2]. Разработка конструкции, альтернативной традиционным балансирным станкам-качалкам, была не случайной. На сегодняшний день нефтяные месторождения во всем мире все больше и больше истощаются. Добывать нефть становится все сложнее и, следовательно, дороже. Увеличивается консервация скважин в связи с их нерентабельностью. Все более и более актуальным становится вопрос снижения затрат и повышения эффективности добычи нефти. На данный момент существует много разных вариантов конструкции цепного привода (ЦП). Но одним из наиболее удачных по простоте, надежности и эффективности конструкции является американский привод «Rotaflex». Однако импортное оборудование стоит дорого, поэтому заинтересованность российских нефтяников в появлении отечественных аналогов ЦП увеличивается.

К основным разновидностям цепных приводов, производимых в России, относятся:

Привод цепной скважинного штангового насоса ЦП 60-3-0,5/2,5.

Длинноходовой цепной привод штангового насоса ЦП 80-6-1/4 (рис. 1, табл.).



Рис. 1. ЦП 80-6-1/4

Таблица

Технические характеристики цепного привода скважинного штангового насоса ЦП 80-6-1/4

Тяговое усилие на штоке, кН	80
Длина хода, м	6,1
Число двойных ходов полированного штока:	
— минимальное	1
— максимальное	4
Габариты, мм	4320x2370x10250
Масса привода с уравновешивающими грузами, кг	16700

Учитывая, что для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее предпочтительным является длинноходовой тихоходный режим эксплуатации. Увеличение длины хода (до 6 м) позволяет при сохранении заданной производительности скважины значительно снизить частоту и скорость качаний. Спокойный длинноходовой режим позволяет увеличить коэффициент наполнения насоса и производительность установки, что особенно важно в условиях добычи трудноизвлекаемых высоковязких нефтей. За счет равномерной загрузки электродвигателя при спокойном режиме откачки нефти коэффициент использования мощности двигателя увеличивается более чем на 50 %, сокращаются потери электроэнергии. Цепной привод требует меньшей мощности и габаритов редуктора по сравнению с аналогичным по производительности балансирным станком-

качалкой. Причем, длинноходовой тихоходный режим способствует увеличению срока эксплуатации нефтедобывающего оборудования: при медленном движении снижаются динамические нагрузки на штанги и привод насоса, реже становятся случаи обрыва штанг, удлиняется межремонтный период работы скважин (т. е. сокращаются затраты на закупку штанг и ремонтные работы). Кроме того, конструкция цепного привода позволяет обеспечивать высокую заводскую готовность изделия и, как следствие, сократить время на монтаж ЦП на скважине.

В сравнении, у традиционного балансирного станка-качалки увеличение длины хода ограничено особенностями конструкции. Например, американской фирмой «Lufkin» был создан балансирный станок-качалка с длиной хода 6,6 м и максимальным усилием 13,5 т. Высота конструкции при этом составила 14,2 м и масса с противовесами — почти 40 т. Такая конструкция получается очень металлоемкой и дорогой, вызывает трудности в монтаже, обслуживании и транспортировке. В то время, как Нефтемашевский ПЦ 80 весит порядка 14 т, его высота составляет 10,5 м. Массогабаритные характеристики цепного привода оказываются гораздо более приемлемыми.

Сам проект цепного привода разработан научным подразделением акционерного общества ТатНИПИ-нефть. В 2000 г. на Бугульминском механическом заводе (БМЗ) совместно с учеными института изготовлен опытный образец ПЦ60 с длиной хода 3 м. Серийное производство началось через три года после получения сертификата соответствия и разрешения на применение. Прототипом его явился опытный образец ПЦ80 с длиной хода 6 м. С 2006 г. он выпускается серийно. Сегодня в ассортименте завода модификации с длиной хода 7,3 м, ПЦ60 облегченного варианта с открытой цепной передачей, а также ПЦ40 с длиной хода 2,1 м, который предназначен для малодобитных скважин. Использование цепного привода значительно сокращает затраты на электроэнергию, что сказывается на снижении себестоимости добычи нефти.

Стоит отметить, что цепные приводы востребованы не только в «Татнефти». Данным оборудованием пользуются также в АО «РД «КазМунайГаз», ОАО АНК «Башнефть», «ТНК-Нижневартовск» и «Самаранефтегаз». В апреле 2008 г. с конвейера БМЗ сошел 1000-й цепной привод скважинного насоса.

К особенностям цепных приводов относятся: малая частота качаний, фиксированная длина хода, благоприятный закон движения штанг (с равномерной скоростью на большей части хода), максимальная скорость штанг в 1,7 раза меньше, чем у балансирного аналога, сокращение металлоемкости на 9-30 % по сравнению с балансирным аналогом.

Основанием для использования и внедрения данных приводов являются следующие их преимущества: снижение сил гидродинамического сопротивления в подземной части УСШН в 1,7 раза, возможна эксплуатация малодобитных скважин в непрерывном режиме, снижены удельные энергозатраты на подъем продукции на 10-20 %, снижены динамические нагрузки, увеличены сроки службы скважинного оборудования, уменьшены габариты привода. Использование данного привода позволяет снизить количество ремонтов скважин: по причине образования эмульсии — в 4,3 раза, по причине обрывов и отворотов штанг — в 2,1 раза. Увеличен межремонтный периода работы скважин на 29,3 % (по сравнению со средним по ОАО «Татнефть» на 16,2 % [4]).

Литература

1. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. Нефтепромысловое оборудование: Комплект каталогов. – Томск: Изд-во Том. Ун-та, 1999. - 500 с.
<http://www.neftemash.ru>.
<http://www.ngfr.ru>.
<http://www.tatneft.ru>.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ОЧИСТКИ И ИНГИБИРОВАНИЯ

Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день трубопроводный парк нашей страны способен транспортировать 600 млн т нефти и 800 млрд м³ газа. Альтернативы трубопроводам в XXI веке нет. В связи с высокой интенсивностью развития сети трубопроводов в 80-е годы и недостаточным вниманием к их ремонту, большая часть трубопроводов подлежит капитальному ремонту. Проведение ремонта, в достаточном объеме, невозможно ни с физической точки зрения, ни с финансовой. В этих условиях свести к минимуму ущерб от возможных аварий можно только, ускоренным внедрением системы диагностики нефтепроводов и технически грамотной их эксплуатацией. Сейчас приоритетными являются вопросы экологической безопасности и экологического мониторинга. Отсюда *основная задача – надежность и безопасность трубопроводных систем, превентивные меры предотвращения аварий.*

Большая часть промышленных трубопроводов не выдерживают нормативный срок эксплуатации из-за ряда причин, основной из которых является ручейковая коррозия (рис. 1)

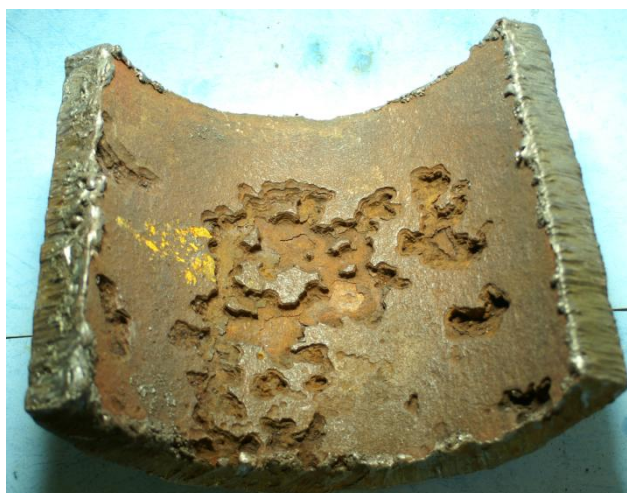


Рис. 1. Коррозионное поражение водовода на УПСВ Харампурского месторождения, ООО «РН-Пурнефтегаз»

По одной из существующих научных гипотез коррозионные разрушения связаны с содержанием в трехфазном потоке механических примесей, которые выпадают на дно трубы в процессе транспорта нефти и при движении вызывают абразивный износ трубы по нижней образующей, способствуя тем самым росту интенсивности коррозии в данной области. Так как скорость течения жидкости, а, следовательно, и твердых частиц на восходящих участках коллектора обычно значительно ниже, чем на нисходящих и горизонтальных, то возможна концентрация частиц и образование отложений в точках перегиба.

По другой гипотезе механические примеси могут скапливаться на пониженных и горизонтальных участках трубопровода и образовывать донные отложения, которые из-за низких скоростей газожидкостного потока не разрушаются, а формируются в виде полос. Поэтому коррозионные разрушения под образовавшимся осадком имеют вид канавок. При этом участки поверхности трубы под осадком становятся анодом, а сам осадок катодом. В возникшей гальванической паре металл трубы под осадком начинает интенсивно разрушаться, причем процесс коррозии ускоряется присутствующими в осадке сульфидами железа.

Наиболее распространенным методом поддержания эксплуатационной надежности стальных трубопроводов считается применение ингибиторов. Согласно стандартам ISO - 8044, ингибиторами коррозии металлов называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной системе в определенной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного агента. Эффект замедления скорости коррозии в присутствии ингибиторов является следствием их воздействия на кинетику электрохимической реакции, обуславливающей коррозионный процесс. В этой связи подобное воздействие невозможно без адсорбции молекул ингибитора на поверхности металла. К недостаткам данного вида защиты можно отнести недостаточную эффективность. При ингибировании трубопроводов уже с продуктами парафинистых отложений, ингибитор тонкой пленкой ложится на слой отложений, не препятствуя возникновению коррозионных поражений (рис. 2).



Рис. 2. Распределение ингибитора в сечении трубопровода

Еще один эффективный метод борьбы с коррозией это применение трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием. Это покрытие наносится на внутреннюю поверхность трубы, оно сохраняет физико-механические и защитные свойства при воздействии климатических факторов (температура от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$, относительная влажность 100 %), обладает стойкостью к воздействию воды, водяных растворов и сырой нефти. Гладкая поверхность покрытия уменьшает гидравлическое сопротивление и парафино-солеудержание. Однако большая стоимость изготовления и монтажа данных трубопроводов не позволяет повсеместно их использовать. Есть и еще один недостаток – незащищенными остаются места стыков труб, это требует применения специальных защитных втулок и как следствие дополнительные затраты.

На наш взгляд наиболее эффективный метод - пробковая технология подачи ингибитора (рис. 3), когда одновременно с очисткой, 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 пачки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы [2].

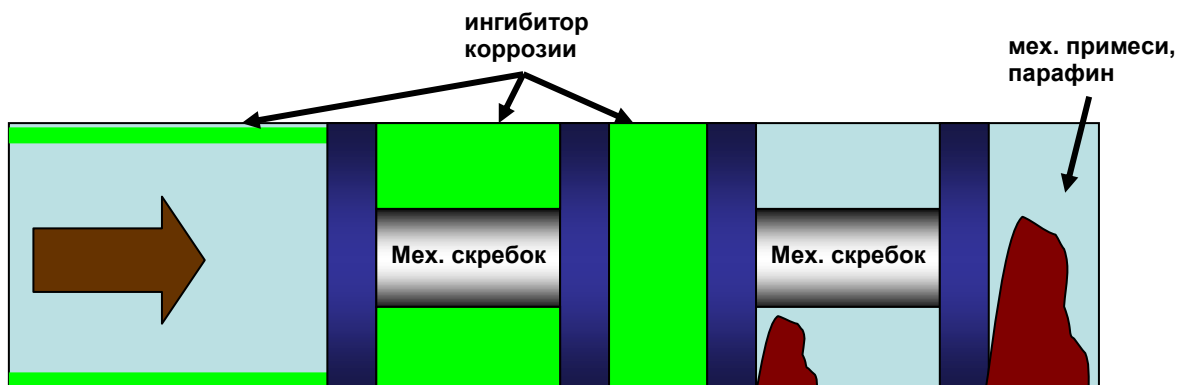


Рис. 3. Пробковая технология подачи ингибитора

При такой технологии, как считают, достигается защита 100 % внутренней поверхности (снижение скорости коррозии до 6-8 раз, за счет исключения возникновения коррозионного процесса, путем извлечения отложений со стенок трубопровода) и минимальный расход (экономия ингибитора до 2-х раз).

Литература

1. Елин Н.Н. Оптимизация систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири.- М.: (Обзор. информ. ВНИИОЭНГ/Сер. «Техника и технология добычи нефти»), 1990.-32с.
2. 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.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Под ред. Ю.Д. Земенкова.- М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 928 с.

ОБОРУДОВАНИЕ БЫТА В УСЛОВИЯХ ТРАССЫ

Д.В. Федин, А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с действующими нормами, при проведении работ в условиях трассы, для рабочих создается полевой городок (рис. 1), обеспечивающий бытовые и санитарные условия, который располагается за пределами опасных зон, но не ближе 300 м от места производства работ и могут достигать по площади 500-1000 м² [1].



Рис. 1. Полевой город

Полевой городок организуется до начала основных работ и включает в себя необходимое количество жилых вагон-домов, вагон-прорабскую, мастерские, вагоны медицинского назначения, вагон-столовую, вагон-душевую, туалет, сушилка для спецодежды и спецобуви, может устанавливаться станция водоочистки. Обеспечивается энергоснабжение: от передвижной электроустановки, или от линии электропередач. Потребляемая мощность полевого городка 60-80 кВт. На территории городка устанавливается временное уличное освещение. Также обязательным условием является установка в городке радио или телефонной связи. Непосредственно в месте производства работ ставится вагон-сторожка и в зимнее время - вагон для обогрева рабочих.

В настоящее время рядом предприятий выпускаются различные вагон-дома марки: «Кедр», «Екатерина», «Комфорт», «Ермак», «Тундра», «Ахтуба», блок-боксы НКУ НИПИКБС (г. Тюмень), ТПЛМ «Симан» (г. Северск, Томской обл.) и др. Производятся вездеходы с жилыми модулями.

Существует 3 типа мобильных зданий: на раме, на санях, на шасси.

Рассмотрим габаритные размеры вагонов на примере вагон - домов «Ермак» (табл. 1). Все вагон-дома можно эксплуатировать без регистрации в органах ГИБДД.

Жилые вагон – дома. Жилой вагон-дом – передвижное здание предназначенное для комфортного проживания сотрудников предприятия на объектах трассы, удаленных от городской инфраструктуры. Существуют

Таблица 1

Габаритные размеры вагон – домов «Ермак»

Серии вагон-домов:	Габаритные размеры:
«Ермак-600» -	длина 6190 мм, ширина 2500 мм
«Ермак-800»	длина 8000 мм, ширина 2800 мм
«Ермак-900»	длина 9000 мм, ширина 3000 мм

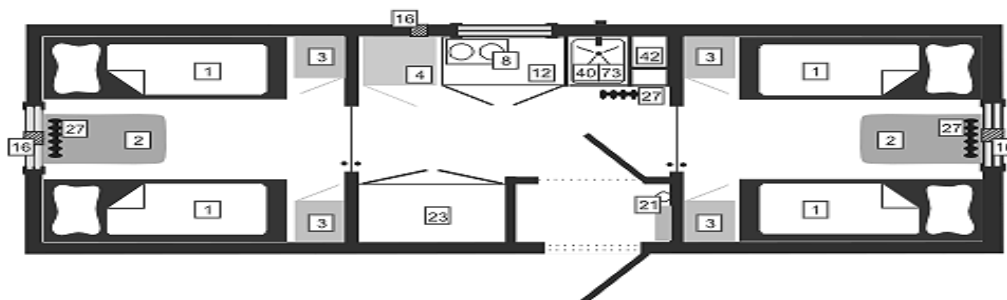


Рис. 2. План-схема жилого вагон – дома

вагоны для проживания 1, 4 и 8 человек. На (рис.2) изображен вагон-дом для восьми человек.

Мобильные здания для просушивания спецодежды. Сушилки - здания, предназначенные для качественного просушивания спецодежды, в т.ч. промасленной на объектах нефтегазового комплекса.

Столовые и кухни. Столовые и кухни - мобильные здания, которые позволяют организовать полноценное питание любого количества людей одновременно. Во время проведения огневых работ организовывается полевая кухня непосредственно вблизи от места проведения работ.

Мобильные здания-мастерские. Мастерские - предназначены для ремонта техники и оборудования в полевых условиях. Мастерские в зависимости от установленного оборудования могут иметь самое широкое применение: слесарная мастерская, сварочная лаборатория и т.д.

Прорабские. Прорабские – это мобильное здание, предназначенное для удобной и спокойной работы независимо от температуры и силы ветра «за бортом».

Станции водоочистки. Станция водоочистки - это обогреваемое теплоизолированное помещение на базе мобильного здания, оснащенное комплектом водоочистных устройств и необходимыми приборами учета.

Не всегда в местах возведения вахтовых городков есть доступ к чистой питьевой воде, поэтому ее могут привозить в специальных автомобильных цистернах, а иногда бывает рациональнее установить станцию водоочистки и очищать воду, например, из близлежащих водоемов [2].

Завод «Транснефтемаш» г. Великие Луки изготавливает следующие прицеп - фургоны для ремонтных бригад:

«Столовая» - для приготовления и приема пищи ремонтными бригадами в полевых условиях;

«Сауна-санузел» - для санитарно-гигиенического обслуживания бригад;

«Ремонтный» - для технического обслуживания и ремонта в полевых условиях;

«Штабной»

«Жилой» - для проживания ремонтных бригад в полевых условиях;

«Сушилка» - для просушивания рабочей одежды;

«Скорая экологическая помощь» - для ликвидации аварийных разливов нефти на подводных переходах [3].

Характеристика мобильных жилых модулей на гусеничном ходу приведена в табл. 2.

Таблица 2

Гусеничный плавающий вездеход ТМ-120 с жилым модулем

Технические характеристики:	ТМ-120:
Двигатель:	Дизель ЯМЗ-236Б-2
Мощность, кВт (л.с.)	184(250)
Эксплуатационная масса, кг	9800
Вместимость кабины, чел.	7
Спальных мест	4
Размеры грузовой платформы, мм	2750*2700
Среднее удельное давление на грунт, кгс/см ²	0,2
Максимальная скорость движения, км/ч	
По шоссе	50
По воде	4-5

Таким образом, в настоящее время имеется большой выбор объектов оборудования быта для проведения различных строительных и ремонтных работ в условиях трассы, использование которых позволит обеспечить комфортные бытовые и нормальные санитарные условия работающих.

Литература

1. Каталог выпускаемого специализированного оборудования «Группа «Техмаш». – М.: Физмалит, 2005. – С.50–58.
2. Каталог выпускаемого специализированного оборудования АК «Транснефть». – М.: Недра, 2006. – С. 10–15.
3. РД 153-39.4-130-2003

Секция 12

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА

ВЕТВЛЕНИЕ ТРЕЩИНЫ ПРИ РАЗРУШЕНИЯХ КРУПНОГАБАРИТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.А. Алексеев

Научный руководитель старший научный сотрудник А.С. Сыромятникова
Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

К каким последствиям может привести разрушение реальных конструкций при распространении быстрой трещины и ее ветвлении? Мы проанализировали случаи масштабных разрушений крупногабаритных технических устройств (магистрального газопровода и нефтяных резервуаров), эксплуатировавшихся в Республике Саха (Якутия) (рис.).

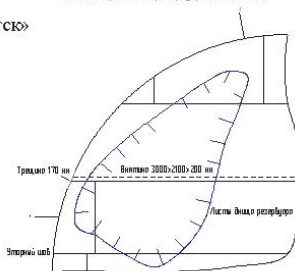
Разрушение на 185 км II нитки магистрального газопровода Берге-Якутск ОАО «Якутгазпром» и резервуара РВС-700 № 49 Амгинской нефтебазы ОАО «Саханефтегазсбыт», происходило путем хрупкого разрушения с прямолинейным распространением трещин по механизму отрыва, на местах искривления траектории и остановки трещины переходящим к вязкому разрушению по механизму среза. Трещины в теле трубы № 1 газопровода и резервуара разветвились, что привело к фрагментации конструкций и осколочному характеру разрушения. Ликвидация последствий аварий потребовала затрат значительных материальных и временных ресурсов.

Повреждение резервуара РВС-700 № 9 нефтебазы с. Хонуу ГУП «ЖКХ РС(Я)» произошло в результате развития трещины длиной 170 мм с раскрытием до 9 мм по вязкому механизму. Данная трещина развивалась прямолинейно, без ветвления, и остановилась. В результате повреждения резервуар не разрушился, утечка топлива привела к разливу 22 % хранящегося нефтепродукта. Осталась возможность возобновления эксплуатации резервуара при соответствующих ремонтных работах.

Разрушение на 185 км II нитки
магистрального газопровода «Берге-Якутск»
ОАО «Якутгазпром»



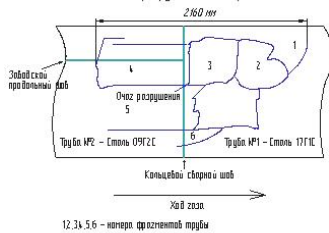
Схема повреждения резервуара РВС-700 №9



Разрушение резервуара РВС-700 №49
Амгинской нефтебазы ОАО
«Саханефтегазсбыт»



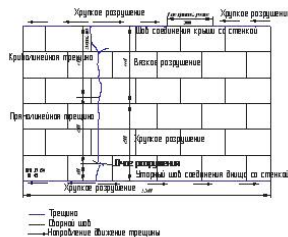
Схема разрушения газопровода



23 – номер вертикальной швы резервуара



Схема разрушения резервуара РВС-700 №9



Повреждение резервуара РВС-700 №9
нефтебазы с. Хонуу ГУП «ЖКХ РС(Я)»

Рис. Схемы и фотографии разрушений технических устройств

При натурных гидравлических испытаниях труб и сосудов из углеродистых сталей [A.R. Duffy и др., 1963] также было показано, что механизм разрушения зависит от скорости распространения трещины. При превышении скорости трещины 450 м/с разрушение объектов происходило путем одновременного распространения нескольких параллельных трещин по механизму отрыва, при средних скоростях (275–450 м/с) наблюдалось ветвление одиночной трещины с основным механизмом разрушения отрывом и переходом к разрушению срезом на некоторых участках и при (150–214 м/с) - продвижение одиночной продольной трещины по вязкому механизму срезом.

Итак, анализ разрушений и повреждения крупногабаритных технических устройств, вызванные их длительной эксплуатацией в условиях РС (Я), показывает следующее:

- масштабные разрушения объектов нефтяной и газовой промышленности с катастрофическими последствиями происходят при распространении трещины с ветвлением;

- характер разрушения зависит от скорости распространения трещины: при высоких скоростях распространения трещины по механизму отрыва происходили осколочные разрушения трубы газопровода и резервуара, а продвижение трещины в резервуаре с небольшой скоростью по механизму среза не приводило к масштабным разрушениям, трещина останавливалась, вызывая лишь повреждение объекта.

МОДЕЛЬ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ РАЗРУШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России имеются десятки тысяч километров стальных нитей действующих магистральных нефтегазопроводов (МНГ) с преобладанием труб большого диаметра, которые находятся под высоким давлением нефти (до 5 МПа) и газа (до 7,5 МПа). В практике эксплуатации МТ на Урале и в других северных районах России наблюдаются аварийные разрушения труб по основной причине – коррозионное растрескивание под напряжением (КРН).

Этому виду разрушения способствуют следующие факторы: высокие эксплуатационные напряжения в наполненных трубах; наличие остаточных напряжений, возникающих при гибки и сварке трубных заготовок; присутствие воды и часто достаточно агрессивных почвенных сред в разных районах эксплуатации трубопровода.

Установлено, что газопроводы большого диаметра аккумулируют большое количество потенциальной энергии, резко повышающей опасность протяженных разрушений. Согласно статистике, наиболее подверженными растрескиванию оказались трубопроводы Ø 1420 мм, в которых потенциальная энергия деформации достигает наибольших значений. Для сравнения: в трубопроводах Ø1220 (с большим сроком до аварии) запас потенциальной энергии более чем в 1,5 раза ниже, хотя расчетные напряжения в стенке трубы в последнем случае даже несколько выше [1].

Поврежденная изоляция труб в процессе эксплуатации, конденсация влаги в местах отслоения изоляции и в так называемых «карманах» – около сварного шва, способствуют проникновению коррозионной или водородосодержащей среды к внешней поверхности труб, что вызывает стресс - коррозионные повреждения. Известно, что катодная защита трубопроводов может быть эффективным средством прерывания и торможения процессов КРН. Однако используемые в настоящее время технология и средства катодной защиты не всегда позволяют постоянно поддерживать заданные защитные потенциалы, безопасные для эксплуатации трубопровода. Аварийные разрушения крупных трубопроводов приводят к большим материальным затратам, поэтому анализ причин аварий при КРН и выяснение возможности их предотвращения являются важными и актуальными задачами [2].

Как было сказано выше основной причиной образования стресс-коррозионных трещин является неправильно выбранный режим катодной защиты. Для подавления скорости коррозии стенки подземного трубопровода необходимо, чтобы плотность тока катодной защиты была равна плотности предельного тока по кислороду (т.е. равнялась току коррозии), когда основной окислитель грунта – кислород, «связывается» электронами, поступающими от станции катодной защиты, а не электронами кристаллической решетки стенки трубопровода. Однако на практике значения защитных потенциалов завышают, чтобы избежать режима недозащиты при неудовлетворительном состоянии изоляции. При завышенном же режиме катодной защиты на защищаемой поверхности трубопровода протекает катодное разложение воды с образованием водорода.

Выделяющийся при реакции водород частично молизуется, образует пузырьки газа и уходит в коррозионную среду, а частично адсорбируется на поверхности металла и какое-то время пребывает на ней в атомарном состоянии. Некоторое количество водорода за это время успевает диффундировать в металл в виде ионов и раствориться в нем, либо относительно равномерно, «напрягая структуру», либо неравномерно, образуя локальные скопления. Ионы водорода частично выходят из пересыщенной решетки стали в межзеренное пространство, на поверхность микропустот, микротрещин, неметаллических включений или других коллекторов, захватывая с собой электрон металла, и уже в виде атома водорода попадают в неметаллическое пространство. В этой среде термодинамически неизбежно происходит молизация водорода. Если диффузия не прекращается, указанный процесс приводит к созданию в коллекторах громадных давлений, так как молекулы водорода не могут диффундировать обратно в решетку (размеры молекул водорода больше размера протона на пять порядков). Описанное явление называют поэтому «эффектом ловушки» [3].

Для определения предельного тока электровосстановления кислорода используют коррозионно-индикаторный зонд с рабочим и вспомогательным электродами. Зонд устанавливают над трубопроводом и погружают на уровень его укладки. Рабочий электрод, выполненный из трубной стали, подключают к источнику тока, величина которого после установления характеризует предельный ток электровосстановления кислорода. Затем источник тока отключают, а рабочий электрод подключают к катодной защите стального трубопровода и определяют величину защитного тока по микроамперметру. Определяют отношение тока катодной защиты к предельному току электровосстановления кислорода и сравнивают это отношение с предельно допустимой вели-

чиной. Для определения предельно допустимой величины указанных токов предварительно выполняют экспериментальные исследования с применением индикатора контроля наводороживания подземных трубопроводов и метода вакуумной экстракции, который используют для определения объемного электролитического наводороживания образцов из трубной стали при различных режимах катодной защиты. Метод вакуумной экстракции основан на обратимости равновесного содержания водорода в металле в зависимости от парциального давления в газовой фазе.

При постепенном накоплении водорода в ловушке происходит увеличение разрывающей силы $F_{разр}$, которая представляет сумму разрывающих сил от давления водорода в микротрещине F_{H_2} и от рабочего давления

$$F_{разр} = F_{H_2} + F_{раб} \quad (1)$$

$$F_{разр} = \sigma_B \cdot S_{разр} \quad (2)$$

где $S_{разр}$ – площадь разрыва, σ_B – предел прочности трубной стали;

$$F_{раб} = \sigma_{кн} \cdot S_{разр} \quad (3)$$

$\sigma_{кн}$ – кольцевое напряжение в стенке трубы.

Результаты расчетов и экспериментов приведены в таблице. Обозначения: $P_{раб}$ – рабочее давление транспортируемого продукта; $\sigma_{раб} = \sigma_{кн}$ – кольцевое напряжение в стенке трубы; $F_{разр}$ – разрывающая сила от рабочего давления; F_{H_2} – разрывающая сила от давления водорода; P_{H_2} – критическое давление водорода в микротрещинах.

Из данных, приведенных в таблице, вытекает, что по мере увеличения давления водорода в микротрещинах ΔP_{H_2} и роста рабочего давления $P_{раб}$ транспортируемого по трубопроводу продукта продолжительность периода до образования стресс-коррозионных трещин уменьшается. Это объясняет также причины появления стресс-коррозии прежде всего на магистральных газопроводах, где рабочее давление больше, чем на нефтепроводах [4].

Таблица

Влияние режимов катодной защиты на наводороживание с учетом кольцевых напряжений в стенке трубопровода, возникающих от давления транспортируемого продукта

Режим катодной защиты, $i_{защ}/i_{пред}$		50	100	150			
Увеличение давления водорода ΔP_{H_2} , атм/сут		0,02	0,05	0,07			
Интенсивность наводороживания, мг/100 г сут		0,0087	0,0175	0,021			
$P_{раб}$, МПа	$\sigma_{раб}$, МПа	$F_{раб}$, кгс	F_{H_2} , кгс	P_{H_2} , атм	Период до образования стресс-коррозионных трещин, год		
5	207,5	9,753	14,218	452,803	62,03	24,81	17,72
5,5	228,25	10,728	13,242	421,72	57,77	23,11	16,51
6	249	11,703	12,267	390,669	53,52	21,41	15,29
6,5	269,75	12,678	11,292	359,618	49,26	19,71	14,08
7	290,05	13,632	10,338	329,236	45,1	18,04	12,89
7,5	311,25	14,629	9,341	297,484	40,75	16,3	11,64
8	332	15,604	8,366	266,433	36,49	14,59	10,43

В результате рассмотрения производственного опыта и современных достижений науки обосновывается необходимость снижения стресс-коррозионной повреждаемости действующих магистральных нефтегазопроводов. Проведен анализ и выявлены эффективные методы обнаружения стресс-коррозионной повреждаемости трубопроводов в процессе эксплуатации и, прежде всего, это применение коррозионно-индикаторного зонда с рабочим и вспомогательным электродами, рассмотрение экономических аспектов показывает большие перспективы применения данных методов, что позволит продлить срок службы трубопровода.

Литература

1. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей / М.А. Конакова, Ю.А. Теплинский. – СПб: Недра, 2004. – 356 с.
2. Матвиенко А.Ф., Балдин А.В. Коррозионное растрескивание под напряжением сталей магистральных газопроводов. Аварийные разрушения // ФММ. – М., 1998. – Т. 86. – № 2. – С. 139 – 146.
3. Противокоррозионная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа: учебное пособие / В.И. Хижняков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2005. – 188 с.

4. Патент РФ №2341589. Хижняков В.И., Хижняков М.В., Жилин А.В. Способ определения продолжительности периода до образования стресс-коррозионных трещин в стальных трубопроводах. Оpubл. 20.12.2008, Бюл.№35.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ

А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.М. Передерин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проектирование трассы трубопровода требует комплексного учета всех факторов, влияющих на удорожание строительства, однако эта задача очень трудоемка для решения вручную. Для облегчения проектирования ранее предлагалось проводить районирование района строительства с последующим определением средней стоимости прокладки на каждом из типов территории. Каждый из типов делился на классы, однако их число было невелико и не позволяло отразить все многообразие территорий. Кроме того, стоимость строительства даже в пределах одного класса территорий может меняться очень сильно. Большое количество классов (более 20) практически невозможно проанализировать и оптимизировать вручную, и потому данный метод не применялся широко.

Более распространено было деление территорий по категориям сложности (4 категории), позволяющее легко вычислять сметные затраты, однако дающее результат, весьма далекий от оптимального. С появлением средств ГИС-анализа и мощных компьютеров ситуация в значительной степени изменилась.

ГИС, или Географические Информационные Системы – это компьютерные системы, позволяющие эффективно работать с пространственно - распределенной информацией. Они являются закономерным расширением концепции баз данных, дополняя их наглядностью представления и возможностью решения задачи пространственного анализа [2].

Применение ГИС дает возможность проводить оптимизацию трассы не в узком коридоре вдоль линии, принятой на этапе обоснования инвестиций, а на всей территории региона строительства. При выполнении оптимизации используются данные о рельефе, углах наклона склонов, кривизне поверхности, высотах, характеристиках грунтов, сейсмичности и геологическом строении, растительности, мерзлотных процессах.

ГИС позволяет проводить полный пространственный анализ данных при решении не только общих, но также частных и прикладных задач, на всех уровнях от обоснования инвестиционных затрат до эксплуатации объекта. Использование такой системы позволяет, не меняя ее сути и основополагающих принципов, постоянно пополнять новыми данными, обновлять и корректировать уже существующие, моделировать и прогнозировать различные производственные процессы, чрезвычайные ситуации и устранение последствий, отслеживать состояние окружающей среды [1].

Данная система позволяет решить следующие задачи:

- 1) Создание базы геоданных на заданную территорию
- 2) Трассирование
- 3) Согласование проекта и окончательное формирование трассы нефтепровода
- 4) Лазерное сканирование
- 5) Математическая модель местности (МММ)
- 6) Единое информационное поле данных
- 7) Строительство
- 8) Эксплуатация

1) Задача нахождения оптимального маршрута транспортировки углеводородов решается с точки зрения минимизации затрат. Проектирование предусматривает выполнение всех этапов работ, кроме самых дорогостоящих и трудоемких: наземных топографических съемок и инженерно-геологических изысканий. На стадии проектирования их в значительной степени заменяют результаты обработки и экспертного анализа Данных Дистанционного Зондирования Земли (ДДЗ Земли) и существующих топографических и тематических карт и отчетов. Опыт работы показал высокую эффективность ГИС-технологий - уменьшение сроков и стоимости изысканий за счет сокращения объемов полевых работ и автоматизации операций [3].

2) Для трассирования трубопровода и проведения изыскательских работ необходима точная привязка к картографической платформе. Поэтому выполняется географическая привязка, как по мелко-, так и крупномасштабным топографическим картам в единой системе. Сложность заключалась в том, что трубопровод – длинномерный линейный объект, трасса которого проходит по нескольким географическим зонам. Привязка ведется в специально разработанной системе координат, с минимальными погрешностями по краям территории

Используется широкий спектр пространственных данных: топографические карты различных масштабов, тематические карты и описания (геологические, карты нефтяных и газовых месторождений, инженерно-геологических условий и т.д.), векторные топо и тематические карты (данные по нефтяным и газовым месторождениям).

По завершению сбора и упорядочения данных о районе предполагаемого строительства, можно перейти из стадии накопления данных к стадии анализа и моделирования [4].

В процессе применения ГИС – технологий возникает проблема, поскольку местность подвержена изменениям, происходящие эрозионные процессы земной поверхности (в зонах антропогенных нарушений), склоновые и русловые процессы, широчайшее распространение термокарста, абразия морских берегов и аккумуляция

аллювиальных отложений ведут к неизбежному устареванию карт, данная проблема решается в сопоставлении данных топографических карт и космических снимков. Используются данные многозональной съемки высокого разрешения, выполняемые с системой LANDSAT. Преимущество снимков - в их современности и достоверности, а обширные возможности программного обеспечения позволяют провести временной анализ и всестороннюю оценку этих изменений и получить уточненную информацию о местности.

LANDSAT - Американская программа является одной из наиболее успешных на мировом рынке ДДЗ Земли, с 1972 года в рамках программы было запущено шесть спутников. Космические аппараты дистанционного зондирования Земли используются для изучения природных ресурсов Земли и решения задач метеорологии.

На основе цифровой модели рельефа возможно выполнение пространственной модели данной территории в целом и проектируемого объекта в частности (расчеты углов поворота, величины и направления уклонов по трассе трубопровода).

Задачу визуализации быстро и эффективно позволяет решить программный модуль. В том числе он позволяет, например, при проведении Технико-Экономического Обоснования (ТЭО) имитировать пролет по трассе трубопровода в режиме реального времени.

Высокая детализация изображения (до 10 м) предоставляет возможность ознакомления с любым участком и объектом магистрального трубопроводного транспорта (вертолетные площадки, головные и промежуточные НПС, резервуарные парки, пункты налива нефти, морские причалы, магистральные автодороги вдоль трассы нефтепровода, пункты размещения аварийно-восстановительных бригад).

3) Важный фактор в принятии обоснованного решения - это комплексное развитие территории и оценка внешних воздействий и вмешательств на окружающую среду.

4) Использование лазерного сканирования линейных объектов строительства обеспечивает доступ к наиболее современной и достоверной информации. Для получения материалов в объеме, достаточном для рабочего проектирования, проведение лазерного сканирования мест строительства вдоль трассовых сооружений: насосных станций, узлов приема и пуска системы очистки и диагностики, вертолетных площадок и аэродромов, переходов через крупные реки и сложных в инженерном отношении участков, защитных сооружений, вдоль трассовых высоковольтных линий, линий радиорелейной связи.

5) По результатам лазерной съемки разрабатывается математическая модель местности в полосе строительства в масштабе М 1:2000 - М 1:500 для рабочего проектирования.

Разработанная МММ позволяет в сжатые сроки получить необходимые данные, как для самого трубопровода, так и природных и техногенных процессов, связанных с его появлением. Полученная МММ дает возможность долгосрочного и оперативного прогнозирования различных ситуаций и процессов.

6) На базе МММ формируется единое информационное поле данных, с помощью которого проектировщики, экологи и другие заинтересованные инстанции получают возможность быстрого и полного доступа к различного вида информации о местности (рельефе, растительности, гидрографии и пр.) и объектах, расположенных на этой местности. На этапах строительства и эксплуатации магистрального трубопровода единое информационное поле данных служит средством принятия рациональных управленческих решений.

7) Использование единых пространственных данных на этапе строительства обеспечивает комплексный и всесторонний подход, возможность моделирования и оценки основных технологических циклов строительства.

Примером может служить виртуальная строительная площадка. Визуализация процесса строительства с использованием МММ и единых информационных ресурсов позволяет руководителю строительства отслеживать ситуацию во времени, координировать действия строительных и снабженческих организаций, решать задачи размещения и пропорционального распределения ресурсов, контролировать ход выполнения работ, графиков и планов.

8) При эксплуатации трубопровода основной задачей становится управление. Инженерные исследования и географическая информация постоянно обновляются, изучение и объективная интерпретация состояния экологических, социально-экономических, природно-ресурсных условий территории и их экономическая оценка с учетом изменяющихся условий рынка помогают в принятии решений управленческого уровня [4].

Функционирование нефтегазового комплекса в ближайшие 10-15 лет будет происходить в рамках довольно жестких требований и ограничений, поэтому только сочетание огромного опыта проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов в сложных условиях, в том числе Крайнего Севера с новыми технологиями, поможет добиться успехов в строительстве и затем эксплуатации трубопроводного транспорта.

Литература

1. Гиттис В.Г. Основы пространственно – временного прогнозирования в геоинформатике. – М.: Физмалит, 2004. – 256 с.
2. Коновалов Н.В. Введение в ГИС. – Петрозаводск: Издательство Петрозаводского университета, 1995. – 148 с.
3. Краак Минго-Ян. Картография: визуализация геопропространственных данных. – М.: Научный мир, 2005. – 324 с.
4. Цветков В.Я. Геоинформационные системы и технологии. – М.: Финансы и статистика, 1998. – 288 с.

**МЕТОД РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ ТРУБ С МЕХАНИЧЕСКИМИ
ПОВРЕЖДЕНИЯМИ ТИПА «РИСКА»**

Б.Д. Брюханов

Научный руководитель доцент А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Механические повреждения типа «риска» возникают при изготовлении и перевозке труб, строительстве и эксплуатации трубопроводов в результате воздействия на металл трубы перемещающегося твердого предмета [1]. Риски – концентраторы напряжений, снижающие несущую способность и срок эксплуатации магистральных трубопроводов [2, 3]. На дне риска расположен слой пластически деформированного (при нанесении повреждения) металла. Этот слой может содержать микронадрывы, от которых развиваются усталостные трещины.

Разрушение трубы с рисками может произойти как при первом (после нанесения повреждений) повышении рабочего давления (из-за уменьшения толщины стенки и инициирования трещины в пластически деформированном слое металла у вершины риска), так и после длительного периода эксплуатации (от усталостной трещины, развившейся от дна риска).

Риска - достаточно распространенное на магистральных трубопроводах повреждение стенки трубы. По результатам внутритрубной диагностики доля рисков среди других дефектов стенки труб магистральных нефтепроводов может достигать 6...10 %.

В [4, 5] приведены рекомендации по расчету на прочность труб с рисками - для труб с продольными рисками, схематизируемых в виде трещины, определяется внутреннее давление при прорыве стенки трубы (разрушающее давление зависит от напряжения пластического течения и трещиностойкости материала). В нормативном документе [6] (действовал до конца 2005 г.) описан порядок расчета на прочность труб с продольными рисками – разрушающее давление зависит от напряжения пластического течения, и подразумевается, что металл обладает достаточной трещиностойкостью.

Для повышения надежности эксплуатации трубопроводов необходима разработка и совершенствование методов расчетов на прочность и долговечность труб с дефектами, в том числе с механическими повреждениями типа «риска».

Для магистральных нефтепроводов разработан новый метод расчета на прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска», учитывающий характерные особенности механического повреждения: потеря металла, микронадрывы (микротрещины) на дне риска, развитие усталостной трещины, концентрация напряжений в нетто-сечении и у вершины трещины.

Для описания трещиностойкости металла в методике используется понятие локального объема материала радиусом r , расположенного у вершины трещины. Радиус r является свойством металла, отражающим его чувствительность к концентрации напряжений. Для локального объема рассчитываются параметры напряженно-деформированного состояния (локальные напряжения и деформации) и анализируется наступление предельных состояний.

В методике реализована система предельных состояний для бездефектной трубы, нетто-сечения стенки, локального объема у вершины трещины, которая использует деформационные условия (критерии) предельной прочности и предельной пластичности.

Предельная прочность достигается при выполнении условия:

$$\theta_u(\varepsilon_i, \varepsilon_0, \varphi_\varepsilon) = \frac{\varepsilon_i \cos \varphi_\varepsilon}{\varepsilon_{iu}} + \frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{u0}} = 1$$

Предельная пластичность достигается при выполнении условия:

Коэффициенты ε_{iu} , ε_{0u} , ε_{ic} , ε_{0c} являются механическими характеристиками и определяются по результатам испытаний образцов металла: ε_{iu} и ε_{0u} – предельные интенсивность деформации и объемная деформация; ε_{ic} и ε_{0c} – разрушающие интенсивность деформации и объемная деформация.

Значения интенсивности деформации ε_i , объемной деформации ε_0 и деформационного параметра φ_ε рассчитываются по компонентам номинальных (в стенке бездефектной трубы), местных (в нетто-сечении с дефектом) и локальных (у вершины трещины) деформаций по формулам:

$$\varepsilon_i = \sqrt{\frac{2}{3}(\varepsilon_{ki} - \delta_{ki}\varepsilon_0)(\varepsilon_{ki} - \delta_{ki}\varepsilon_0)},$$

$$\varepsilon_0 = \frac{\delta_{ij}\varepsilon_{ij}}{3},$$

$$\varphi_\varepsilon = \arccos\left(\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon_i}\right),$$

где компоненты деформаций ε_{ki} обозначены в декартовой системе координат; δ_{ki} – символ Кронекера; ε_1 – наибольшая деформация удлинения.

Для расчета номинальных, местных и локальных деформаций в методике используются расчетные схемы бездефектной трубы, объемного дефекта, поверхностной трещины с общими правилами упругопластических расчетов параметров напряженно-деформированного состояния и коэффициентов концентрации напряжений и деформаций.

По значениям номинальных, местных и локальных деформаций проверяется выполнение условий (1) и (2) соответственно для бездефектной трубы, нетто-сечения стенки, локального объема у вершины трещины.

Результатами решения системы уравнений при выполнении хотя бы одного из условий (1) и (2) является разрушающее давление p_f для трубы с дефектом с заданными размерами:

$$p_f = p_f(L, W, H),$$

или глубина дефекта H , приводящего к разрушению трубы при заданных размерах L, W и давлении p :

$$H_f = H_f(L, W, p).$$

Для учета возможного образования у вершины риски микронадрывов в методике принято, что на дне риски имеется начальная трещина глубиной ρ и протяженностью L_{mp} . Долговечность определяется увеличением глубины этой трещины до предельного (разрушающего) значения.

Скорость роста усталостной трещины при циклическом нагружении (мм за цикл) определяется из условия предельной поврежденности металла у вершины дефекта:

$$\varepsilon_{iN} \text{ определяется из условия } \frac{\Delta \varepsilon_i}{\varepsilon_{iN}} + \frac{\Delta \varepsilon_0}{\varepsilon_{0c}} = 1,$$

$$V_0 = \frac{(n_N + 1)\rho}{N_0}, N_0 = \frac{1}{2}.$$

Коэффициент n_N (так же как ε_{ic} , ε_{0c} , ρ) является механической характеристикой металла.

Значения размахов $\Delta \varepsilon_i$, $\Delta \varepsilon_0$ определяются для пульсирующего нагружения по компонентам локальных деформаций, которые связаны уравнениями расчетных схем с давлением и размерами дефекта.

В расчетах по методике используются коэффициент запаса по прочности трубы K_{mp} , и коэффициент запаса $K_{уст}$ по скорости роста усталостной трещины, зависящие от марки стали трубы и категории участка нефтепровода по СНиП 2.05.06-85* [7]. Возможное превышение рабочего давления в зависимости от коэффициента надежности n по СНиП 2.05.06-85* учитывается поправкой Δp .

Литература

1. Березин В.Л., Ясин Э.М., Ращепкин К.Е. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
2. Гумеров А.Г., Ямалеев К.М. и др. Дефектность труб нефтепроводов и методы их ремонта. – М.: Недра, 1998. – 252 с.
3. Галлямов А.К., Черняев К.В., Шаммазов А.М. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики. – М.: УГНТУ, 1998. – 600 с.
4. Cosham A., Hopkins Ph. A new industry document detailing best practices in pipeline defect assessment // Proc. of 5th International Onshore Pipeline Conference. Amsterdam, The Netherlands, December 2001.
5. Cosham A., Kirkwood M. Best practice in pipeline defect assessment // Proc. of International Pipeline Conference (IPC 2000). Calgary, Canada. IPC00-0205.
6. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритрубными дефектоскопами. – М.: АК «Транснефть», 1997. – 26 с.
7. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП, 2002. – 60 с.

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЗОНЫ СВАРНОГО СТЫКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Е.В. Данзанова

Научный руководитель старший научный сотрудник А.И. Герасимов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В настоящее время, несмотря на широкое применение полимерных труб, нет методов определяющих физико-механические свойства собственно области самого сварного стыкового соединения. В действующем Своде правил по проектированию и строительству газопроводов из полиэтиленовых труб СП 42-103-2003 [3], применяемые методы контроля качества сварных соединений такие как, испытания на осевое растяжение, испытания на статический изгиб, испытания на длительное растяжение и другие, не дают прочностные свойства зон самого сварного стыкового соединения труб.

В Институте проблем нефти и газа СО РАН разработан метод, позволяющий на стандартном испытательном оборудовании произвести определение прочностных характеристик любой зоны сварного соединения, такие как относительное удлинение при разрыве, прочность и предел текучести при растяжении.

Способ осуществляется следующим образом. Не ранее чем через 24 ч после сварки из области сварного стыкового соединения вырезают образцы-ленты одинаковой толщины, так чтобы образец-лента состоял из определенной зоны, например, только из зоны термического влияния или из подгратовой зоны или из зоны сплавления (рис. 1).

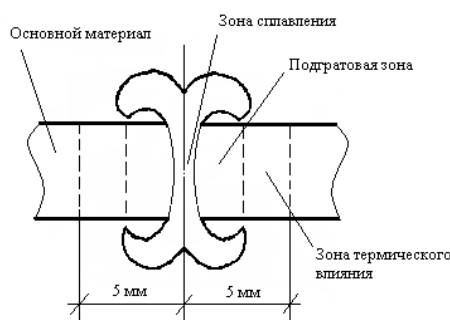


Рис. 1. Зоны сварного стыкового соединения полимерной трубы (зона термического влияния для трубы диаметром 63 мм равна ± 5 мм [2])

Для получения одной и той же толщины вырезание образцов-лент производится электрическим торцевателем самой сварочной установки при постоянной скорости и при постоянной нагрузке, равной нагрузке осаживания. Для предотвращения вытягивания образца-ленты из-за его наматывания на самой трубе образцы-ленты изготавливают не более чем на один оборот торцевателя. Толщину образца-ленты можно менять изменением выступающей части ножа торцевателя над плоскостью диска торцевателя от 100 до 500 мкм. Затем образцы-ленты вырезаются на отрезки, на середине которых находится рабочая часть длиной 10 мм одинаковой толщины. Испытания образцов-лент производят согласно ГОСТ 14236 – 81 после 16 ч после приготовления и снятия размеров на любой разрывной машине, обеспечивающей точность измерения нагрузки с погрешностью не более 1 % измеряемого значения, и которая имеет регулируемую скорость. Закрепление образцов-лент производится на специальных захватах, предназначенных для испытания пленок, как показано на рис. 2.

При закреплении в захваты испытательной машины область рабочей части образца-ленты нельзя касаться руками для устранения ошибки, т.к. так называемая «шейка» образуется на месте захвата руками рабочей части. Испытание проводится при различных скоростях раздвижения зажимов испытательной машины, равных например 5, 25 и 100 мм/мин. При выбранной скорости раздвижения захватов определяется относительное удлинение при разрыве и предел текучести при растяжении лент-образцов взятых из исследуемых зон сварного стыкового соединения. Обработка результатов испытаний проводятся принятыми методами.

На рис. 3 и 4 приведены результаты испытаний на растяжение основного материала, зоны термического воздействия, подгратовой зоны и зоны сплавления стыковой сварки полиэтиленовой трубы ПЭ80 ГАЗ SDR11 63×5,8 при скорости раздвижения захватов 25 мм/мин на универсальной испытательной машине UTS20K (Германия). По результатам испытаний видно, что наиболее слабой зоной по прочностным характеристикам является зона сплавления, а наиболее прочной зоной – подгратовая зона. Идентичные результаты ранее были получены в работе [2], где по результатам оценки характеристик трещиностойкости было выявлено, что эффективный критический коэффициент интенсивности напряжений имеет минимальное значение в середине шва, т.е. в зоне сплавления, а максимальное – в околошовной зоне, т.е. в подгратовой зоне. В то же время в работе [1] было показано, что наиболее слабым местом с точки зрения прочности при проведении сварочных работ в условиях сверхнормативных температур воздуха (более +40 °С) является подгратовая область из-за формирования крупносферолитной структуры, резко отличающейся от структуры самой трубы и возникновения микро- и макротрещин по границам структурных образований в подгратовой зоне, которые возникают из-за усадочных деформаций.

Таким образом, предлагаемым способом можно определить физико-механические свойства любой области сварного стыкового соединения. По результатам испытаний по предложенной методике выявлено:

- самым слабым местом является зона сплавления;
- наиболее прочным местом является подгратовая область.

По результатам испытаний видно, что слабой зоной сварного шва по прочностным характеристикам является зона сплавления. Наиболее же прочной зоной является подгратовая область сварных соединений полиэтиленовых труб для газопроводов.

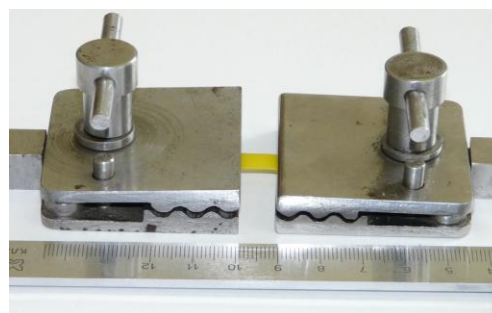


Рис. 2. Закрепление образцов-лент на специальных захватах

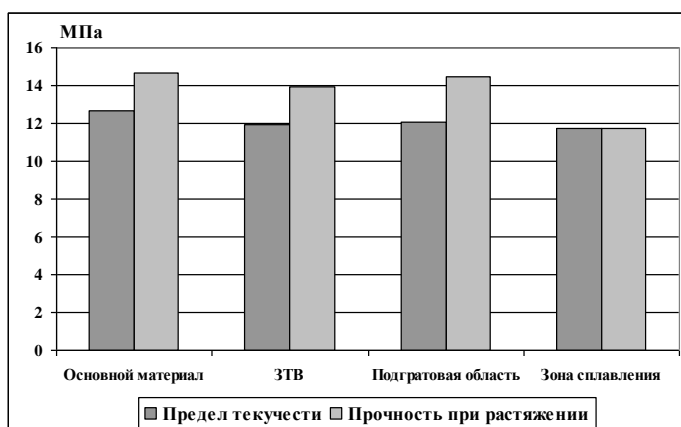


Рис. 3. Предел текучести и прочность при растяжении зон сварного стыкового соединения

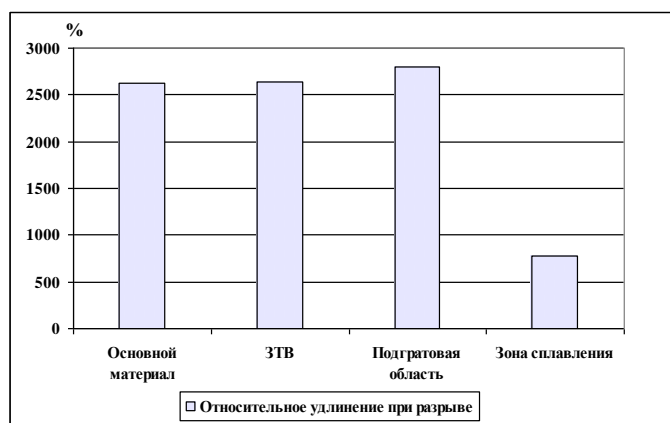


Рис. 4. Относительное удлинение при разрыве зон сварного стыкового соединения

Литература

1. Кайгородов Г.К., Каргин В.Ю. Влияние скорости охлаждения полиэтиленового сварного шва на его прочность // Трубопроводы и экология. – М., 2001. – № 2. – С. 13 – 14.
2. Родионов А.К., Бабенко Ф.И., Коваленко Н.А. и др. Трещиностойкость сварных стыковых соединений полиэтиленовых труб // Материалы. Технологии. Инструменты. – М., 2003. – Т. 8. – № 3. – С. 19 – 20.
3. СП 42-103-2003. Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов. – М.: Полимергаз, ФГУП ЦПП, 2004. – 86 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

В.В. Евсеев, О.В. Глазков

Научный руководитель заведующий отделом технологии добычи О.В. Глазков
ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Вследствие того, что, как правило, некоторые ранее запроектированные и построенные нефтепроводы не всегда рассчитаны на возможное возрастание объемов перекачки нефти в настоящее время в связи с открытием и вводом в эксплуатацию новых нефтяных и газонефтяных месторождений в Западной Сибири особо остро встает проблема повышения пропускной способности действующих нефтепроводов. Для решения этой проблемы достаточно распространенными технологическими приемами являются нагрев нефти с целью снижения вязкости, а также применение полимерных противотурбулентных присадок. Целью работы являлась оценка влияния температуры на эффективность применения противотурбулентных присадок для повышения пропускной способности нефтепровода. Авторы работы выражают признательность к.х.н., старшему научному сотруднику ИХН СО РАН В.Н. Манжаю за неоценимую помощь в понимании процессов влияния температуры на свойства разбавленных растворов полимеров.

Экспериментально установлено, что введение полимерной добавки в турбулентный поток жидкости приводит к уменьшению коэффициента гидродинамического сопротивления (λ), входящего в уравнение Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L}{4\rho^2 \cdot R_w^5} \cdot \rho \cdot Q^2, \quad (1)$$

где $\Delta P = P_1 - P_2$ – заданный перепад давления между концами трубы, длина которой L и радиус R_w ; ρ – плотность жидкости; Q – объёмный расход.

В соответствии с уравнением (1) уменьшение коэффициента гидродинамического сопротивления полимерного раствора (λ_p) по сравнению с коэффициентом чистого растворителя (λ_s) сопровождается либо снижением потерь давления на трение при постоянном объёмном расходе ($Q = \text{const}$), либо увеличением объёмной скорости течения при фиксированном перепаде давления ($\Delta P = \text{const}$). Изменение этих величин при введении полимера в поток приводит к снижению удельных энергетических затрат на перекачку единицы объёма жидкости, численное значение которых оценивают величиной снижения гидродинамического сопротивления (DR) и рассчитывают по формуле:

$$DR, \% = \frac{\lambda_s - \lambda_p}{\lambda_s} \cdot 100 \quad (2)$$

Согласно выражению (2), чем меньше численное значение коэффициента λ_p , тем больше величина эффекта.

В табл. 1 приведены экспериментально измеренные значения кинематической вязкости толуола и растворов полибутадиена в толуоле при различных температурах. Вязкость как толуола, так и полимерных растворов различных концентраций в диапазоне температур от 283 К до 323 К уменьшается примерно на одинаковую величину (~ 35 %), поэтому следовало бы ожидать увеличение скорости течения этих жидкостей при повышении температуры. Но, если текучесть толуола заметно возрастает, то скорость турбулентного течения растворов полимеров в тех же гидродинамических условиях хотя и выше скорости чистого растворителя вследствие снижения ими сопротивления, но практически не изменяется при нагревании. Это связано с увеличением коэффициентов гидродинамического сопротивления полимерных растворов (λ_p) при повышении температуры, что в соответствии с формулой (2) приводит к снижению величины эффекта DR .

Таблица 1

Кинематическая вязкость толуола и растворов полибутадиена при разной температуре

		$\nu \cdot 10^6, \text{ м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$					
$T, \text{ К}$	$C, \text{ кг} \cdot \text{м}^{-3}$	0,00	0,05	0,1	0,3	0,5	1,0
283		0,763	0,780	0,809	0,881	0,966	1,260
293		0,675	0,688	0,705	0,773	0,860	1,080
308		0,575	0,591	0,610	0,670	0,737	0,940
323		0,502	0,515	0,528	0,578	0,634	0,820

Данную ситуацию одновременного уменьшения вязкости полимерных жидкостей при нагревании и отсутствия изменений в их текучести можно объяснить с точки зрения того, что разбавленные растворы полимеров обладают комплексом специфических свойств, заметно отличающих их от низкомолекулярных растворителей. Рассматривая движение макромолекулярных клубков вдоль оси потока под действием сдвигового напряжения (τ_w) при течении полимерного раствора как непрерывную последовательность деформаций-поворотов, приводящую к качению сферических тел (клубков) одного слоя по поверхности другого [2], можно получить выражение для расчета приращения объёмного расхода (ΔQ) полимерного раствора по сравнению с объёмным расходом чистого растворителя:

$$\Delta Q = \pi R_w^2 \cdot \Psi \cdot \frac{\tau_w}{\sqrt{\rho \cdot G}}, \quad (3)$$

где $\Delta Q = Q_p - Q_s$ – величина приращения объёмного расхода полимерного раствора (Q_p) по сравнению с объёмным расходом растворителя (Q_s) при одинаковых напряжениях сдвига; $\tau_w = \frac{\Delta P}{2L} \cdot R_w$ – напряжение сдвига на стенке трубы; ΔP – потери давления на трение в цилиндрическом канале, длина и радиус которого (L) и (R_w) соответственно; Ψ – объёмная доля макромолекулярных клубков в растворе; ρ – плотность растворителя; G – модуль упругости макромолекулярного клубка, объём которого (V_k); $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$, Дж·К⁻¹, постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.

Принципиально важным является появление в выражении (3) величины модуля упругости G макромолекулярных клубков, который отсутствует в известных уравнениях, описывающих зависимость объёмной скорости течения от различных гидродинамических параметров течения и физико-химических характеристик жидкостей. Известно, что модуль упругости полимеров увеличивается с ростом температуры, поэтому в соответствии с уравнением (3) следует ожидать снижения объёмной скорости течения растворов при их нагревании.

Тестирование текучести растворителей и полимерных растворов при различных температурах проводили на турбулентном реометре [1]. Турбореометр позволяет проводить исследования в широком диапазоне чисел Рейнольдса (напряжений сдвига), охватывающем как ламинарную, так и турбулентную области течения. Объектами исследования являлись растворы полиизопрена в нефти и полибутадиена в толуоле. Для приготовления растворов различных концентраций использовались образцы полиизопрена и полибутадиена с молекулярными массами $M_r = 5,5 \cdot 10^5$ и $M_r = 6,6 \cdot 10^5$ соответственно. Благодаря полученным экспериментальным данным, в частности, была рассчитана зависимость (табл. 2) величины коэффициента гидродинамического сопротивления от температуры, концентрации раствора и перепада давления. Полученные экспериментальные результаты полностью подтверждают достоверность формулы (3).

Таблица 2

Зависимость величины коэффициента гидродинамического сопротивления от температуры, концентрации раствора и перепада давления

P, МПа	λ						
	C, кг/м ³ T, К	0	0,05	0,1	0,3	0,5	1
0,05	283	0,0322	0,0301	0,0287	0,0256	0,0237	-
	293	0,0309	0,0285	0,0280	0,0245	0,0234	0,0228
	308	0,0287	0,0271	0,0259	0,0230	0,0216	-
	323	0,0278	0,0264	0,0253	0,0223	0,0222	0,0208
0,2	283	0,0297	0,0233	0,0206	0,0158	0,0149	-
	293	0,0284	0,0228	0,0202	0,0154	0,0151	0,0118
	308	0,0262	0,0218	0,0196	0,0157	0,0142	-
	323	0,0251	0,0212	0,0189	0,0154	0,0147	0,0135
0,4	283	0,0270	0,0193	0,0161	0,0117	0,0111	-
	293	0,0257	0,0192	0,0157	0,0114	0,0111	0,0096
	308	0,0233	0,0188	0,0154	0,0124	0,0112	-
	323	0,0226	0,0179	0,0151	0,0117	0,0114	0,0108

На основании данных, представленных в табл. 2 и используя формулу 2 легко видеть, что изменение температуры потока с 10 °С до 50 °С приводит к снижению эффективности противотурбулентной присадки на 5-30 % в зависимости от концентрации и перепада давления. Дальнейшим развитием работы станет подробный технико-экономический анализ с целью определения оптимальных с экономической точки зрения параметров применения присадок с учетом влияния температуры и сравнение данного метода повышения пропускной способности нефтепровода с другими (строительство лупингов и т.д.).

Выводы

Предложено уравнение зависимости приращения объёмного расхода полимерного раствора от гидродинамических параметров турбулентного течения и физико-химических свойств полимерных растворов.

На системе полибутадиен-толуол экспериментально подтверждена предсказываемая уравнением (3) обратно пропорциональная зависимость приращения объёмного расхода полимерного раствора от температуры.

Литература

1. Малкин А.Я., Несын Г.В., Манжай В.Н., Илюшников А.В. // Высокомолекулярные соединения. – М., 2000. – Т. 42 Б. – № 3. – С. 377 – 383.
2. Манжай В.Н. Теоретические и прикладные основы физ.-хим. регулирования свойств нефтяных дисперсных систем. – Томск: Изд-во ТГУ, 2001. – Ч 3. – С. 71 – 81.

СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И КОНСТРУКЦИИ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ МОРСКИХ НЕФТЕПРОВОДОВ

А.В. Ермолаева, М.А. Кынакытова

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Трубопроводный транспорт в практическом плане является единственно экономически выгодным способом транзита нефти, газа и продуктов их переработки на большие расстояния в случае, если имеются технические возможные варианты реализации такой транспортной сети. Существующая на сегодняшний день система трубопроводного транспорта представляет собой разветвленную сеть магистральных трубопроводов. В последнее время повысился интерес к строительству морских трубопроводов, что связано с экологической безопасностью такого трубопровода. Основным материалом при строительстве трубопроводов на суше является сталь различных марок, выбор которой зависит от типа перекачиваемой среды, условий, при которых осуществляется

транспортировка. В море же этот материал становится не всегда эффективным, так как сталь подвержена действию агрессивной среды. Как следствие популярность приобрели полимерные материалы. Достоинства полимеров известны, а их недостатки – следствие физической природы материала, с развитием технологий постепенно уменьшаются. Растут допустимые температуры применения полимерных труб, давления в трубопроводах, и каждый шаг в этом направлении расширяет сферу применения пластиков. Практически снимается проблема коррозионной стойкости труб: как по отношению к внешней среде, что позволяет прокладывать трубопроводы в агрессивных средах, так и по отношению к внутренней среде – пластмассовые трубы характеризуются низкой склонностью к коррозионным отложениям. Нет необходимости, естественно, и в коррозионной защите. Пластиковые трубы имеют значительно меньший вес, что существенно облегчает транспортировку и монтаж, а их гибкость позволяет проходить повороты трассы без применения фасонных деталей и поставлять значительную часть типоразмеров труб длинномерными отрезками (бухтами) [1]. Расширение практики использования гибких труб при строительстве дюкеров является следствием успешного применения таких труб для строительства статических стоек и соединения плавучих палуб с донным оборудованием. В отрасли появилась потребность в строительной технологии, альтернативной применению жестких труб, позволяющей ускорить прокладку трубопроводов с более экономичных строительных судов. Применение полимерных труб, при строительстве наземных магистральных трубопроводов, весьма затруднительно из-за высоких внутренних давлений. В море внутреннее давление в трубе компенсируется давлением толщ воды, поэтому полимерные трубы с успехом применяются при строительстве подводных нефтегазопроводов. При производстве полимерных труб используется широкий спектр материалов со значительно различающимися свойствами [4]. В настоящее время полимерные трубы выпускаются из полиэтилена, поливинилхлорида и полипропилена. Полиэтиленовые трубы применяются сегодня в различных областях промышленности и строительства. Различают полиэтиленовые трубы высокого (ПВД) и низкого (ПНД) давления. Так как полиэтилен является химически стойким веществом, то ПНД используется при транспортировке газа. Полипропиленовые трубы считаются трубами нового поколения и благодаря их высоким эксплуатационным характеристикам именно им чаще всего отдается предпочтение. Полипропиленовые трубы в меньшей мере подвержены действию агрессивных сред, что положительно сказывается на гладкости внутренней поверхности. Полипропиленовые трубы имеют значительный срок службы, который составляет около 50 лет [3].

В последнее время на «трубном рынке» появился еще один вид труб – стеклопластиковые. Сфера их применения – нефтепроводы. В отличие от труб изготовленных из других материалов они не подвергаются коррозии под действием сероводорода, углекислого газа, соленой воды и двуокиси серы. Такие трубы изготавливаются методом влажной продольно-поперечной намотки стекловолокна, пропитанного связующим (эпоксидные смолы) на оправку. В процессе намотки, волокна ориентируются по необходимому для оптимального восприятия нагрузок направлению. В этом и состоит преимущество этих труб, в отличие от полимерных они выдерживают большие нагрузки. Стеклопластики характеризуются низкой плотностью, низкой теплопроводностью, немагнитностью. Они обладают антистатическим эффектом и высокой стойкостью к агрессивным средам. Трубы имеют достаточно широкий диапазон температур и рабочих давлений. Однако и этот вид труб имеет ряд значительных недостатков:

- высокие затраты на монтаж и ремонт объектов, оснащенных такими трубами;
- повышенное отложение парафинов на внутренней стенке в ряде случаев;
- невозможность ремонта в условиях нефтепромысла [2].

Первые разработки комбинированных конструкций труб начались с создания из стали и полимерных материалов многослойных конструкций, обладающих большими химической стойкостью и гибкостью, по сравнению со стальными трубами. В настоящее время применяют трубы с использованием различных конструкций и материалов: полимерные, литые и нелитые. Литые и нелитые трубы обладают составной конструкцией, для которой характерны следующие преимущества:

- малый предельный радиус изгиба;
- хорошие показатели теплопроводности;
- высокий коэффициент демпфирования;
- высокая ударная прочность.

В литой трубе стенка представлена в виде перемежающихся слоев из различных материалов (полимерный материал, сталь, ткань) с химическим связующим между ними для обеспечения сцепления. Эластомерные материалы и пряжи из упрочненного волокна укладываются поверх и между слоев встречной предварительно напряженной стальной оплетки во избежание контакта между ее элементами, принадлежащими разным слоям. В связи с отсутствием проскальзывания слоев стенки относительно друг друга при изгибе литой трубы в ней фактически отсутствует трение и сопутствующее ему повышение температуры. Стенки нелитых труб также выполняются из перемежающихся слоев полимерных материалов, стальной армировки и тканых лент. Каждый из полимерных слоев в отдельности наносят на стальные конструкционные элементы, не применяя никаких связующих веществ. Несвязанность слоев стенки между собой обуславливает возможность их подвижки (проскальзывания) относительно друг друга. И литые и нелитые конструкции состоят из нескольких слоев [1].

Одним из основных назначений составной конструкции является усиление отдельных элементов трубной стенки. Полимерные части гибкой трубы обладают устойчивостью к коррозии. Недостатком таких видов труб является то, что составные элементы по-разному реагируют на действия нагрузок, и таким образом механизм их разрушения может быть комбинированным.

Таким образом, можно сделать вывод, что в связи со значительным ростом объемов строительства морских трубопроводов, применение гибких труб становится одной из самых перспективных строительных технологий.

Литература

1. Мастобаев Б.Н., Мовсум-Заде Э.М., Мастобаев Ю.Б. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Под ред. А.М. Шаммазова. – СПб.: Недр, 2006. – 162 с.
2. <http://polymerpipes.ru/products/polymer>.
3. <http://neft.tatcenter.ru/enterprises>.
4. <http://www.ppb-truba.ru/polimers.htm>.

**МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ СТРЕСС-КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ НА
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ****П.А. Жендарев**

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В соответствии с современными представлениями стресс-коррозия – это изменение свойств металла в условиях неблагоприятной окружающей среды, когда пластичный и вязкий металл, попадая в коррозионную среду, образует хрупкие трещины. Причиной же образования самих трещин считается наводороживание металла трубы, как следствие, его охрупчивание.

Однако некоторые научные труды [3, 6, 8, 9] позволяют усомниться в правильности этого предположения.

Перед тем как углубиться в суть вопроса, необходимо вспомнить, каким образом обеспечиваются прочностные свойства трубных сталей. Достижение этих свойств обеспечивается за счет подходов, во многом противоречащих друг другу. Так, прочность достигается за счет повышения содержания углерода, микролегирования, термообработки, контролируемой прокатки. Высокий уровень пластичности и вязкости достигается за счет уменьшения размера зерна, формирования однородной и дисперсной структуры, снижения количества неметаллических включений.

Трубные стали относятся к малоуглеродистым и низколегированным сталям, состав которых характеризуется некоторыми особенностями. Углерод в таких сталях вследствие превышения предела растворимости всегда содержится в избыточном количестве, причем массовое его скопление наблюдается по границам зерен. По этой причине образуется фаза так называемых межзерновых карбидов. Интенсивность этого процесса возрастает с увеличением содержания углерода и размера зерна стали. В результате образуется хрупкая структура в окружении пластичных зерен феррита. Для всех карбидов характерны высокая прочность и твердость, отсутствие способности преодолевать деформации.

Карбиды образуются методом внедрения углерода с карбидообразующими элементами. При этом углерод отдает свои электроны, образуя тем самым, высокопрочную связь и соединение. К карбидообразующим относят 13 элементов таблицы Менделеева, в том числе железо, марганец, хром, ванадий, титан, ниобий, молибден, вольфрам – элементы, входящие в химический состав всех трубных сталей. Активность карбидообразования будет возрастать для сталей, легированных молибденом, ванадием, вольфрамом и титаном, а это основные марки трубных сталей, из которых построены современные трубопроводы: 13Г2АФЮ, 08Г2ФЮ, 09Г2ФБ, 10Г2ФТ и другие, а также трубы импортной поставки – Х65, Х70 [1].

Теоретическими и экспериментальными исследованиями [6, 8, 9] уже установлено, что не только при производстве стали, но и при эксплуатации металл трубы подвергается старению за счет дополнительного перераспределения избыточного углерода на границы ферритных зерен и увеличения, тем самым, скопления карбидов на границах.

Собственно старение металла – это образование карбидной фазы. В начальной стадии образуются тонкодисперсные частицы карбидов, со временем их размер и количество увеличивается. После создания структуры, близкой к равновесной их количество не увеличивается, но происходит их укрупнение.

Исследованиями [2, 3, 5, 7] установлено, что уже в начальной стадии пластической деформации происходит локальное течение ферритных зерен, тогда как в карбидах из-за отсутствия деформационной способности ответной реакцией является рост напряжений и образование сверхмалых, на уровне атомных размеров, субмикротрещин. С увеличением микропластического деформирования пропорционально растет количество субмикротрещин в различных зонах карбидных скоплений. Субмикротрещины действуют в ферритной матрице как мощные концентраторы напряжений, способные создавать зародыши разрушения уже при деформации, равной 1 %. Карбиды представляют собой пластинчатую структуру, в которой субмикротрещина подрастает под действием напряжений, перемещается через толщину карбидной пластинки от одной поверхности раздела к другой, увеличиваясь в длину.

Зарождение субмикротрещины в пластинке карбида происходит по механизму сдвига, т. е. под действием касательных напряжений, а рост микротрещины – под действием нормальных напряжений. Таким образом, источником зарождения дефекта является критическая нагрузка и течение зерен феррита, поэтому решение задачи сводится к определению условий его зарождения и последующего роста.

Рассмотрим модель зарождения стресс-коррозионного дефекта на стадии перехода субмикротрещины в микротрещину, принимая длину субмикротрещин равной размеру карбида, а длину микротрещины – равной размеру карбида и прилегающих блоков зерен феррита. Начало процесса образования микротрещин всегда происходит с зарождения и стабильного подрастания субмикротрещин в карбидах.

При этом возможно протекание процесса по двум вариантам: 1) субмикротрещина не инициирует микротрещину, происходит локальное течение прилегающего к карбиду феррита и субмикротрещина затупляется на границе раздела «карбид – феррит»; 2) субмикротрещина переходит из карбида в феррит, преобразуясь в микротрещину Гриффитса.

Рассмотрим условия, при которых субмикротрещина, образованная в пластинке карбида, будет инициировать хрупкое разрушение в прилегающих зернах феррита.

Итак, по второму варианту субмикротрещина длиной L зарождается в пластинке карбида по механизму отрыва, распространяется, пересекая толщину всех пластинок карбида, и входит в прилегающие зерна феррита, образуя микротрещину по хрупкому механизму разрушения (отрыв). При этом растягивающие напряжения достигнут критического уровня и должны удовлетворять соотношению Гриффитса – Орована для величины напряжений при плоском напряженном состоянии:

$$\sigma \geq \sqrt{E\gamma_{\text{эф}} / \pi(1-\nu^2)L} \quad (1)$$

где E – модуль Юнга; $\gamma_{\text{эф}}$ – энергия образования поверхностей, включающая энергию деформирования; L – длина микротрещины; ν – коэффициент Пуассона.

Энергия образования поверхностей связана с накопленной упругой энергией следующим уравнением:

$$2\gamma_{\text{эф}} = 1/2\sigma\varepsilon, \quad (2)$$

где ε – деформация.

Уравнение (2) с учетом $\sigma = (\varepsilon/a)E$ преобразуется к виду:

$$\sigma = 2(E\gamma_{\text{эф}}/a)^{1/2}, \quad (3)$$

где a – межзатомное расстояние.

Из уравнения (3) следует, что напряжение, необходимое для продвижения трещины с минимальными размерами L_M , прямо пропорционально энергии образования поверхностей. Для напряжений в вершине трещины в условиях действующей концентрации напряжений энергия образования поверхностей реализуется за счет энергии деформации

$$\gamma_{\text{деф}} = -\pi L_M^2 \sigma^2 / E \quad (4)$$

Тогда напряжение для продвижения трещины равно:

$$\sigma = (E\gamma_{\text{эф}}/4L_M)^{1/2} \quad (5)$$

В соответствии с уравнением (5) для малоуглеродистой стали напряжение для продвижения трещины и размеры трещины в условиях плоского напряженного состояния будут иметь следующие значения: $\sigma = 5 \cdot 10^2$ МПа, $L_M = 7,8 \cdot 10^{-4}$ мм.

Полученные величины имеют очень важное значение, поскольку даже с учетом принятых допущений показывают уровень необходимых напряжений при данных размерах первичного микродефекта для начала процесса образования стресс-коррозии.

В соответствии с теорией механизма хрупкого разрушения дальнейший рост микротрещины в пластинках карбида и зернах феррита должен привести к увеличению границ поверхностей раздела и после достижения критической длины – к лавинному разрушению. Однако этого не происходит, поскольку, как следует из полученных значений действующих напряжений и размера дефекта, длина микротрещины, а следовательно, и необходимая энергия разрушения при малых площадях образовавшихся поверхностей раздела микротрещины недостаточна для роста трещины. И это условие является энергетическим стимулом для образования других подобных микротрещин в следующей последовательности.

В микрообъеме металла, достаточно большом по сравнению с длиной трещины, образуется неустойчивое напряженное состояние между поверхностями раздела микротрещины и приложенными напряжениями. Остальные субмикротрещины в данном микрообъеме ввиду малых размеров не могут развиваться, а образовавшаяся микротрещина для дальнейшего роста ожидает последующего увеличения напряжений. Аналогичная микротрещина образуется и подрастает в смежном микрообъеме металла стенки трубы. В результате возникает большое количество микротрещин, которые под действием главных напряжений в стенке труб имеют одинаковую ориентацию.

Экспериментальное подтверждение зарождения микротрещин от растрескивания карбидов в низкоуглеродистой стали вакуумной плавки приведено в работе [4]. Вакуумная плавка наиболее удобна для проведения экспериментальных исследований, поскольку позволяет сразу после окончания плавки получить большой размер зерна с гомогенной структурой и концентрацию карбидов на границах зерен. Полученные результаты свидетельствуют, что карбидные субмикротрещины образуются при напряжениях, близких к пределу текучести ($\sigma^{02} = 4 \cdot 10^2$ МПа в условиях одноосного нагружения), но не превышают его. Условия инициирования микротрещин по механизму хрупкого разрушения (без образования шейки и пластического течения) достигаются в связи с тем, что их длина удовлетворяет уравнению (1).

Таким образом, установлена структурная последовательность 3-стадийного образования дефектов стресс-коррозии: зарождение, развитие и распространение.

1. Зарождение. Поскольку все марки трубных сталей относятся к карбидообразующим, то на хрупких, недеформирующихся карбидах образуются субмикротрещины.

Количественное содержание карбидов в металле труб, а следовательно, и потенциальных микротрещин повышается с увеличением времени эксплуатации, приложенных напряжений, снижения температуры эксплуатации, пластического деформирования металла.

II. Развитие. При напряжениях, близких к пределу текучести, одна из субмикротрещин, наиболее благоприятно ориентированная к главным действующим напряжениям, начинает свой рост с последующим образованием микротрещины. После этого в микрообъеме металла, структурно связанного с нею, происходит релаксация напряжений. Докритические микротрещины формируются под действием главных напряжений в каждом отдельном микрообъеме металла труб и поэтому имеют одинаковую направленность. Дальнейший их рост по длине и глубине, вплоть до образования поверхностных макротрещин, происходит при очередном увеличении напряжений.

III. Распространение. По мере увеличения размеров поверхностных трещин происходит слияние двух смежных, перемычка металла между которыми имеет минимальные размеры. Такая объединенная трещина является эпицентром будущего разрушения. Аналогично может осуществляться объединение других трещин, но первично объединенная трещина, как правило, находится в центре колонии дефектов и опережает другие трещины по размерам. При достижении объединенной трещиной критической длины, равной в среднем 400 – 700 мм происходит образование сквозной трещины по механизму вязкохрупкого отрыва. Затем она переходит в закритическую стадию распространения с вязким характером разрушения. Вязкая трещина движется прямолинейно по трубопроводу со скоростью до 400 м/с, используя силовой механизм – давление транспортируемой среды на раскрывающиеся борта трубы.

Литература

1. Анушкин М.П., Горицкий В.Н. Трубы для магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. – 232 с.
2. Безухов Н.И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: Высшая школа, 1968. – 512 с.
3. Васильев В.В., Жуков А.В. Диагностика и продление безопасной эксплуатации магистральных газопроводов // Материалы отраслевого совещания в Томске 16 – 19 марта 2005 г. «Итоги работы газотранспортных обществ». – М.: ИРЦ «Газпром», 2005. – С. 179 – 193.
4. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 308 с.
5. Коэн М., Вуцкевич М. Статистический анализ начала разрушения отрывом в железе при разрушении карбидов // Физика прочности и пластичности. – М.: Металлургия, 1972. – С. 258 – 268.
6. Мак Лин Д. Механические свойства металлов. – М.: Металлургия, 1965. – 432 с.
7. Справочник металлста. – М.: Машиностроение, 1976. – Т. 1. – 718 с.
8. Финкель В.М. Физика разрушения. – М.: Металлургия, 1977. – 677 с.
9. Чувильдеев В.Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов // Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов. – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. – С. 18 – 67.

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ СРЕДСТВ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ А.В. Жилин

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность темы

В современных условиях защита от коррозии подземных стальных трубопроводов является одним из важнейших способов обеспечения их безотказной работы. Протяженность магистральных трубопроводов для транспорта нефти и газа России в настоящее время достигает 200 тыс. км. Более 46 % из них эксплуатируются более 20-ти лет. Срок эксплуатации 20 % магистральных трубопроводов превысил 30-ти летний срок эксплуатации. Магистральные трубопроводы эксплуатируются при рабочих давлениях, достигающих 6,0 – 8,0 МПа при одновременном воздействии коррозионных сред различной агрессивности. Коррозионные отказы являются главным фактором, снижающим надежность подземных стальных трубопроводов. Опасным видом коррозионного разрушения трубопроводов является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) – хрупкое разрушение стенки трубы при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих переменных напряжений.

Анализ результатов коррозионных обследований и внутритрубной диагностики показывает, что вследствие подготовки нефти и газа к транспортировке по магистральным трубопроводам, доля коррозионных дефектов на внутренней поверхности не превышает 6 % от доли коррозионных дефектов, обнаруживаемых на внешней поверхности магистральных трубопроводов, из которых 31,7 % – наружная коррозия в виде язв и питтингов; 68,3 % - стресс-коррозионные трещины.

В настоящее время одной из главных причин аварийных ситуаций на магистральных газопроводах является стресс-коррозионное растрескивание стальных труб. Доля аварий по причине стресс-коррозии превышает 40 % от общего количества аварийных отказов магистральных нефтегазопроводов. В настоящее время не существует способов обнаружить раннюю стадию коррозионного растрескивания. Все существующие дефектоскопы не позволяют выявлять причины образования такого растрескивания, а обнаруживают уже существующие трещины. При этом трещины глубиной менее 20 % толщины стенки трубопровода остаются незамеченными. До

настоящего времени нет методов, позволяющих количественно контролировать степень подавления коррозии и электролитического наводороживания стенки трубопровода при различных режимах катодной защиты, что приводит к неэффективному ее применению на практике.

В процессе исследований в ТПУ было выявлено, что неправильно выбранный режим катодной защиты подземных трубопроводов от коррозии приводит либо к коррозионному разрушению стенки трубопровода, либо к образованию стресс-коррозионного растрескивания трубных сталей.

Режим катодной защиты трубопроводов от коррозии регламентируется ГОСТ Р 51164-98. Исследования показали, что для подавления скорости коррозии стенки подземного трубопровода необходимо, чтобы плотность тока катодной защиты была равна плотности предельного тока по кислороду, когда основной окислитель грунта – кислород, «связывается» электронами, поступающими от станции катодной защиты (СКЗ), а не электронами кристаллической решетки стенки трубопровода. В противном случае, СКЗ работает в режиме «недозащиты» и происходит активное коррозионное разрушение стенки подземного трубопровода. Поэтому на практике значения защитных потенциалов часто завышают (до пределов, установленных ГОСТ Р 51164-98), чтобы избежать режима недозащиты при неудовлетворительном состоянии изоляционного покрытия трубопровода. При завышенном же режиме катодной защиты, как показывают наши исследования, происходит другое нежелательное явление – наводороживание трубной стали, приводящее с течением времени к зарождению и развитию стресс-коррозионных трещин.

Указанные проблемы трубопроводного транспорта определяют актуальность темы исследований, связанной с разработкой метода технической диагностики электрохимической защиты современных трубопроводных систем, позволяющего количественно определять недопустимо высокий коррозионный износ и прогнозировать появление трещин КРН со стороны внешней катодно-защищаемой поверхности напряженно-деформированных подземных стальных трубопроводов.

Цель работы

Основная цель исследований заключается в создании оригинального метода технической диагностики системы электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов, позволяющего определять как недопустимо высокую остаточную скорость коррозии с одной стороны, так и недопустимо высокую степень электролитического наводороживания стенки трубы при различных потенциалах катодной защиты, измеряемых на трассе действующих подземных стальных трубопроводов.

Научная новизна

В процессе исследований был разработан аппаратно-программный комплекс, позволяющий количественно определять режимы катодной защиты, а также оценивать 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». С помощью этого комплекса были проведены длительные исследования коррозионного поведения трубных сталей в нейтральных и слабощелочных грунтах в лабораторных и трассовых условиях.

Впервые в практику катодной защиты трубопроводов от коррозии было введено понятие «коэффициент полезного использования тока катодной защиты». Показано, что коэффициент полезного использования тока катодной защиты имеет максимальное значение, когда плотность тока катодной защиты достигает плотности предельного тока по кислороду. Дальнейшее увеличение плотности тока катодной защиты приводит к незначительному увеличению защитного эффекта и резкому снижению коэффициента полезного действия тока катодной защиты, свидетельствующему о начале протекания электродной реакции, не связанной с подавлением коррозионного процесса. Эта нежелательная электродная реакция – катодное разложение воды (а также других водородсодержащих соединений) с выделением водорода, который проникает в кристаллическую решетку стенки трубопровода, что приводит к охрупчиванию трубной стали и развитию КРН. Расчеты показали, что в режиме перезащиты до 95% электрической энергии тратится не на подавление коррозии подземного трубопровода, а на получение водорода из почвенного электролита.

Впервые разработан и предложен к практическому применению безразмерный критерий выбора режимов катодной защиты подземных стальных трубопроводов, характеризуемый отношением плотности тока катодной защиты к плотности предельного тока по кислороду: $j_{к.з.}/j_{np.}$, позволяющий контролировать образование на защищаемой поверхности трубопровода коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.} < j_{np.}$ и стресс-коррозионных дефектов, когда $j_{к.з.}$ превышает $j_{np.}$ более, чем в 10 раз. Оптимальным и эффективным режимом катодной защиты было принято значения критерия в пределах $3 < j_{к.з.}/j_{np.} \leq 8$. В этом случае коррозионный процесс подавляется до значений 0,007...0,01 мм/год и заметного увеличения содержания водорода в ферритно-перлитной стали трубного сортамента обнаружено не было. Заметное увеличение концентрации водорода вблизи катодно-защищаемой поверхности обнаруживается, когда плотность тока катодной защиты превышает плотность предельного тока по кислороду в 50 и более раз, что по истечению некоторого инкубационного периода, зависящего от напряженно-деформированного состояния трубопровода, приведет к развитию стресс-коррозии.

Прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния трубопроводов на основе результатов электрохимических измерений с помощью разработанного и изготовленного коррозионно-индикаторного зонда и коррозиметра «ТА-Коррозия» в лабораторных и полевых условиях с достаточной для практики точностью согласуется с результатами ультразвуковой внутритрубной диагностики, результатами собственных комплексных обследований эффективности электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов на образцах-свидетелях коррозии и результатами технических расследований аварий на магистральных газопроводах и нефтепроводах, подверженных стресс-коррозионному разрушению.

Практическое значение

В результате исследований созданы условия для широкого внедрения в практику коррозионного мониторинга подземных стальных трубопроводов аппаратно-программного комплекса нового поколения, обладающего такими положительными качествами, как экспрессное количественное определение остаточной скорости коррозии при различных потенциалах катодной защиты, и степени электролитического наводороживания в зависимости от соотношения между плотностью тока катодной защиты и плотностью предельного тока по кислороду в трассовых условиях. Применение нового метода технической диагностики системы электрохимической защиты в практику эксплуатации подземных стальных трубопроводов позволит выполнить расчет остаточного ресурса их безопасной и безаварийной эксплуатации, составить достоверный аналитический прогноз коррозионного и стресс-коррозионного состояния в условиях агрессивного воздействия окружающего грунта.

Рекомендуется с помощью этого комплекса оценить существующие режимы катодной защиты на дочерних предприятиях ОАО «Газпром» и ОАО «АК«Транснефть» и в случаях, когда имеет место режим перезащиты, снизить значение защитного потенциала до безопасного по данной методике с учетом действующего ГОСТ Р 51164-98 и, тем самым, оптимизировать катодную защиту с целью уменьшения затрат на электроэнергию и предотвращения зарождения стресс-коррозионных трещин.

Технический результат – уменьшение вероятности образования стресс-коррозионных трещин и возникновения аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах высокого давления.

Данный способ впервые позволяет продиагностировать систему ЭХЗ, определить степень опасности, с опережением принять соответствующие меры и исключить аварийное разрушение действующих подземных трубопроводов.

ПРОЦЕССЫ ОЧИСТКИ В ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ

В.В. Зайковский, Д.В. Федин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В газовой промышленности одним из важнейших критериев работы оборудования является его надежная, безотказная работа, а также достаточная долговечность. Газотурбинные установки (ГТУ) являются особыми узлами газотранспортной системы – они взаимодействуют со многими внешними рабочими средами, которые одновременно являются и важнейшими компонентами системы (следовательно, их нельзя исключить) и факторами риска возникновения отказов оборудования, как правило, за счёт содержания в себе механических примесей. Не стоит также забывать о том, что в ГТУ присутствуют камеры сгорания а, следовательно, и отрицательное влияние на экологию. В связи с этим особое значение приобретают процессы очистки в газотурбинных установках. Целью данной работы явилось проведение литературного анализа, который позволил выделить основные виды очистки на современных газотурбинных двигателях.

Процесс очистки в ГТУ включает в себя:

1. очистку воздуха (влияет на работу компрессора и камеры сгорания);
2. очистку топлива (камера сгорания);
3. очистку масла (система смазки);
4. очистку отработанных газов (экологические факторы);
5. очистка лопаток компрессора.

Первым этапом очистки на ГТУ является очистка всасываемого воздуха, которая осуществляется системой воздушных фильтров с разными степенями очистки (рис. 1).

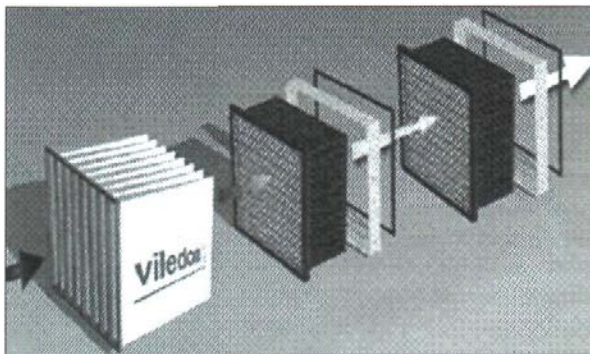


Рис. 1. Система воздушных фильтров

Очищать всасываемый воздух очень важно, поскольку он «работает» во всех основных частях ГПА – компрессоре, камере сгорания и турбине. Поскольку мы отбираем воздух из неконтролируемой окружающей среды – в нём всегда будут содержаться атмосферные осадки и пылеватые частицы, влияние которых варьируется от загрязнений лопаток до ухудшения реакции сгорания топлива и эрозийного износа всего комплекса оборудования [1].

В связи с этим на входе всасываемого воздуха монтируют системы очистки, представляющие собой последовательность фильтров уменьшающейся проницаемости. При этом, наиболее эффективно показали себя трёхступенчатые системы: фильтр грубой очистки, средняя ступень, фильтр тонкой очистки [2].

Процесс очистки топлива разработан с целью предотвращения негативного воздействия примесей, содержащихся в жидком топливе, прежде всего металлов, солей натрия и калия, а также воды и твердых частиц. Наличие примесей в топливе вызывает высокотемпературную коррозию, отложение золы, закупорку и эрозию топливной системы и является причиной высоких расходов, связанных с эксплуатацией. Очистка топлива на ГТУ осуществляется с помощью топливных фильтров (рис. 2).



Рис. 2. Пример круглого топливного фильтра, применяемого на ГТУ

Помимо непосредственной очистки на ГТУ топливо проходит предварительную очистку на газораспределительных станциях (ГРС), которая осуществляется с помощью абсорберов, адсорберов, сепараторов, циклонных пылеуловителей. Последние в свою очередь на настоящий момент получили наибольшее распространение, ввиду своей простоты и эффективности. Данные устройства очистки устанавливаются перед аппаратом подогрева газа на ГРС.

Нельзя также забывать об очистке масла, которая включает в себя:

- Очистку масла двигателя.
- Очистку масла нагнетателя.
- Очистку масла при непосредственном его поступлении в область нахождения подшипников.

Очистка осуществляется с помощью масляных фильтров и сепараторов, очищающих масло как от механических частиц, так и от свободной воды. В масляных фильтрах фильтрующий слой состоит из металлических сеток, перфорированных пластинок, колец, смоченных минеральным маслом; они могут быть ячейковыми или самоочищающимися. В последних фильтрующий слой представляет собой непрерывно движущуюся сетчатую ленту, очищаемую от пыли в масляной ванне.

Последним этапом очистки на ГТУ является очистка выхлопных газов. Она проводится, прежде всего, с целью обеспечения экологичности производства и снижения вредного воздействия на людей и окружающую среду.

Наибольшее распространение получили 3 вида промышленной очистки выхлопных газов:

1. Абсорбция жидкостями.
2. Адсорбция твердыми поглотителями.
3. Каталитическая очистка дымовых газов.

Последние являются наиболее технологичными и позволяют ускорить реакцию окисления СО и сернистых соединений, превратив их в СО₂ и сероводород при сравнительно невысоких температурах и обычном давлении [3].

После того, как все рабочие тела на ГТУ были очищены, необходимо произвести контроль вредных выбросов. Содержание окиси углерода (СО) в уходящих газах является одной из основных причин увеличения затрат на топливо (индикатор химического недожога). Непрерывный контроль состава уходящих газов позволяет в реальном режиме времени производить оперативное управление котлоагрегатом и поддерживать отношение воздух/топливо на оптимальном уровне, что приводит к существенной экономии топлива, а также обеспечивает экологичность работы установки.

Отдельно нужно отметить очистку лопаток компрессора, поскольку их очистка не связана непосредственно с очисткой рабочих тел ГТУ и в большинстве случаев осуществляется отдельными подключаемыми системами.

Несмотря на работу систем очистки всасываемого воздуха, масла и топлива, на лопатках всё равно могут осажаться загрязнения. Это связано, прежде всего, с физической невозможностью достижения 100 %-й степени очистки, а также в некоторых случаях с нарушением герметичности корпуса ГТУ. Устранить эти загрязнения можно лишь промывкой лопаток, которая является достаточно сложным процессом (рис. 3).



Рис. 3. Пример работы продукта фирмы Gas Turbine Efficiency на турбине самолета

Основная проблема промывки – правильное определение всех характеристик процесса. Здесь необходимо рассчитать величину давления, достаточного для достижения последних ступеней компрессора; размер капель, при котором жидкость будет иметь достаточный импульс и при этом не разрушит поверхность лопаток; состав очищающей жидкости, компоненты которого не осядут вместо загрязнений на лопатках после очистки. Если все характеристики рассчитаны правильно – можно добиться восстановления выходной мощности до 5% после водной очистки «на холодной прокрутке» [4].

Процесс очистки ГТУ является важнейшей частью ее работы, она позволяет повысить эффективность и надежность работы установки.

Литература

1. Газотурбинные Технологии (Апрель). – М.: Московская типография №13, 2007. – 48 с.
2. Газотурбинные Технологии (Октябрь). – М.: Московская типография №13, 2007. – 48 с.
3. Р.И. Кузьмина, В.П. Севостьянов. Каталитическая очистка газовых выбросов от оксида азота и углерода. – М., 2009. – С. 6 – 8.
4. Газотурбинные Технологии (Март). – М.: Московская типография №13, 2007. – 48 с.
5. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В., Байкин С.С. Газотурбинные установки: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.

ИССЛЕДОВАНИЯ НА МАЛОЦИКЛОВУЮ УСТАЛОСТЬ КАК ИМИТАЦИЯ НАКОПЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОСТИ ГЛАДКИХ ОБРАЗЦОВ ИЗ КОНСТРУКЦИОННОЙ СТАЛИ

А.Р. Иванов

Научный руководитель научный сотрудник А.М. Большаков

Институт физико-технических проблем Севера имени академика В.П. Ларионова СО РАН,
г. Якутск, Россия

Для изучения влияния уровня поврежденности на предельное состояние металла проведены механические испытания гладких образцов на малоцикловую усталость с целью имитации процесса накопления поврежденности металлом. Образцы, изготовленные по ГОСТ 11150–84 из стали Ст15, испытывали на малоцикловую усталость с помощью разрывной машины «INSTRON» при следующих условиях нагружения: температура испытаний - +20 °С; максимальное число циклов - 370; коэффициент асимметрии цикла менялся в диапазоне $0 < R < 1$; максимальная нагрузка - 2,7 кН ($1,3\sigma_T$); амплитуда цикла – 2,55 кН.

После циклического нагружения образцы подвергали одноосному растяжению до разрушения. Здесь e_{nl}^* , e_{nl} – значения пластических деформаций образца в исходном состоянии и после усталостных испытаний, соответственно; $\Delta e_p = e_{nl}^* - e_{nl}$. Видно, что с увеличением количества циклов (уровня накопления поврежденности) пластичность стали, характеризующийся e_{nl} , уменьшается.

По результатам испытаний на одноосное растяжение построена зависимость σ_B / σ_T от $\Delta e_p / e_{nl}^*$ – предельная кривая потери пластичности (см. рис.). Отношение $\Delta e_p / e_{nl}^*$ назвали коэффициентом потери пластичности (КПП). Из приведенной зависимости видно, что с повышением уровня накопления поврежденности (уменьшением пластичности), т.е. при $\Delta e_p / e_{nl}^* \rightarrow 1$, $\sigma_T \rightarrow \sigma_B$.

Предельная кривая потери пластичности описывается эмпирически полученным уравнением:

$$\frac{\sigma_B}{\sigma_T} = 1 + \frac{k_1}{1 + \beta \left(\frac{\Delta e_p}{e_{nl}^*} \right)^m}, \quad (1)$$

где k_1 , β и m – коэффициенты для конкретной конструкционной стали. Например, для Ст15: $k_1=0,8$, $\beta=42$, $m=2$.

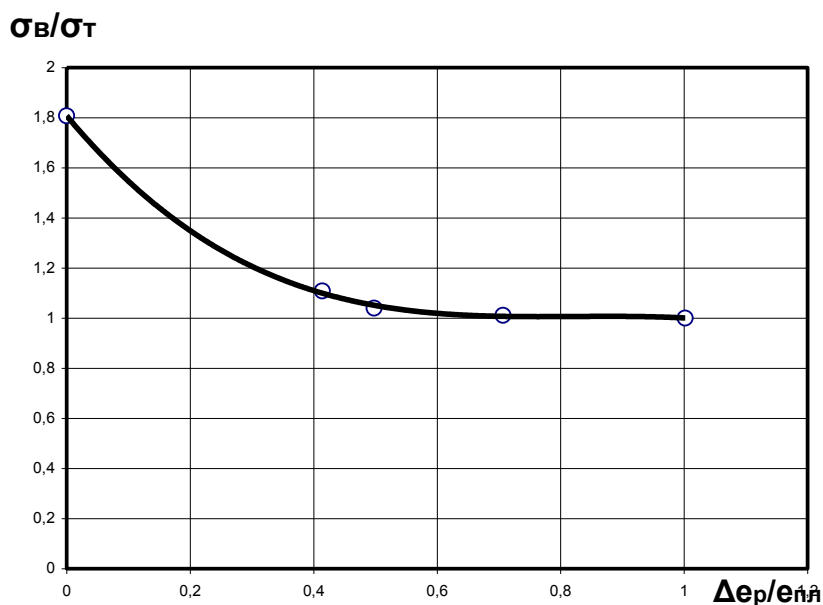


Рис. Предельная кривая потери пластичности от накопления поврежденности

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СИЛ В КОЛЬЦЕВОМ КАНАЛЕ НА СТРУКТУРУ ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКОЙ СРЕДЫ В УСТРОЙСТВАХ С КОЛЬЦЕВЫМИ КАНАЛАМИ И.Ш. Ислямов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие новой техники требует детального изучения осредненных и пульсационных, локальных и интегральных турбулентных свойств закрученного потока в специфических условиях. Имеющиеся в литературе результаты в подавляющем большинстве относятся к исследованию осредненных характеристик течения и теплообмена в непроницаемых трубах с частными законами начальной закрутки [1, 2]. Использование геометрических характеристик завихрителя в качестве критерия интенсивности закрутки, как это делается в подавляющем большинстве исследований, не позволяет считать эмпирические уравнения универсальными.

В данной работе исследуется закрученное течение, с целью определения достоинств численного алгоритма, оригинально представленного для расчета сложных вращающихся потоков, математическая постановка которой опирается на физические условия. В работе предварительно исследуется ламинарное закрученное течение. Рассматривается стационарное течение несжимаемой жидкости в трубе с заданной конфигурацией и закручивающим завихрителем в виде двух цилиндров (рис.). Предполагается, что течение является вращательно-симметричным, внешние массовые силы отсутствуют, теплофизические условия, плотность ρ и коэффициент динамической вязкости μ постоянны.

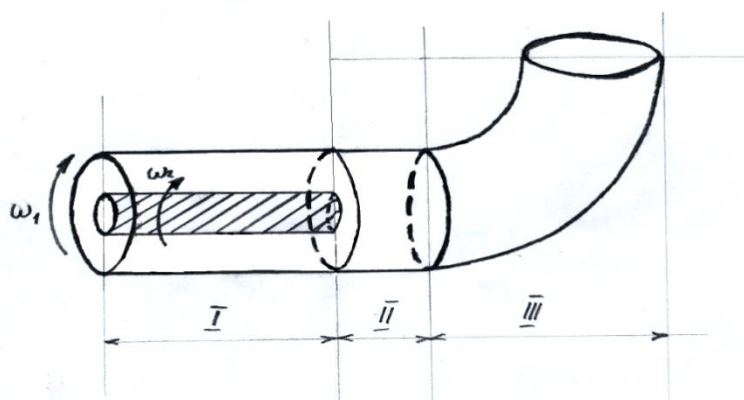


Рис. Геометрическая схема исследуемого канала

Система определяющих уравнений, включающая уравнения неразрывности и движения в цилиндрических координатах будет иметь следующий вид [2]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (u_r r)}{\partial r} + \frac{\partial u_z}{\partial z} = 0; \quad (1)$$

$$c \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial r} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{u_r}{r^2} \right); \quad (2)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_\varphi}{\partial z} + \frac{u_r u_\varphi}{r} \right) = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_\varphi}{\partial z^2} - \frac{u_\varphi}{r^2} \right); \quad (3)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right); \quad (4)$$

Обозначения в записи (1) – (4) общеприняты как:

$$u_r = v, u_z = u, u_\varphi = \omega; \quad (5)$$

здесь r, z, φ соответственно осевая, продольная и азимутальная независимые переменные.

Из системы видно, что $P = P(r, z)$ и его определение представляет серьезную проблему. Для решения этой задачи предлагается оригинальная часть алгоритма. Численное интегрирование уравнений (1) – (4) выполняется при следующих условиях:

$$u = v = \omega = 0, \text{ при } r = R_1, r = R_2; \quad (6)$$

Граничные условия во входном сечении завихрителя при $z = 0$;

$$u_z = \omega_z = 0, u_r = \omega_r = 0, u_\varphi = \omega_\varphi = 0. \quad (7)$$

Причем характерные значения скоростей определяются с использованием информации о критериях Ro, Re :

$$u = \frac{Re v}{R_2 - R_1}, \omega = \Omega r, Ro = \frac{\Omega r}{v}, r \in [R_1, R_2]. \quad (8)$$

В качестве граничных условий в выходном сечении трубы при $z = L$ примем:

$$\frac{\partial u}{\partial z} = \frac{\partial v}{\partial z} = \frac{\partial \omega}{\partial z} = 0. \quad (9)$$

Предполагается, что $z_2 - z_1 = L \approx 3D$. Распределение радиальной составляющей скорости при $z = 0$ находим из уравнения неразрывности:

$$v = -\frac{z Re v}{r \sqrt{z^2 + r^2}} + C, \quad r \in [R_1, R_2]; \quad (10)$$

$$C = \frac{1}{2} (\omega_1 R_1 + \omega_2 R_2) + z Re v \left(\frac{1}{R_1 \sqrt{z^2 + R_1^2}} + \frac{1}{R_2 \sqrt{z^2 + R_2^2}} \right). \quad (11)$$

Численное решение строится с использованием оригинального метода, являющегося обобщением идей Л.М. Симуни, связанного с одновременным определением поля скорости и градиента давления $\frac{\partial P}{\partial z}$, переменного по оси r . Аппроксимация производных осуществляется со вторым порядком точности относительно шагов по $\Delta x, \Delta r$. Так, используя симметричную аппроксимацию для всех производных по r и односторонние разности для производных по t, x , можно построить неявную схему, относительно каждой из маршевых переменных, для решения уравнений Навье – Стокса в цилиндрических координатах в приближении «узкого канала».

В качестве примера приведена аппроксимация уравнения неразрывности для нахождения сеточных значений радиальной компоненты вектора скорости $v_{i,j}$:

$$\left(\frac{v_{i,j+\frac{1}{2}} + v_{i-1,j+\frac{1}{2}}}{\Delta z} \right) + \frac{1}{r_{j+\frac{1}{2}}} \left(\frac{v_{i,j-\frac{1}{2}} - v_{i,j+\frac{1}{2}}}{\Delta r} \right) = 0; \quad (12)$$

$$u_{i,j} = w_{i,j} + z_{i,j} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right); \quad (13)$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{u_r}{r^2} \right) - \rho \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right); \quad (14)$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \theta_{\langle r \rangle}; \quad (15)$$

$$\theta_z' = \frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial r} = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{u_r}{r^2} \right) \right) - \rho \left(\frac{\partial}{\partial z} \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) \right); \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \frac{\partial P}{\partial z} = \theta_z'; \quad (17)$$

$$P_{i+1,j} = P_{i,j} + \theta_z' \Delta r_j. \quad (18)$$

Результаты исследования позволяют отметить следующее: закрученное течение в цилиндрическом канале представляет собой сложный поток с непрерывным характером изменения локальных параметров по сечению канала. Такой поток содержит элементы более простых типов течения: область пристеночного течения, приосевую область обратного течения или провал осевой скорости течения. Увеличение параметра закрутки и числа Рейнольдса ведут к росту длины начального участка для потока. Начальная длина участка - это длина участка перестройки потока под действием завихрителя.

По данным Д. Лилли, А. Гупты и А. Сайреда [1] развитие потока вблизи завихрителя имеет специфические особенности и определяется формой и геометрическими характеристиками завихрителя, а также действием вязких сил. Здесь происходит перестройка полей составляющих скорости (u , v , ω). На повороте трубы получаем искривление линий тока на частицы жидкости, движущихся по искривленным линиям тока, действует центробежная сила инерции. За счет этой силы гидродинамическое давление в месте поворота у внешней стенки трубы повышается, а у внутренней понижается. На повороте трубы происходит перераспределение скоростей по живым сечениям и деформация эпюр скоростей вдоль потока.

В заключение отметим, что построена численная схема решения уравнений Навье-Стокса на основе оригинального метода Л.М. Симуни, получено численное решение уравнений, проанализированы физические процессы, возникающие в элементах конструкции, заданной геометрии. Эти результаты могут служить опорным материалом в оценке эффектов реламинизации в турбулентном течении закрученного потока в подобных конфигурациях.

Литература

1. Гупта А.К., Ашвани К. Закрученные потоки: пер. с англ. / Гупта А.К., Лилли Д., Сайред Н.; Под ред. Крашениникова С.Ю. – М.: Мир, 1987. – С. 20 – 70.
2. Харламов С.Н. Алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов. – Томск: Изд.-во ТПУ, 2008. – 80 с.

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ ТРУБ

М.А. Кынакытова, А.В. Ермолаева

Научный руководитель доцент В.А. Шмурыгин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Большинство нефтегазовых месторождений, расположенных на суше постепенно теряют свой потенциал, что способствует развитию и эффективной разработке нефтегазового сырья на шельфах морей. Однако добыча нефти и газа, ввиду специфических особенностей водного пространства имеет ряд определенных трудностей. Еще большие трудности связаны с транспортировкой углеводородов, и нефти, в том числе, в морских условиях. Существуют различные виды транспортировки углеводородов, но одним из самых экономически выгодных способов транспортировки углеводородов на дальние расстояния является морской трубопроводный транспорт.

Основные проблемы при сооружении и эксплуатации морских трубопроводов связаны со значительными глубинами моря и с его агрессивной средой. Эта проблема способствовала появлению гибких труб, разработанных из новых материалов (полимеров), обеспечивающих химическую стойкость труб для укладки трубопроводов на дне моря. Одной из главных особенностей такой трубы состоит в её удивительной гибкости, которая достигается за счет аксиальных (осевых) деформаций и деформаций сдвига. Эта особенность стала началом строительства морских нефтепроводов с применением гибких труб.

При строительстве морских трубопроводов применяются различные технологии их укладки, а именно такие как:

- укладка трубопровода свободным погружением;
- укладка трубопровода с плавучих опор;
- укладка глубоководных трубопроводов j-методом;

- укладка глубоководных трубопроводов с применением наклонных стингеров;
- сооружение морских трубопроводов с помощью барабанов.

Каждый способ укладки труб на морском дне имеет свои, присущие только ему, характеристики, преимущества, недостатки и может быть применен на различных строительных площадках в разных условиях. Одним из самых перспективных и эффективных методов по надёжности и скорости укладки, является метод сооружения трубопроводов с помощью барабанов. Впервые метод укладки трубопровода с барабана был применён в годы второй мировой войны. Трубопровод диаметром 75 мм протяженностью около 40 км был проложен через пролив Ла-Манш для снабжения горючим союзнических войск, высадившихся в Нормандии. При этом способе была применена длинная плеть труб, собранная и намотанная на барабан на береговой строительной площадке, где проводился контроль сварных стыков и изоляции. Баржа с намотанной на барабан плетью труб направляется к месту укладки, где конец заранее проложенного трубопровода поднимается на поверхность и соединяется сваркой с концом трубопровода на барабане. В начальной стадии укладки конец трубопроводной плети с барабана прикрепляется к заранее подготовленной анкерной системе. Укладка осуществляется при движении баржи вдоль будущей трассы. В это время трубопроводная плеть разматывается с барабана, выпрямляется и опускается на дно. После укладки намотанной на барабан плети трубопровода баржа возвращается к береговой строительной площадке для заполнения барабана. Заполнение происходит путем сматывания трубопроводной плети с катушки большего диаметра на барабан трубоукладочного судна. На судне барабан может закрепляться как в горизонтальном, так и в вертикальном положении. Диаметр барабана выбирается таким, чтобы при наматывании и сматывании трубопроводной плети труба подвергалась только упругой деформации. В отличие от традиционных методов укладки с помощью барабана сооружаются необетонированные трубопроводы. Отрицательная плавучесть при этом обеспечивается применением труб с большой толщиной стенки, что имеет определенное преимущество: возможность приложения большого натяжения и увеличение рабочего давления [2].

Применяется также способ укладки трубопровода на дно с барабана, непосредственно опускаемого на дно. С помощью водолазов или специального оборудования конец трубопровода, находящегося на барабане, крепится в начальной точке трассы. При помощи троса, закрепленного на передвигающейся надводной барже, барабан с намотанным на него трубопроводом перемещается по дну. Трубопровод разматывается, выпрямляется и укладывается на грунт. На трассе устанавливается несколько поплавков. По мере сматывания трубопровода с барабана вес конструкции уменьшается, и для сохранения уровня ее положения последовательно удаляются поплавки. Более целесообразной может быть установка барабана на салазки, скользящие по донному грунту при движении баржи. Предложенный способ позволяет производить укладку трубопровода на глубине от 30 до 1525 м. Для транспортирования нефти и газа с подводных промыслов к береговым приемным пунктам и эксплуатационным платформам обычно прокладывают стальные трубопроводы. Но такие трубопроводы дороги и ненадежны в эксплуатации, а также подвержены различным разрушительным воздействиям (волны, сдвиг грунта, приливы, коррозия). В США предложена конструкция трубопровода из эластичного материала, которая проще, дешевле, надежнее стальных трубопроводов. Подводный трубопровод из эластичного материала, кроме того, может быть легко демонтирован и приспособлен к переменным грузопотокам [1].

Баржа с барабаном отличается от других судов тем, что полностью готовый к укладке (сваренный, изолированный и прошедший гидравлические испытания) трубопровод наматывается на барабан, находящийся на ее палубе. В процессе свертывания труба протаскивается через направляющие ролики, имеющиеся на барабане, который приводится во вращение зубчатым колесом. При развертывании натяжение в трубах создается специальным натяжным механизмом, выпрямление происходит при прохождении труб между направляющими роликами, размещенными так, чтобы труба оставалась практически прямой при выходе из заднего барабана [3].

На сегодняшний день технология укладки морских трубопроводов с применением гибких труб, а именно сооружение трубопровода с помощью трубоукладочной баржи с барабаном имеет ряд преимуществ. Во-первых, это укладка трубопровода на большую глубину, что возможно за счет трубы, изготовленной из новейших материалов (полимеров) и ее химической стойкости в агрессивной среде моря. Во-вторых, этот способ укладки трубопровода подразумевает непрерывность укладки трубопровода, что в свою очередь достигается за счет того, что контроль сварных стыков и изоляции труб производится, главным образом, на береговой строительной площадке. Таким образом, именно эти перечисленные качества позволяют увеличить производительность укладочных работ в целом.

Литература

1. Мастобаев Б.Н., Мовсум-Заде Э.М., Мастобаев Ю.Б. Морская нефть. Трубопроводный транспорт и переработка продукции скважин / Под ред. А.М. Шаммазова. – СПб.: Недр, 2006. – 162 с.
2. Технология сооружения газонефтепроводов. / Под ред. Мустафина Ф.М., Васильева Г.Г. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007.
3. Трубопроводы нефти и газа. / Под ред. Керимова М.З. – М.: Наука, 2002. – 256 с.

МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ, СМОНТИРОВАННЫХ ПОЛИСТОВЫМ МЕТОДОМ

К.В. Карнеев

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтяные резервуары – это емкости для хранения нефти и нефтепродуктов. В зависимости от материала, из которого сооружают резервуары, их подразделяют на металлические (стальные) и неметаллические. Наиболее распространены стальные резервуары.

Резервуары вертикальные стальные (РВС) изготавливаются из рулонных заготовок корпуса и днища, методом полистовой сборки и комбинированным методом.

Стенки вертикальных стальных резервуаров состоят из металлических листов, как правило, размером 1,5×6 м или 2×8 м. Толщина нижнего пояса резервуара колеблется в пределах от 6 мм (РВС-1000) до 25 мм (РВС-100000) в зависимости от вместимости резервуара. Толщина верхнего пояса составляет от 4 до 10 мм. Листы стенки резервуара, днище, крыша и прочие элементы конструкции свариваются дуговой сваркой (ручным, полуавтоматическим и автоматическим способами). В современном резервуаростроении рабочие соединения практически не выполняются ручной дуговой сваркой. В сварных конструкциях резервуара применяются стыковые, угловые, нахлесточные и тавровые соединения (рис. 1). Для образования вышеуказанных соединений применяются стыковые и угловые сварные швы.

Для стыковых швов надлежит использовать Х-образную, К-образную или V-образную разделку кромок, либо выполнять их без разделки. Разделка кромок производится в соответствии с требованиями государственных стандартов. Разделка кромок нахлесточного соединения не производится. Сварные швы соединений по нормативным документам должны обладать вполне определенными герметичностью, временным сопротивлением, ударной вязкостью и другими свойствами.

В работе будем рассматривать стыковые вертикальные швы в стенках РВС. При заполнении резервуаров в таких швах будут возникать напряжения, равные напряжениям в самих листах стенки.

По принятым правилам, действующим в Российской Федерации, сварной стыковой шов считается равнопрочным основному металлу. Исходя из этого принципа равнопрочности, а также, принимая во внимание, что сварное соединение часто разрушается по основному металлу, нормативное сопротивление (предел текучести) сварного соединения принимают таким же, как для основного металла. Одинаковыми с основным металлом принимаются и коэффициенты однородности для соединений стыковыми швами, выполненных автоматической сваркой или при плотных швах, плотность которых гарантирована специальными мерами контроля качества швов.

В стыковом шве распределение напряжений по длине шва принимается равномерным. Рабочая толщина шва принимается равной толщине стыкуемых элементов (и меньшей, если толщины различны). В общем случае, напряжение в прямом шве, определяются по формуле:

$$\sigma = \frac{N}{\delta_{ш} \cdot l_{ш}} \leq R_{с,р}^{сe}, \quad (1)$$

где N – расчетное усилие (с коэффициентом перегрузки);

$\delta_{ш}$ – рабочая толщина шва;

$l_{ш}$ – расчетная длина шва, равная фактической длине, если места зажигания и тушения дуги выведены за пределы сечения элемента (в противном случае $l_{ш} = l - 10$ мм, где l – ширина элемента);

$R_{с,р}^{сe}$ – соответствующие расчетные сопротивления стыкового шва сжатию или растяжению.

Из формулы (1) очевидно, что возникающие напряжения в шве и длина соединения находятся в обратной пропорциональной зависимости.

Если расчетное сопротивление сварки меньше расчетного сопротивления основного металла и в стыкуемом элементе нет запасов в напряжениях, рабочее сечение шва может оказаться недостаточным. В этом случае, для увеличения длины шва его приходится делать косым (рис. 2). Косые швы обычно выполняются с наклоном реза 2:1.

Для сварных швов:

$$R_{с,р}^{сe} = n \cdot R_{ME}, \quad (2)$$

где R_{ME} – сопротивление основного металла;

n – коэффициент надежности, зависящий от способа сварки (для автоматической $n = 1$, для ручной $n = 0,85$), опыта сварщика, условий проведения работ и др.

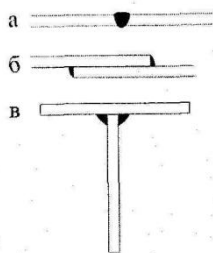


Рис. 1. Сварные соединения:
а - в одной плоскости в стык;
б - внахлест; в - тавровое

Этот коэффициент показывает, насколько сопротивления в основном металле отличны от сопротивлений в шве. Желательно, чтобы данный коэффициент надежности был близок к единице, так как в этом случае получается равная прочность. Конструкции с равнопрочными сварными соединениями хорошо отвечают требованиям экономичности. Значительное усиление сварного соединения по сравнению с целым элементом удорожает конструкцию и не улучшает условий ее эксплуатации. Недостаточная прочность сварного соединения понижает грузоподъемность всей конструкции и не позволяет полностью использовать рабочие сечения ее элементов.

При прочих равных условиях (одинаковые нагрузки и толщина сварного шва), из формул (1) и (2):

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{l_{ш1}}{l_{ш2}}, \quad (3)$$

Формулу (3) можно интерпретировать следующим образом: если сварной шов варить профессионально, полуавтоматическим или автоматическим способом, проводить качественный контроль соединений, то коэффициент надежности может быть повышен увеличением длины шва.

Таким образом, метод повышения надежности состоит в том, чтобы производить качественную сборку РВС не из прямоугольных листов, а из листов – параллелограммов (рис. 3). Вертикальные прямые швы станут в этом случае косыми. Увеличится общая длина швов в конструкции и, по формуле (3), повысится коэффициент надежности резервуара в целом.

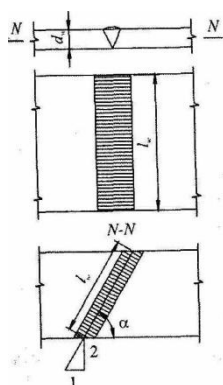


Рис. 2. Расчетные размеры стыковых швов

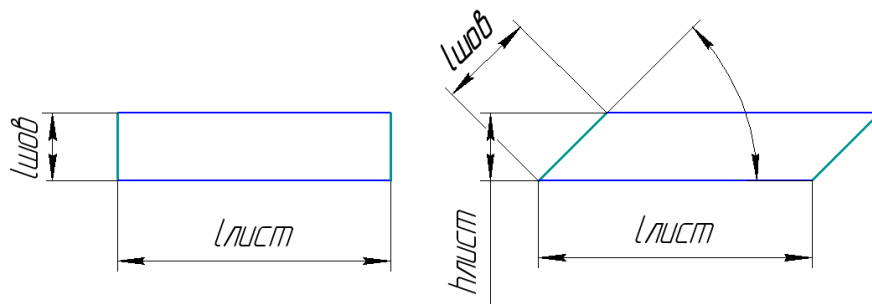


Рис. 3. Расчетные размеры прямоугольного и косоугольного листа

Очевидны недостатки данного предложения:

- лист непрямоугольной формы сложнее изготовить, прокатать, чем лист прямоугольной формы;
- при обрезке такого листа будет больше отходов, чем при обрезке прямоугольного;
- сваривать косые стыки сложнее, чем простые вертикальные швы.

Однако такая конструкция сегодня активно используется в современном зарубежном резервуаростроении. Очевидно, изменяя угол шва, можно добиться такого оптимального наклона, при котором недостатки окупятся повышением коэффициента надежности резервуара. Если не руководствоваться принятым в нашей стране принципом равнопрочности основного металла и сварного шва, то становится очевидно, что сварной шов менее прочен, чем основной металл. Коэффициент однородности не равен единице. Соответственно, если в металле прочность выше, чем в шве, то имеет смысл сделать расчет на прочность такого шва. А в расчете на прочность, коэффициент надежности обязательно должен учитываться.

Если рассмотреть сложившуюся сегодня на практике ситуацию, то нетрудно понять: чем больше длина швов в конструкции и чем, в целом, сложнее конструкция, тем больше вероятность ее разрушения. Действительно, при сооружении резервуаров больших объемов проектировщики стремятся к увеличению размеров листов и, соответственно, к уменьшению общей длины сварных швов. Поэтому, в целом, увеличение длины сварных швов нежелательно.

Однако, при обеспечении 100 %-го контроля физическими методами предложенных косых сварных соединений возможно повышение эксплуатационной надежности конструкции, снижение затрат во время эксплуатации, увеличение межремонтного периода и т.д. Также эти сварке косых стыков должны применяться только полуавтоматический или автоматический способы сварки.

Литература

1. ПБ 03-605-03 Правила устройства РВС для нефти и нефтепродуктов, 2003.
2. РД-16.01.-60.30.00-КТН-026-1-04 Нормы проектирования РВС для хранения нефти, 2004.
3. Николаев Г.А. Сварные конструкции. – М.: Машгиз, 1962. – 530 с.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВОК УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ НА ОСНОВЕ МАШИН СТИРЛИНГА НА БАЗАХ ХРАНЕНИЯ ТОВАРНОЙ НЕФТИ

В.Н. Карпович

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе хранения нефти происходит испарение легких фракций углеводородов (ЛФУ) – это основная причина технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую атмосферу.

Наиболее эффективным с точки зрения снижения выбросов в атмосферу паров нефти и нефтепродуктов являются установки УЛФ.

В результате анализа сравнительных показателей работы товарных и сырьевых парков при работе с системами УЛФ и без них установлено, что при применении технологии УЛФ в сырьевых парках исключается 85 %, а в товарных парках 95 % технологических потерь. Окупаемость затрат по установкам УЛФ находится в пределах до 2,5 лет, в зависимости от производительности резервуарного парка. Обеспечивается предотвращенных технологических потерь, кроме того, установка УЛФ позволяет исключить штрафы природоохранной организацией, снижает расходы на содержание резервуарного парка, дает возможность проведения огнеопасных работ на территории резервуарных парков без отключения подачи нефти (нефтепродуктов), снижает заболеваемость персонала из-за уменьшения воздействия вредных факторов. Но главное – установки улавливания легких фракций обеспечивают чистоту воздуха в районах нефтяных объектов.

В настоящее время существует большое количество таких установок, с различным конструктивным исполнением и принципами работы. Наиболее эффективным является технология – улавливание методом охлаждения.

Этот вывод следует из сравнения следующих параметров:

- отсутствует необходимость периодической утилизации токсичных взрывопожароопасных отходов в процессе эксплуатации;
- способность установки УЛФ выдерживать перегрузки – высокая, процент улавливания при 50 % перегрузке сверх номинальной производительности составляет 90 %;
- потребность в профилактическом обслуживании в процессе эксплуатации: установки УЛФ производительностью до 700 м³/ч – не требуется, установки производительностью свыше 700 м³/ч – требуется замена двух масляных фильтров в год;
- взрывопожароопасность – отсутствуют в паровом канале механические и электрические компоненты.

Принципиально новый подход к созданию установки по УЛФ может быть реализован на основе применения машин Стирлинга. Данная технология относится к классу конденсационных систем. Улавливание ЛФУ происходит за счет их охлаждения с последующей конденсацией.

Для оценки технико-экономической эффективности, применения систем утилизации ЛФУ на основе низкотемпературных машин Стирлинга, использовались данные резервуарного парка нефтебазы «Ручьи» (г. Санкт-Петербург). Экономические показатели и эффективность данной установки следует рассчитывать с учетом экономии нефти и снижения затрат, в виде штрафных санкций за загрязнение окружающей среды.

Общая схема технико-экономического обоснования установки УЛФ на основе машин Стирлинга состоит:

- расчет суммарных потерь нефти в год от испарения;
- определения стоимости потерь от испарения;
- определения суточного выброса ЛФУ;
- расчет числа криогенных машин Стирлинга для сбора ЛФУ;
- определение стоимости системы сбора ЛФУ на основе машины Стирлинга;
- определение стоимости штрафных санкций за выбросы ЛФУ в атмосферу;
- определение годовых эксплуатационных расходов;
- определение сроков окупаемости данной установки.

В таблице представлены расчетные показатели потерь нефтепродуктов за год эксплуатации резервуарного парка при коэффициенте оборачиваемости 96 %.

Для улавливания легких фракций необходимо 12 криогенных машин Стирлинга «ЗИФ – 1000» и не менее 4 резервных. Стоимость проекта составляет 27 млн руб. с учетом стоимости общего числа криогенных машин Стирлинга, дополнительное оборудование, проектных и строителей – монтажных работ.

Предварительные результаты технико-экономического расчета показали высокую экономическую и экологическую эффективность данной технологии. Расходы на эксплуатацию в год составят 4,19 млн руб. Стоимость сэкономленных за год нефтепродуктов 19,08 млн руб. Стоимость предотвращенных годовых штрафных санкций за выбросы ЛФУ в окружающую среду за год составит 0,87 млн руб. Годовой экономический эффект от внедрения данной системы составит 15,76 млн руб. Срок окупаемости системы утилизации ЛФУ, с учетом штрафных санкций за экологический ущерб, составит менее 2-х лет.

Показатели потерь нефтепродуктов за год эксплуатации резервуарного парка

Ёмкость резервуара, м ³	Число резервуаров	Потери по одному резервуару, т/год	Общие потери, т/год	Материальные потери, руб./год
100	2	9	18	144000
200	4	11	44	325000
400	6	15,9	95	760000
700	1	26	26	208000
1000	4	36,4	146	1168000
2000	2	66	122	976000
3000	4	107	428	3424000
5000	10	150,6	1506	12048000
Всего			2403	19080000

Как видно из представленных выше данных данная установка показывает высокую экономическую рентабельность.

Применения этих систем позволит практически полностью улавливать легких фракций углеводородов. Это позволяет улучшить экологическую обстановку и условия труда обслуживающего персонала не только на нефтебазах, но и в расположенных рядом жилых массивах. А также увеличить срок службы резервуаров, уменьшить пожароопасность нефтебаз. Данная установка УЛФ позволяет получить дополнительную прибыль от реализации сохраненной продукции.

Литература

1. Кириллов Н.Г. Установки по улавливанию легких фракций углеводородов при хранении нефти и нефтепродуктов на основе машин Стирлинга // Транспорт и подготовка нефти. – М., 2003. – № 2. – С. 77 – 79.
2. Кириллов Н.Г. Эффективность применения стирлинг-технологий при хранении нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – М., 2004. – № 1. – С. 96 – 97.
3. <http://www.stirling.ru>.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ МОНИТОРИНГА ДНИЩА ВЕРТИКАЛЬНОГО ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА

М.В. Кучеренко

Научный руководитель профессор В.В. Токарев

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Существует ряд устройств и методов, позволяющих определить факт утечки нефтепродукта из резервуара, однако далеко не все из них эффективны.

Известен «Датчик утечки нефтепродуктов» [Патент №2190844 от 10.10.2002], заключающийся в том, что для обнаружения попавшего в грунт нефтепродукта используется датчик, представляющий собой два или несколько электродов, один из которых окружен слоем диэлектрика, который полностью или частично выполнен из материала, растворимого в жидких нефтепродуктах. Поэтому при наличии утечки нефтепродуктов вблизи расположенного датчика, сопротивление между электродами последнего уменьшается, что регистрируется измерителем сопротивления (омметром).

Основной недостаток известного устройства является сложность конструкции датчика и невысокая точность обнаружения и регистрации утечки нефтепродуктов методом измерения распределенного сопротивления между электродами. Кроме того, невозможно точно определить место утечки нефтепродуктов из-за измерения усредненного сопротивления между электродами, т.к. определение места утечки нефтепродуктов кратко, как минимум, расстоянию между электродами.

Актуальной же задачей является создание устройства, позволяющего обнаружить утечку нефти и продуктов её переработки, которое позволило бы точно определить факт и место утечки, обеспечивая надежность, безопасность и простоту эксплуатации.

Предложенное устройство относится к области защиты окружающей среды от загрязнений нефтью и другими жидкими углеводородами и может быть использовано для обнаружения утечки нефти и продуктов её переработки в грунт при их хранении и транспортировке, а так же для обнаружения не только факта, но и места утечки из резервуара нефти и продуктов её переработки.

Указанный технический результат достигается тем, что устройство для обнаружения утечек нефти и продуктов её переработки содержит металлические пластины, размещенные на расстоянии L друг от друга, которые помещают в песчано-гравийную смесь (ПГС), которой засыпают грунт под основание резервуара на расстоянии H от днища, электронный коммутатор (ЭК), соединяющий каждую из металлических пластин $П_1, П_2, \dots, П_n$, с кварцевым генератором (КГ), причем каждой пластине соответствует определенная емкость C_1, C_2, \dots, C_n , образованная пластиной и днищем резервуара в качестве диэлектрика которой используется ПГС, расположенная между ними. На выходе КГ имеем частоты f_1, f_2, \dots, f_n соответствующие каждой из подключаемых емкостей $C_1,$

C_2, \dots, C_n значения которых зависят от диэлектрической проницаемости (δ) ПГС, находящейся между пластинами. При протекании РВС и попадании нефти и продуктов ее переработки в ПГС, находящейся между пластинами, изменяется диэлектрическая проницаемость (δ) диэлектрика, что приводит к изменению номинального значения емкости и, как следствие, к изменению выходной частоты КГ. Это говорит о факте утечки нефти и продуктов ее переработки, а расположение пластин определяет место утечки. Нужно отметить, что количество металлических пластин $П_1, П_2, \dots, П_n$ не должно превышать числа раскроечных листов днища резервуара, так как при возникновении коррозии и нарушении целостности днища на одном листе, при ремонте будет заменен именно этот лист целиком. Согласно действующей нормативной документации локальный ремонт листа недопустим. Схема устройства представлена на рисунке.

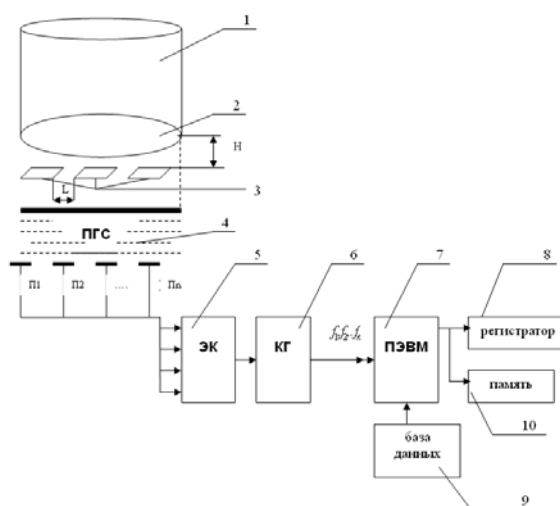


Рис. Устройство для обнаружения утечек нефти и продуктов ее переработки

Существует большое количество методов измерения электрической емкости. Однако известные методы обладают основными недостатками: малой стабильностью и малой воспроизводимостью измеряемой величины. Кроме этого, информацию об изменении электрической емкости желательно получать в частотной форме, что упрощает систему измерения, контроля и обработки поступающей информации, повышает помехоустойчивость сигнала и упрощает стыковку с ПЭВМ. Предлагается измерение емкости производить с помощью пьезоэлектрического резонатора включенного в цепь возбуждения генератора.

Предложенное устройство позволяет обнаружить утечку нефти и продуктов её переработки и быстро и точно определить факт и место утечки, обеспечивая тем самым безопасность и надежность в процессе эксплуатации резервуара и при проведении ремонтно-восстановительных работ.

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕФТЕСБОРНЫХ СЕТЕЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.В. Левин

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При проектировании систем нефтесборных коллекторов (НСК) для условий Восточной Сибири мы сталкиваемся с рядом специфичных для данного региона проблем. Так для ЮТМ осложняющими факторами являются суровые климатические условия и наличие мерзлотных линз, что снижает температуру на глубине прокладки трубопровода в среднем до 0°C . Низка и температура самого флюида – устьевая температура после штуцера по замерам на скв. Юр5 составляет $+5^\circ\text{C}$. Серьезные проблемы вызывает рельеф с перепадами высот по трассе нефтесборной сети до 200 м. Весьма осложняет проектирование трубопроводов и очень высокий промышленный газовый фактор (до $1236 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Возможными осложнениями, исходя из данных условий, являются повышение вязкости и гидравлического сопротивления, возможность гидратообразования.

В ходе разработки системы НСК для первоочередного участка Юрубчено–Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения был проведен анализ типов течения флюида в НСК при разных скоростных режимах – от 1–1,5 до 7–15 м/с.

Гидравлические расчеты НСК были проведены с использованием корреляций Mukherjee&Brill в специализированном ПО PipeSim. Ограничение скорости однофазного потока величиной 1–1,5 м/с, рекомендуемой для расчета (ВНТП 3-85), приводит в нашем случае к формированию расслоенных и пробковых режимов течения, а также к неоправданному росту металлоемкости трубопровода из-за увеличения диаметра и необходимости

прокладки до 5–6 лупингов на участках вблизи УПН. Положительным моментом в этом случае является, пожалуй, только возможность оперативно регулировать скорость потока и стабилизировать режим течения в условиях резкого падения добычи.

С целью снижения риска остановки потока базовой принята схема с максимальной скоростью многофазного потока до 7–15 м/с. Анализ режимов течения показывает, что на преобладающем числе участков сети поток находится в аэрозольном режиме, который характеризуется непрерывной газовой фазой с капельными включениями нефти и нефтяной плёнкой, смачивающей стенки трубопровода. В этих условиях обеспечивается стабильная транспортировка продукции на всем протяжении трубопровода без образования пробок в местах перегибов. В случае формирования пробок в нестационарных режимах (при запуске и остановках потока на участках близ УПН) высокая начальная скорость потока обеспечивает вынос пробок и быстрое формирование стационарного режима.

По результатам гидравлических расчётов максимальное давление на устье самых удаленных кустов скважин при давлении 1,0 МПа на входной гребенке УПН не превышает 2,7 МПа, и составляет в среднем 1,2–2,1 МПа для основных эксплуатационных скважин первоочередного участка.

Разработанная схема удовлетворяет требованиям по устьевому давлению и давлению на входе УПН, и характеризуется скоростям потока от 3 до 12 м/с. Лишь на отдельных участках на подходе к УПН скорость увеличивается до 17 м/с, не достигая величины эрозионной скорости (27 м/с).

Для определения условий начала гидратообразования был применен анализ компонентного состава продукции скважин с помощью следующих программных продуктов (ПП): PipeSim 2000, Perform 6.01, HWHYD (HWHU, Эдинбург). Различные корреляции и методики использовались для повышения достоверности определения зоны риска гидратообразования.

На основании имеющихся данных были проанализированы условия гидратообразования в нефтесборной сети, рассмотрены состав попутного газа и факторы, способствующие повышению риска – низкая температура продукции скважин, сырые климатические условия, высокий газовый фактор, наличие штуцеров на устье скважин, а также препятствующие факторы – высокая минерализация попутной воды, компонентный состав солей. Анализ показал, что риск гидратообразования высок на всех участках НСК.

Использованные при моделировании гидратообразования ПП не позволяют учесть влияние минерализованной подтоварной воды, которая будет выступать в роли ингибитора. Оценить влияние солей по отдельным компонентам позволяют программные модули HWHYD, разработанные в университете Хериот-Ватт, Эдинбург. Видно, что наличие реальных концентраций хлоридов натрия и кальция может существенно понижать температуру гидратообразования – до 1,5–3,5 °С. При этом трудно оценить совместное влияние действующих компонентов. В данном случае всё указывает на необходимость лабораторных исследований гидратообразования с моделированием промысловых условий.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА И ЕГО ТЕРМИНАЛА В БУХТЕ ВРАНГЕЛЯ

М.Л. Николаев¹

Научные руководители доцент А.В. Рудаченко¹, Д.И. Вышкварцев²

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия*

² *Дальневосточное отделение РАН, г. Владивосток, Россия*

Этот доклад посвящен теме инвестирования в строительство приморского нефтеперерабатывающего завода (ППЗ) на площади водосброса р. Литовки на землях Партизанского района приморского края.

Мощность завода по сырью составит – 20 млн т в год при глубине переработки не ниже 95 %. ППЗ будет содержать полный набор современных технологических процессов, соответствующих топливной схеме нефтепереработки с максимальным включением природоохранных элементов, и отвечающих современному уровню развития нефтеперерабатывающих технологий и технико-инженерного обеспечения процессов, последним достижениям в области ресурсосбережения и экологической безопасности производства. Предполагаемое сырье – малосернистая западно-сибирская нефть».

В результате анализа проведенного Институтом ДВО РАН, при содействии с другими авторитетными организациями, было установлено, что в проекте размещения и строительства нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) и его объектов в заливе Восток Приморского края экологическая, народнохозяйственная и экономическая целесообразность составляющих не были приняты во внимание, кроме того, выбранный к инвестированию вариант размещения, более опасен с сейсмической точки зрения. (Закключение Института Физики Земли, карты сейсмического районирования).

Исследования путей аккумуляции и поступления загрязняющих веществ, а также карты дрейфа нефтяных выбросов дают однозначный ответ, что в результате реализации проекта размещения НПЗ и его терминала в заливе Восток значительно ухудшится благоприятная и здоровая среда обитания народонаселения Приморья, особенно для населения второго по величине в Приморском крае города Находки. Снизится рекреационный потенциал прибрежных акваторий для населения Приморского края, где и так наблюдается отток населения. Данный факт противоречит «Долговременной программе охраны природы и рационального использования природных ресурсов Приморского края», в соответствии с которой, в Южно-Приморском природно-хозяйственном районе «размещение экологически вредных производств должно быть исключено».

В северной части залива Восток расположен Государственный природный комплексный морской заказник краевого значения «Залив Восток» залива Петра Великого Японского моря (Утверждён Постановлением Администрации Приморского края от 28.07. 2008 г. № 170па), где в соответствии п.4 устанавливается «Особый режим охраны заказника».

Начиная деятельность НПЗ в заливе Восток по переработке 20 млн. тонн нефти с нормативными выбросами в окружающую среду 58 тыс. т/год (159 тонн в сутки) загрязняющих веществ будет противоречить цели заказника и приведет к нарушению Закона Приморского края № 34-КЗ от 10.02.1999 «Об особо охраняемых территориях Приморского края».

За счет ветрового сноса, наземного стока и течений разнообразные поллютанты окажут негативное и губительное влияние на флору и фауну Государственного морского заказника «Залив Восток», на все другие акватории залива Петра Великого и прилегающие земли сельскохозяйственных угодий.

В связи с падением уловов в открытых водах Тихого океана и окраинных морей РФ, федеральные программы, направленные на развитие в крае прибрежного рыболовства, марикультуры и рекреации, не смогут быть реализованы. Размещать экологически вредное и опасное химическое производство ценой утраты возобновляемых биоресурсов на акваториях залива Петра Великого, по меньшей мере, преступно перед своим народом.

С экономической точки зрения убыточно строить ещё один маломощный и мелководный порт в Приморье, при возможности обустроить порт Восточный с грузооборотом более 100 млн. тонн в заливе Находка на современном уровне с меньшими в 200 раз затратами. По предварительным оценкам экспертов, затраты на обустройство или строительство современного порта в заливе Находка будут ниже, примерно, на 300 млн \$, чем строительство нового маломощного порта в заливе Восток.

Кроме того, отметим, что предложенный к инвестированию вариант размещения ПНПЗ потребует:

- Сооружения дополнительного 22 км. трубопровода от нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО), тогда как строящийся нефтепровод ВСТО проходит рядом с границей альтернативной площадки падь Прудиха.
- Альтернативная площадка расположена всего в 4 километрах от существующей железной дороги. Это очень удобно так как на первоначальном этапе работы, планируется обеспечивать НПЗ нефтью из цистерн по железной дороге. Для чего в падь Елизарова планируется постройка 37 километровой железнодорожной ветки, а это предполагает снос производственных зданий известкового завода в п. Боец Кузнецов, жилых зданий в с. Екатериновка. Предварительное размещение железнодорожного полотна проходит по руслам и водоохранным зонам рек Екатериновка, Падь Широкая, Новорудная, Литовка (нерестовая) и многочисленных ручьев.
- На побережье залива Восток собираются тянуть водовод от Екатериновского водозабора, а это 26 километров. Кроме того, для хозяйственного водоснабжения планируется прокладка 6-и километрового трубопровода. На Прудихе проблема водообеспечения решается проще. По территории протекает одноименная река. Есть разведанные источники в других местах.
- Падь Прудиха изначально предназначалась для промышленного строительства. Потому на этих землях нет никаких объектов жизнедеятельности, не считая нескольких заброшенных садоводческих участков, нет пахотных земель, подземных коммуникаций. Их перенос - дело, кстати, весьма трудоемкое и дорогостоящее.

Кроме того, размещение НПЗ в пади Елизарова потребует:

- Снос строений и изъятие 1000 садоводческих участков, предоставленных на основании решений исполнительного комитета Партизанского районного Совета народных депутатов и Постановлений главы администрации Партизанского района.
- Изъятие земельных участков, предоставленных крестьянскому хозяйству, дачно-потребительскому кооперативу.
- Изъятие сельхозугодий (пашня - 169 га и сенокосы 21 га).
- Строительство морского терминала приведет к невозможности использования детского оздоровительного комплекса регионального значения «Антарес» и баз отдыха «Квалитет» и «Якорь».
- Размещение площадки строительства на россыпном месторождении золота ручья Нижняя Коробковка; Новолитовском месторождении суглинка; россыпном месторождении золота ручья Падь Широкая; россыпном месторождении золота ручья Коробковка с притоками (Правая и Левая Коробковка); месторождении рудного золота «Прогресс» и его флангах.
- Перенос 2-х трасс волоконно-оптического кабеля связи и 3-х трасс кабеля связи

Профессоры Олейников А.В., Олейников Н.А. в книге «Геологические признаки сейсмичности и палеосейсмология Южного Приморья», дают более подробное сейсмическое районирование необходимого нам региона, в котором район залива Находка находится в зоне менее высокой потенциальной сейсмичности (зона в), тогда как залив Восток в зоне б с максимальной сейсмичностью до 9 баллов. Более того, через долину р. Литовка проходит один сейсмогенный разлом, а рядом параллельно ему – другой. То есть НПЗ будет находиться в зонах влияния двух разломов. Об этом свидетельствуют и карты сейсмического районирования ОСР-97.

Кроме них о небезопасности размещения на площадке в пади Елизарова уже заявляли:

- Советник начальника Главного управления МЧС России по Приморскому краю, доктор геологических наук, профессор, заместитель председателя рабочей группы Росстроя по сейсмической безопасности территорий России Кофф Г.Л., (изложено в письме главе Находкинского городского округа от 15.02.2008 г. № 14-67).

- Главный геолог ОАО «Дальморгеология» Валерий Петрович Казаев кроме того, отметил опасность захода цунами в залив Восток.

О необходимости серьезной проработки этой проблемы говорит и тот факт, что за последние 3 года, в радиусе 80 км от залива восток было зарегистрировано 4 землетрясения с силой 6 магнитуд, одно из которых произошло летом 2009 г.

В связи с вышеизложенным, считаю наиболее целесообразным размещение строительства нефтеперерабатывающего завода мощностью 20 млн т/год и его терминала восточнее бухты Врангеля залива Находки в одном из намечаемых ранее мест – падь Прудиха у поселка Хмыловка.

При этом, и выбросы нефтеналивного терминала ВСТО мощностью 50-80 млн т/год в бухте Козьмино, и выбросы загрязняющих веществ НПЗ мощностью 20 млн/т год, его резервуарного парка и морского терминала будут перемещаться мощным холодным Приморским течением, следующим вдоль границы шельфа, в открытые воды центральной части Японского моря.

Альтернативный вариант размещения НПЗ минимизирует экологические риски и неизбежный ущерб, наносимый окружающей среде. Размещение НПЗ в пади Прудиха не вызовет такого социального резонанса, как строительство рядом с морским заказником Восток, в рекреационной зоне, постоянным местом отдыха жителей г. Находка (170 тыс. жителей). Отпадет необходимость изъятия земель 1000 садоводческих участков и ряда предприятий пищевой и иной промышленности. Данное мнение разделяет президиум ДВО РАН который в октябре 2009 г. постановил:

«Признать недопустимым размещение ПНПЗ и его терминала на территории водосбора залива Восток в связи с опасностью для жизни и здоровья населения г. Находка, угрозой утраты биоразнообразия, биоресурсного и рекреационного потенциалов залива Петра Великого Японского моря».

Литература

1. Декларация (ходатайство) о намерениях инвестирования в строительство нефтеперерабатывающего завода мощностью 20 млн. т/год.
2. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС). Материалы обоснования выбора площадки» ОАО «Омск-нефтехимпроект»
3. Материалы «Декларация (ходатайство) о намерениях инвестирования в строительство морского терминала для Приморского НПЗ» на Межведомственной комиссии Приморского края 4 июня 2009 г.
4. Материалы ТЭО проектов размещения НПЗ, материалы общественных слушаний.
5. Олейников А.В., Олейников Н.А. Геологические признаки сейсмичности и палеосейсмология Южного Приморья. – Владивосток: Дальнаука, 2001.
6. Лисицын Н.В., Батраков С.Ю. Основы проектирования нефтеперерабатывающих предприятий. – СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2006. – 155 с.
7. Уточненный график проектирования и строительства ПНПЗ на апрель 2009.
8. Ю.А. Наумов «Антропогенное воздействие на прибрежно-шельфовую зону дальневосточных морей РФ»
9. Письмо директора департамента государственной политики и регулирования в сфере охраны окружающей среды и экологической безопасности «О вариантах размещения НПЗ в Приморском крае».

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

М.В. Омелянюк

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

В процессе эксплуатации оборудования, имеющего системы охлаждения/нагрева, на поверхностях теплообмена образуются отложения: соли, выпадающие из пересыщенных растворов, продукты коррозии, различные технологические загрязнители. Ущерб от образования отложений различного состава превышает 0,25 % ВВП. Применительно к оборудованию подземных хранилищ газа проблема образования осадков имеет место в блоках регенерации гликоля и аппаратах воздушного охлаждения газа. Образованию осадков подвержены термосифоны, теплообменники, аппараты воздушного охлаждения (АВО), емкости, трубопроводы и пр.

Аппараты воздушного охлаждения различных агентов широко применяются в нефтяной и газовой промышленности при добыче, транспорте, хранении и переработке углеводородного сырья. На компрессорных станциях магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа в РФ используется свыше 6000 аппаратов воздушного охлаждения газа отечественного и зарубежного производства. Если в качестве газоперекачивающего агрегата применяют газомотокомпрессор, то на компрессорных станциях используются аппараты воздушного охлаждения воды, конструктивно аналогичные аппаратам воздушного охлаждения газа, и аппараты водяного охлаждения воздуха наддува силовых цилиндров.

В настоящее время затраты топливного газа на транспорт составляют около 8,4 % от объема перекачиваемого газа, на магистральных трубопроводах, при поставках на экспорт расход увеличивается примерно в 2 раза. Потребление энергоресурсов каждой компрессорной станцией на газопроводе диаметром 1420 мм составляет 150000 тонн условного топлива [2], поэтому проблема энергосбережения представляется актуальной.

При эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения происходит загрязнение трубного и межтрубного пространства, особенно в аппаратах с высоким коэффициентом обременения ($\varphi=20-23$). В результате загрязнения снижается коэффициент теплопередачи (в 1,5–2 раза по сравнению с проектными данными [1]), снижается эффективность теплопередачи, в результате снижается КПД агрегата, а иногда газоперекачивающий агрегат прихо-

дится останавливать в связи с превышением температуры газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения и входе в следующую ступень компримирования, повышается расход электроэнергии на привод вентиляторов.

Из-за снижения теплоотдачи, повышения температуры агентов и неравномерности охлаждения в пределах одной секции аппарата также может происходить деформация труб охладителя, что приводит к дополнительной неравномерности охлаждения из-за перераспределения зазоров между оребренными трубами секции, снижению надежности и безопасности эксплуатации. К примеру, проведенные экспериментальные исследования на аппаратах воздушного охлаждения газа Краснодарского управления подземного хранения газа показали, при углах установки лопастей 21°, 18°, 15°, 13°, 8° минимальное и максимальное значение скоростей воздуха на выходе из АВО газа для различных участков секции аппарата различается в 2,8–5,8 раза.

Оптимальное охлаждение позволяет снизить затраты на перекачку примерно на 5–10 %, т.е. на 0,5 % транспортируемого газа при расходе газа 80% от номинального и 2% при перекачке номинального расхода газа [2]. Для обеспечения нормального режима работы загрязненных аппаратов охлаждения различных агентов требуется периодически проводить очистку оребрения теплообменных труб, а для ряда аппаратов воздушного охлаждения – очистку трубного и межтрубного пространства.

При эксплуатации водоводяного, водомасляного или иного теплообменника с покрытыми отложениями внутренними или наружными поверхностями трубок данный теплообменник не обеспечивает номинальной теплопередачи. Наличие осадков ускоряет процесс коррозии оборудования с образованием сквозных свищей. В целом наличие отложений на поверхностях теплообменного оборудования установок регенерации гликоля приводит к нарушению нормальной циркуляции агента (ДЭГа) в системе охлаждения, понижает эффективность, надежность и безопасность его эксплуатации.

Стоимость замены трубного пучка теплообменника с количеством трубок 694–1100 шт., длиной более 6 м, материалом трубок – хромоникелевой сталью, превышает по состоянию на 01.09.2009 г. 1 млн руб. Значительно снизить затраты на ремонт и повысить надежность и безопасность эксплуатации можно путем своевременной качественной очистки внутренних и наружных поверхностей систем теплообмена от солевых, коррозионных и технологических отложений.

Проведено значительное число экспериментальных работ [3–6] по установлению влияния на гидродинамическое совершенство струй, коэффициент расхода, степень развития кавитации конструктивных особенностей насадок и гидродинамических генераторов кавитации. Исследованы гидродинамические качества струй, истекающих из насадок со сложным внутренним профилем (состоящие из более 4 участков) [5].

Для решения задачи очистки трубного и межтрубного пространства охладителей различных агентов оборудования Краснодарского и Кушевского управлений подземного хранения газа в 2006–2009 гг. были проведены экспериментальные и опытно-промышленные исследования технологии гидродинамической высоконапорной очистки межтрубного пространства аппаратов воздушного охлаждения газа, воды и диэтиленгликоля, трубного и межтрубного пространства кожухотрубных проточных и V-образных теплообменников установок регенерации гликоля установок очистки и осушки газа с использованием опытного образца установки гидродинамической очистки. Определялись оптимальные технологические параметры струйного воздействия и технических средств, предназначенных для реализации технологии гидродинамической очистки.

Вследствие высокого коэффициента оребрения труб и значительного количества рядов в аппаратах воздушного охлаждения очистка струями с недостаточным давлением (отмыв с помощью пожарных брандспойтов или пропаривание) не обеспечивает полного удаления загрязнителей, в первую очередь органической составляющей. Повышение скорости струйного потока выше критического значения может приводить к деформированию оребрения, а в случае возникновения резонансных колебаний труб при очистке – к их деформации и нарушению герметичности. Использование в струйном потоке абразивов или химических реагентов повышает себестоимость работ по очистке.

Экспериментально определено оптимальное сочетание напорных и расходных характеристик, которое обеспечивает качественную гидродинамическую очистку оребрения всех рядов труб аппаратов воздушного охлаждения без нарушения их целостности и повреждения оребрения. Использовалась водопроводная вода без добавок химреагентов. Для эффективного удаления загрязнителей потребовалось проведение очистки в два этапа.

Для решения проблемы очистки поверхностей нагрева элементов блоков регенерации гликоля были проведены аналитические, экспериментальные и опытно-промышленные исследования, в результате которых разработаны: технология гидродинамической и гидродинамической кавитационной очистки от различных комплексов отложений, генераторы кавитации (гидродинамические кавитаторы) и гидродинамические насадки. В экспериментальных натурных условиях определены их оптимальные конструктивные параметры.

Опытно-промышленные исследования эффективности разработанной технологии и устройств, обеспечивающих ее использование, были проведены в 2005–2009 гг. в Краснодарском УПХГ ООО «Газпром ПХГ», в 2009 г. в Кушевском УПХГ ООО «Газпром ПХГ», при очистке трубного и межтрубного пространства кожухотрубных проточных и V-образных теплообменников ДЭГа блоков регенерации гликоля (4 типоразмера, от 98 до 1100 трубок, длина – от 3 до 6 м, площадь теплообмена – до 350 м²), межтрубного пространства термосифона, трубного и межтрубного пространства АВО ДЭГа. Примерно 10–20 % трубок до очистки были полностью заполнены отложениями и не обеспечивали циркуляции ДЭГа; толщина отложений в остальных трубках и в межтрубном пространстве составляла 2–4 мм. Технология гидродинамической очистки труб была также применена для очистки трубного пространства охладителей масла (длина – 6 метров, количество трубок – 344, площадь – 92 м²) газомотокомпрессоров ГМК МК8М, трубного и межтрубного пространства теплообменников. Использование

разработанной технологии и опытного образца установки обеспечили снижение трудоемкости операций по очистке трубного пространства от отложений до 70 %, безаварийную номинальную работу охладителей при эксплуатации ПХГ.

Установлено, что применение высоконапорных струй жидкости является менее затратным и более эффективным методом по сравнению с применявшимися ранее методами очистки. Затраты времени составили 20-30 % от сметной трудоемкости данных работ в зависимости от типоразмеров теплообменников и степени загрязнения, прочности отложений и их адгезии к металлу. Степень очистки – выше, чем при тех же затратах времени при использовании электрогидроимпульсного, механического и химического методов. Разработанные технологии и оборудование позволили очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные) от отложений с различными прочностными характеристиками и составом, с любой толщиной, даже в случае полного «зарастания» осадками циркуляционных отверстий. При использовании химического метода требовалось предварительно механически высверливать отложения, заполняющие 100 % сечения циркуляционных отверстий.

Технологии гидродинамической высоконапорной очистки поверхностей являются универсальными и могут использоваться в разнообразном оборудовании для удаления отложений с различным составом, прочностью, адгезией к материалу оборудования. Результаты исследований внедрены в производственной деятельности Краснодарского и Кушевского управлений подземного хранения газа ООО «Газпром ПХГ», а разработанная технология используется при очистке элементов блоков регенерации гликоля, а также систем рубашечного охлаждения поршневых газоперекачивающих агрегатов, аппаратов воздушного охлаждения газа, систем рубашечного охлаждения воздушных и кислородных компрессоров.

Литература

1. Габдрахманов А., Гаррис Н. Влияние эксплуатационного загрязнения на тепловые характеристики аппаратов воздушного охлаждения газа // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2003. – http://www.ogbus.ru/authors/Garris_2.pdf
2. Камалетдинов И.М. Энергосбережение при эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения на магистральных газопроводах: Автореферат дис. на соис. уч. ст. канд. технич. наук. – Уфа, 2002. – 24 с.
3. Бройд И.И. Струйная геотехнология: Учебное пособие. – М.: Изд-во Ассоциации строительных ВУЗов, 2004. – 448 с.
4. Гидроабразивное резание горных пород / Бреннер В.А., Жабин А.Б., Пушкарев А.Е. и др. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2003. – 279 с.
5. Кириллин В.И., Жидовцев Н.А., Крестьянская Н.Ю. Гидродинамическое совершенство насадок со сложным внутренним профилем // Нефтяное хозяйство. – М., 1994. – № 5. – С. 33 – 36.
6. Назаров Г.С. Экспериментальное исследование кавитационных характеристик сужающихся насадков // Инженерно-физический журнал. – М., 1968. – Т. XIV. – № 3. – С. 423 – 429.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕННОСТИ И ДОСТАТОЧНОСТИ ИНФОРМАЦИИ О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.С. Пашкова

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Используемые в эксплуатации методы диагностики решают локальные диагностические задачи и практически не связаны между собой. В то же время современные вычислительные средства и информационные технологии позволяют автоматизировать сбор, обработку и анализ всей необходимой информации и на основе диагностических алгоритмов дать текущую оценку технического состояния оборудования газонефтепроводов и выработать рекомендации по их дальнейшему обслуживанию и ремонту. Наиболее приемлемым это представляется реализовать на основе мониторинга, т.е. специально организованного, систематического наблюдения за состоянием объектов, явлений, процессов с целью их оценки, контроля.

Диагностирование и мониторинг текущих эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных трубопроводов основывается на сравнении базовых и фактических характеристик насоса, полученных за определенный период времени и обработанных при помощи методов статистического анализа.

Базовые и фактические характеристики определяются на основе данных, полученных по телемеханическим каналам связи (в системе АСУ). Так как в данный момент не передается информация о плотности, вязкости, температуре перекачиваемой нефти, наружном диаметре рабочего колеса, наработке после капитального ремонта или после установки нового насосного агрегата (НА), частоте вращения ротора насоса, то предусматривается ввод соответствующих данных вручную.

В процессе диагностирования НА, получаем дискретные и аналоговые значения параметров. К дискретным значениям можно отнести фактический наружный диаметр рабочего колеса насоса (D). К аналоговым значениям - частоту вращения ротора (n); подачу насоса (Q); напор (H); мощность, потребляемую насосом (N); КПД насоса (η); КПД электродвигателя ($\eta_{эл}$). Среди аналоговых значений параметров есть такие, которые изменяются быстро (вибрация, шум), а другие, напротив, более инерционные, их изменение происходит за более длительный промежуток времени (температура). Таким образом, для определения и оценки эксплуатационных параметров

НА нужно применять различные методы. К примеру, для применения метода наименьших квадратов необходимы точные значения параметров, в то время как, логические и вероятностные методы не предполагают использования значений параметров с высокой точностью.

Поиск возможных развивающихся неисправностей также эффективно проводить с использованием метрического метода распознавания, в основе которого лежит поиск минимального обобщенного расстояния между вектором диагностических признаков текущего технического состояния и векторами признаков эталонных состояний, соответствующих наличию определенных неисправностей. В этом случае вектор каждого состояния представляется в виде матрицы, элементами которой являются значения линейного уровня вибрации и соответствующие ей спектральные составляющие в измеряемых точках.

Значения эксплуатационных параметров НА, используемых при диагностировании и прогнозировании, должны быть приведены к номинальной частоте вращения ротора n_n , номинальной плотности перекачиваемой жидкости ρ_n , номинальному наружному диаметру рабочего колеса насоса данного типоразмера D_n в случае отличия от фактического наружного диаметра. При необходимости должно быть учтено влияние вязкости перекачиваемой нефти на напорную и энергетические характеристики насоса.

Для каждого НА, подлежащего диагностированию, необходимы следующие данные:

- технические характеристики НА, а именно типоразмер НА; D_n , n_n , n_s ; паспортные характеристики НА – напорная и энергетические; тип двигателя и его КПД для номинальной мощности;
- эксплуатационные характеристики НА, а именно технологический номер НА в данной комбинации включения насосов на НПС; фактический наружный диаметр рабочего колеса; мгновенные значения Q , N ; n ; $p_{вх}$; $p_{вых}$;
- физические свойства нефти ρ и ν ;
- вспомогательная информация – название НПС; сквозной номер НА во всей совокупности контролируемых насосных агрегатов; наработка НА со времени монтажа или последнего капитального ремонта; год, месяц, число, час проведения диагностирования.

В процессе эксплуатации НА его техническое состояние меняется вследствие износа деталей и узлов, накопления повреждений. Наиболее ускоренному износу подвергаются элементы шелевых уплотнений рабочего колеса, металл проточной части улиток корпуса насоса, лопатки рабочего колеса у входной и выходной кромок и торцевые уплотнения. Скорость потери работоспособности НА и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием (базовыми характеристиками), режимом его эксплуатации, количеством механических примесей, качеством сборки насоса и т.д., т.е. каждый насос требует индивидуального подхода и собственной базы для сравнения текущих характеристик [2, 3].

Своевременное выявление причин, вызывающих деформации характеристик насосов, позволит обеспечить эффективную эксплуатацию НА, увеличить его реальный ресурс работы, не допуская отказов, связанных с износом и разрушением деталей и узлов.

Наличие значимого отклонения является основанием для вывода НА в ремонт. При незначительном отклонении характеристик, когда полученные отклонения укладываются в допустимый диапазон, составляется прогноз на дальнейшую работу НА, т.е. определяется срок службы объекта, назначается периодичность его профилактических проверок и ремонтов. Также по результатам технической диагностики можно решать задачи генеза, т.е. выявлять первопричины неисправностей, возникших в объекте.

Как упоминалось выше, при диагностировании различают параметры – эксплуатационные, которые характеризуют работу агрегата (Q , N , n , $p_{вх}$, $p_{вых}$ и т.д.) и функциональные (температура, вибрация и т.д.). Поскольку эти параметры различны и имеют различную природу, то к их оценке должны применяться различные системы диагностики, но, тем не менее, в результате исследований установлено, что данные параметры связаны между собой и имеют тесную корреляционную связь, поэтому их необходимо объединить в единую систему информации. Данной работой предлагается сформировать единую базу данных, объединяющую все полученные параметры и являющуюся основой для последующего генеза, диагноза и прогноза технического состояния объекта. Сложность создания такой единой базы данных заключается в том, что она должна объединять данные различной размерности, величины и информационной ценности. Например, подача, напор, КПД, температура, пульсация давления, вибрация, шум, токовая нагрузка – абсолютно различные параметры, но, тем не менее, они все взаимосвязаны между собой. То есть, база данных должна содержать не только значения самих параметров, но и значения диагностической ценности этих параметров.

Для того чтобы измерить и оценить информацию, необходимо ввести понятие – количество информации. Допустим, что в данное время объект имеет равные вероятности быть в исправном и неисправном состоянии. Если поступает сообщение от датчика температуры, что изменение температуры меньше 40°C , то объект с вероятностью 60 % находится в исправном состоянии; при поступлении сообщения от датчика давления, что давление больше 0,15 МПа, можно гарантировать (с вероятностью единица) исправное состояние объекта. Какое из этих сообщений несет больше информации? Очевидно, второе, так как оно полностью устраняет неопределенность состояния объекта.

Подобные соображения позволяют определить величину информации как разность неопределенностей (энтропии) системы А до и после получения информации. Если начальная энтропия системы равна $H(A)$, а после получения информации она составляет $H^*(A)$, то внесенная информация:

$$J = H(A) - H^*(A) \quad (1)$$

Так как мы рассматриваем при мониторинге связанные системы А и В, то, в свою очередь, знание состояния системы А изменит априорную вероятность состояний системы В. Например, если известно, что объект

находится в неисправном состоянии, то вероятность поступления тех или иных сигналов также изменится. Очень часто информация относительно системы А получается с помощью наблюдения за другой, связанной с ней системой В. Обычно эта вторая система (система сигналов) дает информацию о состоянии основной системы. Среднюю величину этой информации, или информативность системы В относительно системы А, можно определить из равенства:

$$JA(B) = H(A) - H(A/B). \quad (2)$$

В правой части последнего соотношения содержится разность первоначальной энтропии системы А и ее энтропии после того, как стало известным состояние системы сигналов В. Так как системы А и В являются связанными, то, в свою очередь, знание состояния системы А изменит априорную вероятность состояний системы В. Например, если известно, что объект находится в неисправном состоянии, то вероятность поступления тех или иных сигналов также изменится [1].

На основе разработанной базы данных можно выбрать систему анализа насосного агрегата на основе метрических методов распознавания, это даст возможность не только определять текущее состояние, но и перейти к его прогнозу, а, следовательно, к планированию работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Литература

1. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978.
2. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Акбердин А.М. Диагностика оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра, 2003.
3. Зайдель А.Н. Погрешности измерений физических величин. – М.: Наука, 1985.

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТАВРОВОГО СОЕДИНЕНИЯ В УТОРНОМ УЗЛЕ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

И.Р. Рахматуллина, О.В. Четверткова

Научный руководитель доцент А.М. Файрушин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время, как в России, так и за рубежом из общего объема резервуарного парка для хранения нефти и нефтепродуктов более 80 % составляют вертикальные цилиндрические стальные резервуары, представляющие особый класс сооружений, по существу не имеющих аналогов. Почти каждый из них представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятий и окружающей среды. Резервуары относятся к промышленным конструкциям, работающим в сложном напряженно-деформированном состоянии. Напряженно-деформированное состояние всех конструктивных элементов стальных вертикальных резервуаров является следствием как действия эксплуатационных нагрузок, так и неравномерной осадки основания резервуаров по площади и по периметру. Многочисленными исследованиями отечественных и зарубежных ученых в области изучения эксплуатационной надежности вертикальных стальных цилиндрических резервуаров установлено, что безаварийность их зависит не только от вышеперечисленных факторов, но и от всевозможных дефектов. Кроме этого, при длительной эксплуатации резервуаров происходит коррозионный износ и механическое старение металла из-за малоциклового нагружения. Все эти факторы совокупно влияют на эксплуатационную надежность резервуаров и могут привести к аварии [1].

Одной из основных задач совершенствования конструкций резервуаров является повышение их прочности. При анализе различных источников [1, 2] и по проведенной статистике (рис. 1), в которой рассматривались дефекты, возникающие в период эксплуатации, наиболее распространенными дефектами являются дефекты сварных швов нижних поясов резервуара, включая уторный; коррозия днища, дефекты верхних поясов и крыши резервуара.

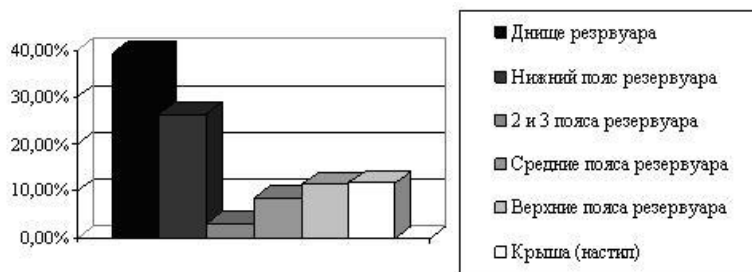


Рис. 1. Статистика по дефектам, возникающим в период эксплуатации, резервуаров вертикальных стальных цилиндрических

Но поскольку уторный узел является узлом сопряжения нижнего пояса и днища, в которых дефекты зафиксированы в наибольших процентных соотношениях, исследование, направленное на совершенствование конструкции уторного узла, на мой взгляд, является одним из перспективных направлений решения задачи повышения надежности эксплуатации резервуаров вертикальных стальных цилиндрических.

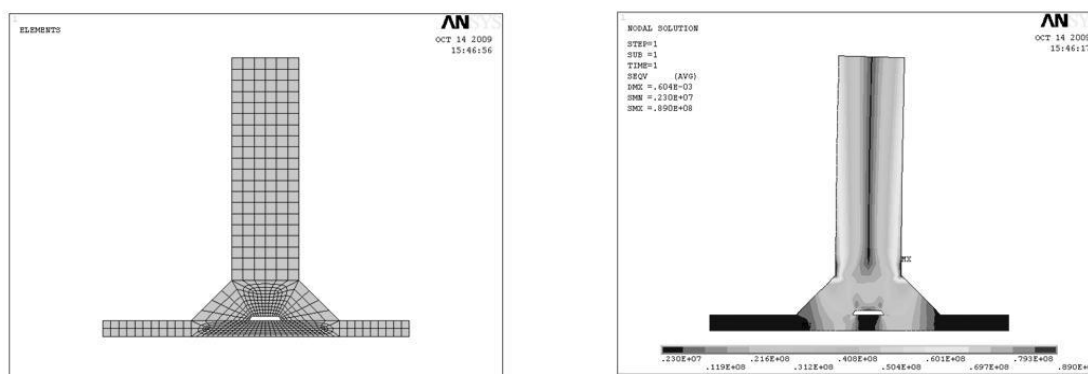
В настоящее время применяются следующие типы сварных соединений в уторном узле (таблица) [3].

Таблица

Существующие типы сварных соединений в уторном узле

Условие по конструкции	Вид сварного соединения	Вид шва
Сопрекаемые элементы давления при диаметре обр. чашки не более 12 мм		
Сопрекаемые элементы давления при диаметре обр. чашки более 12 мм		

Для оценки прочности была рассмотрена существующая конструкция уторного узла, проведена оценка напряженно-деформированного состояния металла таврового соединения. С этой целью с применением конечно-элементного программного комплекса Ansys была построена геометрическая модель тавровой конструкции и смоделировано сварное соединение в месте утора. При построении конечно-элементной сетки геометрической модели (рис. 2, а) был выбран четырехузловой осесимметричный элемент PLANE 182.



а) Расчетная модель

б) Распределение эквивалентных напряжений

Рис. 2. Рассматриваемая конструкция уторного узла с непроваром 1,5 X 10 мм

Модель, показанная на рисунке 2, а, представляет собой конструкцию, применяемая в настоящее время. При этом присутствуют сварные швы, которые являются концентраторами остаточных напряжений, и конструктивный непровар. Максимальные напряжения (рис. 2, б), чья величина составляет 95,1 МПа, в рассматриваемой конструкции возникают в зоне термического влияния сварного соединения и в зоне конструктивного непровара, что делает узел менее прочным.

Но помимо напряжений, возникающих в эксплуатационный период, также возникают напряжения от технологических нагрузок при изготовлении данного узла. Для нахождения сварочных напряжений была решена температурная задача деформируемого тела с помощью метода, моделирующего процесс остывания сварного соединения. Поля распределения температур по узлу накладывались как нагрузка на узел при его структурном анализе. В результате решения данной задачи было определено напряженно-деформированное состояние конструкции (рис. 3) после сварки. Максимальные напряжения величиной 251 МПа сконцентрированы в сварном шве.

Результаты исследования показали:

1) Уторный узел находится в сложном напряженно-деформированном состоянии в период эксплуатации, испытывая при этом как эксплуатационные, так и технологические нагрузки.

2) Основная масса дефектов, возникающих в эксплуатационный период, сконцентрирована в зоне уторного узла.

3) Применяемая в настоящее время конструкция концентрирует в себе как эксплуатационные напряжения, так и напряжения от технологических нагрузок, возникающих при изготовлении узла, что приводит к снижению прочности и коррозионной стойкости утора.

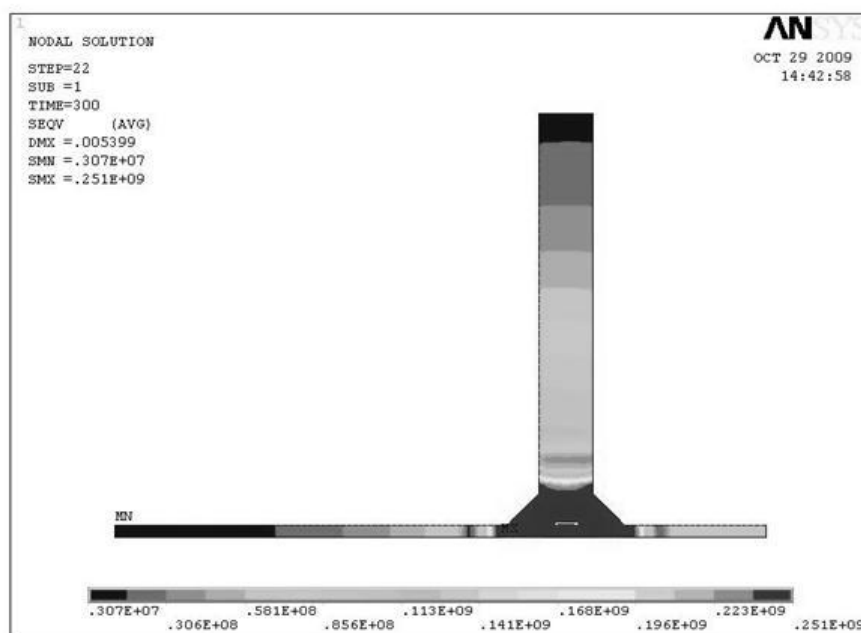


Рис. 3. Распределение эквивалентных напряжений, возникающих в процессе сварки

Литература

1. Аварии резервуаров и способы их предупреждения: Научно-техническое издание / Галеев В.Б., Гарин Д.Ю., Закиров О.А., и др. Под ред. проф. Галеева В.Б. и Шарафиева Р.Г. – Уфа: ГУП «Уфимский полиграфкомбинат», 2004. – 164 с.
2. Защита нефтяных резервуаров от коррозии / Гоник А.А., Калимуллин А.А., Сафонов Е.Н. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1996. – 264 с.
3. РД-25.160.10-КТН-050-06. Инструкция по технологии сварки при строительстве и ремонте стальных вертикальных резервуаров, 2006.

ЭЛЕКТРОПРОВОДЯЩИЕ ПОЛИМЕРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ПОЛИОЛЕФИНОВ

М.Е. Саввинова

Научный руководитель научный сотрудник Н.А. Коваленко
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Исследования физико-механических характеристик и электрических свойств, процесса формирования структуры композиций на основе полиолефинов с дисперсным наполнителем позволили расширить номенклатуру составов электропроводящих полимерных композиционных материалов (ЭПКМ) с положительным температурным коэффициентом сопротивления (+ТКС) и удельным сопротивлением от 10^{-2} до 10^2 Ом·м, изменение которого достигается изменением содержания электропроводящего наполнителя, в данном случае – кокса марки КЛ-1 [1].

Исходя из модельного представления о структуре ЭПКМ на основе ПТФЭ с углеродными наполнителями, можно предположить, что при незначительном изменении в дозировке компонентов или в технологическом процессе изготовления ЭПКМ могут привести к существенному изменению количества проводящего наполнителя, участвующего в прохождении тока и как следствие, снижению или усилению электрофизических характеристик исследуемого ЭПКМ [2, 3].

На основании вышеизложенного предложен подход путем изучения влияния различных способов переработки композиций на основе полиэтиленов и фторопласта, а также определения технологических режимов и содержания наполнителя, обеспечивающие служебную электрическую проводимость на уровне $10^{-2} - 10^2$ Ом·м.

Цель работы. Исследование электрических свойств материалов на основе полиолефинов композиционного материала с эффектом саморегулирования температуры нагрева.

В качестве связующего были использованы порошкообразные сверхвысокомолекулярный (СВМПЭ) и высокомолекулярный (ВМПЭ) полиэтилены, фторопласт марки Ф2М. Наполнителем служил мелкодисперсный кокс марки КЛ-1. Смесь готовили в пропеллерной мельнице. Содержание кокса варьировались от 20 до 40 об. %.

Были реализованы следующие способы переработки композиций в образцы. При методе прессования горячего по традиционной схеме нагрев полимеруглеродной смеси в прессформе под давлением с последующим охлаждением на воздухе. Холодное прессование - прессование в холодной прессформе с последующим спеканием образцов в термошкафу в свободном состоянии [4].

Экструзия полимерных композиций осуществлялась на пластикордере «Брабендер» PL2200-3. Для каждого вида полимера температуры по зонам выбирались так, чтобы обеспечить наряду с заданной производительностью, удовлетворительное качество экструдата по следующим параметрам: отсутствие пор и коробления, гладкость поверхности, соответствие форме профилирующего инструмента. Температурные зависимости удельного электрического сопротивления определялись методом потенциальных электродов.

Одним из наиболее распространенных способов получения электропроводящих полимерных композиционных материалов является введение в матрицу токопроводящих дисперсных компонентов с высокой проводимостью.

Для реализации эффекта саморегулирования необходимо, чтобы степень взаимодействия частиц наполнителя друг с другом была меньше, чем между частицами матрицы и наполнителя. Только в этом случае при циклическом нагревании – охлаждении эффект будет обратимый.

Предпосылкой использования дисперсного углеродного материала в качестве модифицирующей добавки при наполнении полимеров, помимо широкого спектра электропроводности, явились развитая поверхность, коррозионная стойкость, высокие теплопроводность и термочпрочность.

Основным критерием при выборе полимерных компонентов явилась их способность к переработке в изделия методом экструзии.

Основным методом исследования электропроводности композиционных материалов является изучения вольтамперных характеристик. Вольтамперные характеристики композиций при напряжениях, не превышающих эксплуатационные, имеют участок, в пределах которого повышение подводимого напряжения вызывает резкое падение тока в цепи. Такой вид зависимостей вольтамперных характеристик свидетельствует о способности композиции к саморегулированию температуры нагрева и о преимущественно контактном механизме проводимости.

Полученные значения электропроводности композиций позволяют сделать вывод о возможности использования их в качестве материалов для резистивных нагревателей.

Проведенные исследования показывают, что, изменяя соотношение между содержанием электропроводящего наполнителя можно влиять одновременно как на удельное электрическое сопротивление, так и на температуру, при которой происходит его резкое изменение.

На рисунке видно, что удельное электрическое сопротивление (ρ) в пределах $10^{-2} \div 10^2$ Ом·м имеют композиции на основе СВМПЭ, полученные путем горячего прессования (ГП), причем с повышением концентрации наполнителя ρ и разброс его значения снижается. Композиции на основе Ф2М полученные путем ГП имеют заданную проводимость при концентрации 35 об. %.

Экструзия обеспечивает проводимость только на ВМПЭ и при 40 об. % наполнителя, что по всей видимости связано с разрушением токопроводящей сетки, образуемой при ГП.

При меньших или больших концентрациях наполнителя, чем указано на рисунке электрическое сопротивление либо выше 10^2 Ом·м, либо композиция становится хрупкой.

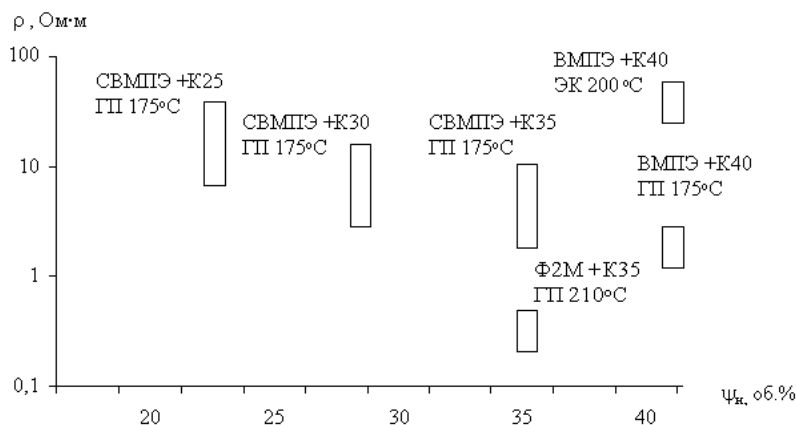


Рис. Влияние концентрации наполнителя ψ_k , типа термопласта и способа его переработки ГП, ЭК на удельное электрическое сопротивление композиции ρ . ГП – горячее прессование, ЭК – экструзия; высота столбика показывает величину разброса ρ в пределах партии образцов

Анализ экспериментальных результатов позволяет сделать вывод о том, что положительный температурный коэффициент сопротивления, обеспечивающий эффект саморегулирования сохраняется при различных методах переработки. При использовании методов прессования как горячего, так и холодного с последующим спеканием проводимость появляется при малом содержании наполнителя.

Выводы

1. Показана возможность обеспечения электропроводности полимеров на основе СВМПЭ, ВМПЭ и Ф2М путем введения углеродных наполнителей и переработки их методами горячего прессования и экструзии.
2. Углеродосодержащие композиции на основе СВМПЭ и Ф2М, полученные путем горячего прессования и на ВМПЭ – путем экструзии, могут быть использованы в качестве основы для резистивных нагревателей.

Литература

1. Гуль В.Е., Шенфиль Л.В. Электропроводящие полимерные композиции. – М.: Химия, 1984. – 240 с.
2. Липатов Ю.С. Физическая химия наполненных полимеров. – М.: Химия, 1977. – 304 с.
3. Коваленко Н.А., Черский И.Н. Исследование физико-механических свойств композиций на основе политетрафторэтилена с углеродными наполнителями // Механика композитных материалов. – М., 1991. – № 1. – С. 14 – 19.
4. Коваленко Н.А., Сыроватская И.К. Влияние технологических параметров на электропроводность углеродосодержащих композиций // Пластмассы. – М., 1999. – № 8. – С. 11 – 13.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОБИЛЬНОГО ОЧИСТНОГО КОМПЛЕКСА «МКО-1000» ПРИ ЗАЧИСТКЕ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ**Р.В. Савицкий**

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий рабочий (полезный) объем резервуара. Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000 м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что приводит к развитию коррозионных процессов в районе днища, сварного шва и первого пояса резервуара. Все это в свою очередь снижает эксплуатационные характеристики объекта.

Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от прямо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Периодичность очистки резервуаров с нефтепродуктами устанавливается ГОСТ 1510 – 84, резервуары из-под нефти зачищаются при необходимости – для освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков и также при проведении диагностики резервуара.

Для очистки резервуара от этих отложений применяются различные методы, по большей части которые основываются на применении ручного труда в разной степени. Однако использование ручного труда сопровождается, как известно, повышенной опасностью при проведении работ, а именно, что струя воды под давлением способствует увеличению статического электричества и его потенциала. При этом в резервуаре работают люди. Также внутри резервуара, как известно, содержатся в довольно большой степени нефтяные пары, нефтяные газы. И более того, применение ручного труда довольно негативно сказывается на экологии. Кроме того, стенки вскрытого резервуара доступны перемещению масс воздуха, а значит – и кислорода. При наличии пирофорных отложений возможно их самовоспламенение и поэтому необходимо минимизировать все опасные факторы, а еще лучше полностью исключить ручной способ при очистке резервуара.

При рассмотрении данной проблемы были учтены ряд критериев выбора той или иной технологии по очистке нефтяных резервуаров от донных отложений. Образно говоря, выражаясь языком математической логики, выбор оптимального решения, как известно, осуществляется путем сопоставления значимости каждого критерия и оценки его проявления в той или иной альтернативе. Проще говоря, был проведен сравнительный анализ каждого критерия применительно к известным и выше перечисленным методам с целью достижения оптимального решения и в качестве такого оптимального решения выступает мобильный очистной комплекс «МКО-1000».

На данный момент мобильный автоматизированный метод решения проблем, связанных с накоплением донных отложений в нефтяном резервуаре, является наиболее современным, эффективным и перспективным методом, что представляет отдельный научный интерес в данной области. В настоящее время существует ряд разработок, одни из которых еще находятся в стадии развития, а другие уже широко и успешно применяются по всему миру для решения проблем, связанных с донными отложениями. К последним методам и относится выше названный мобильный очистной комплекс «МКО-1000».

Мобильный комплекс очистной – МКО-1000 предназначен для очистки резервуаров из-под нефтепродуктов объемом до 20 000 м³. Объектами ее применения является резервуары нефтебаз, нефтехранилищ и резервуарных парков.

Установка конструктивно выполнена в едином модуле, что значительно сокращает время на приведение ее в рабочее состояние перед началом работ и в транспортировочное положение по их окончании. Большим преимуществом установки является ее мобильность. Обслуживают установку два-три оператора. Ее производитель-

ность – очистка резервуаров объемом 5 000 м за 1-2 дня. Высокая степень зачистки позволяет произвести смену нефтепродукта, проведение тарифовочных, диагностических и огневых работ.

Процесс очистки водным раствором моющего средства организован по замкнутому циклу. Водный раствор эмульгирует углеводородные загрязнения с внутренней поверхности резервуара, затем происходит регенерация моющего раствора путем фазового разделения эмульсии с отделением органической фазы и возвращением водной фазы в цикл очистки.

В результате применения данной технологии получается зачищенный от нефтепродуктов резервуар и отмытый нефтепродукт, по качеству соответствующий стандарту и возвращаемый в товарооборот. При этом отсутствуют шламы - отходы, подлежащие утилизации.

При рассмотрении данного комплекса необходимо коснуться технологии очистки. После откачки топлива до уровня невыбираемого остатка раствор ТМС подается на танкомоечную машинку, размещенную в очищаемом резервуаре. Форсунки машины вращаются в двух плоскостях, струя раствора образует внутри резервуара сферу диаметром до 24 м, размывает отложения и отделяет их от поверхности. Одновременно с процессом отмыва происходит первичное отделение отмытых мехпримесей, поступивших из зачищаемого резервуара, то есть происходит разделение эмульсии на нефтепродукт и рабочий раствор. Технологический процесс мойки продолжается до полной очистки поверхностей резервуара от донных отложений.

Современные технические моющие средства (ТМС), используемые при очистке резервуаров, должны удовлетворять следующим основным требованиям – обеспечить в относительно короткие сроки высокое качество очистки поверхности металла, многократно использоваться по системе замкнутого цикла, иметь простую технологию проведения работ при высокой степени автоматизации, быть взрывобезопасными и негорючими в условиях использования, обладать биологической разлагаемостью и нетоксичностью, не вызывать коррозии металла, способствовать регенерации промывочных растворов и утилизации отмытых нефтеостатков и быть экономически и технологически выгодными.

В качестве технического моющего средства (ТМС), используемого в данном комплексе, выступает такое средство как «ВЕГА-ЧМ», характеристики которой, по результатам сравнительного анализа, значительно превосходят характеристики других технических моющих средств.

Был произведен также сравнительный анализ 3 методов: «МКО-1000», его зарубежного аналога «СуперМАКС» и непосредственного ручного метода с применением теплоносителей. Анализ был произведен по ряду критериев, таких как мобильность, время выполнения работ, максимальное расстояние комплекса от объекта, патентная защищенность, стоимость очистки и т.д. – и практически по всем этим критериям «МКО-1000» оказывается в выигрышной позиции.

В качестве более наглядного примера приведем некоторые критерии сравнения метода, основанного на применении мобильного очистного комплекса «МКО-1000» и ручного метода с применением теплоносителей. Длительности зачистки РВС-5000 м³ мобильным комплексом составляет 5-8 дней, а ручным методом – около 15-20 дней. Стоимость очистки РВС-20000 м³ комплексом «МКО-1000» составляет около 813-925 (тыс. рублей с НДС), ручным методом точно такой же резервуар – 1000-14000 (тыс. рублей с НДС). Если рассматривать такой критерий, играющий довольно большую роль с точки зрения безопасности проведения работ, как максимальная удаленность комплекса от очищаемого объекта, то к примеру «МКО-1000» может быть удален от РВС примерно на 100-150 метров, в то время как при ручном методе от 0 до 30 м.

Рассмотрим эффекты внедрения данной технологии в производство:

1) Экономический эффект:

- Значительное ресурсосбережение;
- Возврат по назначению большей части качественных нефтепродуктов, ранее утилизируемых;
- Значительное снижение затрат на охрану труда и обеспечение экологических требований;
- Значительное снижение времени на обработку поверхности;

2) Экологический эффект:

- Улучшение экологической обстановки, связанное со снижением степени загрязнения окружающей среды;
- Снижение количества отходов, подлежащих захоронению или сжиганию;
- Сокращение площадей, отводимых под захоронение нефтеотходов;
- Исключение необходимости сливов отработанных моющих составов и использования стационарных очистных сооружений;

3) Социальный эффект:

- Улучшение условий труда рабочих, снижение профтехзаболеваний;
- Создание новых рабочих мест;
- Уменьшение криминогенной обстановки, связанной с незаконными способами приобретения, сбыта и утилизации нефтепродуктов;

4) Политический эффект, а именно значительное повышение имиджа предприятия или региона, внедряющего у себя новейшие экологически чистые ресурсосберегающие технологии.

В качестве вывода хотелось бы отметить, что данная технология запатентована, опробована и успешно применяется на объектах нефтяных компаний ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Газпром нефть».

Данная технология полностью исключает применение ручного труда и позволяет владельцам резервуаров экономить средства за счет возврата (до 98 %) нефтепродуктов, извлеченных из невыбираемого остатка и пригодных для переработки или реализации.

Литература

1. http://www.remos.biz/to_cats/action_desc/id_2.
2. <http://www.pureworldm.ru>.
3. http://www.armcenter.ru/index.php?q=moy_mko1000.htm.
4. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах // Нефтегазовое дело, 2006.
5. Штин И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС // Трубопроводный транспорт нефти. Приложение. – М., 2001, – № 12. – С. 6 – 9.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ СРЕДЫ НА УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Р.В. Савицкий

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из важнейших аспектов разработки газовых месторождений является выбор технологических и инженерных решений эксплуатации трубопроводов, как промысловых, так и магистральных, с целью предотвращения осложнений из-за склеротических процессов, связанных с отложениями газогидратов на внутренние стенки газопроводов. Эти явления, приводящие к снижению дебета трубопроводов и их остановке, зависят не только от гидродинамических и теплофизических процессов внутри газопровода, но и от теплового взаимодействия газопровода с окружающей породой. Анализ возможных осложнений при эксплуатации газопровода из-за отложений твердой фазы на его внутренние стенки, разработка различных мероприятий по предотвращению этих отложений, должны опираться на теоретические модели, учитывающие совместное проявление отмеченных процессов (течение газа в трубопроводах при наличии фазовых переходов; отложение твердой фазы на стенки трубопровода; теплообмен трубопровода с окружающей породой).

Проще говоря, отложения газогидратов на внутренние стенки магистральных газопроводов не только тем самым уменьшают пропускную способность трубопровода, но и вызывают образование гидратных пробок, то есть происходит закупоривание газопровода, что не только затрудняет движение газа по трубопроводу, но и способствует выводу последнего из эксплуатации со всеми вытекающими отсюда последствиями. Поэтому для газопроводов проблема гидратообразования является в наше время очень актуальной и требующей новых радикальных, современных и главное эффективных решений.

Любое предприятие магистрального транспорта газа, которое испытывает те или иные проблемы с гидратообразованием в магистральных газопроводах в процессе транспортировки газа ставит перед собой одну из сложнейших задач – предотвращение гидратообразования, которая не может быть решена без знания механизма и этапов образования гидратов в газопроводах. Поэтому цель данной статьи – анализ условий образования гидратов при эксплуатации магистральных газопроводов и влияния технологических параметров транспортируемой среды, то есть газа, на эти условия.

Газовые гидраты (также гидраты природных газов или клатраты) – кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и газа. Гидраты газа относятся к нестехиометрическим соединениям, то есть соединениям переменного состава. Природные газовые гидраты представляют собой метастабильный минерал, образование и разложение которого, зависит от таких технологических параметров как давление, температура, химический состав газа и воды, свойств пористой среды и др. Однако главными технологическими параметрами, играющие главную роль в процессе образования гидратов, являются давление и температура, поэтому в данной статье будет делаться упор именно на эти два параметра.

Гидраты — кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют кристаллическую структуру. Свойства гидратов газов позволяют рассматривать их как твердые растворы. Исследования показали, что содержание водяного пара в газообразной фазе в системе «газ — гидрат» меньше, чем его содержание в системе «газ — вода». Возникновение гидрата обусловлено определенными давлением и температурой при насыщении газа парами воды. Гидраты распадаются после того, как упругость паров воды будет ниже парциальной упругости паров исследуемого гидрата. Гидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Составы гидратов выражаются формулами: $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$ и др.

В газопроводе очень важно определить место образования гидратов. Для этого необходимо знать состав и начальную влажность газа, а также его давления и температуру в газопроводе. Влажный газ — смесь сухого газа и водяного пара. Относительной влажностью газа называется отношение количества паров воды, фактически находящихся в газе при данных t и P , к количеству паров, способных удержаться в газе в состоянии насыщения при тех же условиях. Температура, при которой газ становится насыщенным при данном давлении и количестве водяного пара, называется точкой росы газа. При понижении давления в газопроводе гидраты могут образовываться при все более низких температурах. Когда давление станет ниже некоторого предела, гидраты смогут образовываться при обычной температуре газа в газопроводе - возникает опасность гидратной пробки. После выпадения газ недонасыщен парами воды, что эквивалентно снижению его точки росы. При дальнейшем движении газа может возникнуть еще одна гидратная пробка, соответствующая этой новой точке.

Как показали последние исследования, при уменьшении температуры и давления гидрат разлагается на газ и воду с поглощением большого количества теплоты. Разложение гидрата в замкнутом объеме, либо в пористой среде (естественные условия), приводит к значительному повышению давления. Кристаллогидраты обладают высоким электрическим сопротивлением, хорошо проводят звук, и практически непроницаемы для свободных молекул воды и газа. Для них характерна аномально низкая теплопроводность (для гидрата метана при 273 К в пять раз ниже, чем у льда). Большинство природных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2S , изобутан и т. п.) образуют гидраты, которые существуют при определенных термобарических условиях.

Вкратце коснемся технологий по предупреждению гидратообразования в магистральных газопроводах и рассмотрим их достоинства и недостатки. Предупреждение образования гидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. В условиях транспорта газа по магистральному газопроводу этот метод неприменим, так как связан с большими затратами энергии. Как показывают расчеты, при больших объемах транспортируемого газа может оказаться экономически целесообразно охлаждать его (с учетом увеличения затрат на более глубокую осушку газа), поскольку это позволяет заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно газопроводов с большим числом компрессорных станций. Метод подогрева применяется на газораспределительных станциях, где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзают редуцирующие клапаны, краны, диафрагмы и др.

Предупреждение образования гидратов методом снижения давления заключается в том, что при сохранении температуры в газопроводе снижается давление ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод возможен и при ликвидации уже образовавшихся гидратов. Ликвидация гидратных пробок осуществляется путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время для разложения гидратов. Очевидно, что этот метод пригоден только для ликвидации гидратных пробок при положительных температурах. Иначе гидратная пробка перейдет в ледяную. Поскольку минимальная температура газа в магистральных газопроводах близка к нулю, а равновесное давление при этом для природного газа находится в пределах 1,0—1,5 МПа, применение данного метода в магистральных газопроводах оказывается неэффективным. Метод снижения давления применяется в аварийных случаях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного уменьшения давления.

Ингибиторы, введенные в насыщенный водяными парами поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их вместе со свободной водой в раствор, который совсем не образует гидратов или образует их при температурах более низких, чем температура гидратообразования в случае наличия чистой воды. В качестве ингибиторов применяют метанол CH_3OH , растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтиленгликоля (ТЭГ), хлористого кальция CaCl_2 .

В заключении хотелось бы отметить, что в данной статье были изложены результаты анализа процесса гидратообразования, причем основной упор сделан на те технологические параметры, которые играют определяющую роль в процессе образования гидратов – на температуре и давлении. Были рассмотрены состав и некоторые технологические свойства гидратов, а также наиболее распространенные существующие технологии по предупреждению гидратообразования в магистральных газопроводах.

Литература

1. <http://ru.wikipedia.org/wiki/Газогидрат>.
2. <http://www.metanmash.com>.
3. Борьба с гидратами при транспорте природных газов / Под ред. Ю.П. Коротаева. – М.: Недра, 1973. – 136 с.
4. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа / Под ред. Ю.Ф. Макогона. – М.: Недра, 1966. – 185 с.

РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КОРПУСА СИЛОВОЙ УСТАНОВКИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА ИЗ СТАЛИ 11Х11Н2В2МФ

А.Н. Салмин, Д.В. Каретников

Научный руководитель доцент А.М. Файрушин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Силовая установка газоперекачивающего агрегата, выполненная в виде турбореактивного двигателя имеет ряд преимуществ по сравнению с другими возможными исполнениями: сравнительно малые габариты и массу (электрическая занимала бы в 4 раза больше места), возможность многократного последовательного запуска, высокая эффективность и надежность, соответствие современным экологическим требованиям, возможность эксплуатации в любых климатических зонах при температуре окружающей среды от -55 до $+45$ °С.

Для изготовления корпуса силовой установки газоперекачивающего агрегата применяется мартенситная жаропрочная высоколегированная сталь 11Х11Н2В2МФ. Однако в связи со сложностью конструкции, корпус сваривается из нескольких обечасок соединенных между собой перемычками (опорами). Из-за большого количества сварных швов и сложности сварки самой конструкции для снижения вероятности образования холодных трещин она подвергается термообработке 11 раз. И без того продолжительные операции термообработки значительно снижают производительность. Для того чтобы снизить количество операций термообработки было предложено

но отказаться от некоторых операций термообработки в пользу одного из методов снижения остаточных напряжений во время сварки: вибрационной обработки или ударной УЗ обработки.

Существует множество способов снижения остаточных напряжений и деформаций в сварном шве после сварки: термообработка, изменение конструкции, применение двухстороннего шва, обратный выгиб, вибрационная и ультразвуковая обработка и т.д. [1, 3]. Остаточные сварочные напряжения можно снижать также во время сварки за счет изменения условий кристаллизации, фазовых переходов и подвижности дислокаций [2]. К таким способам относятся сопутствующий подогрев и охлаждение, высокочастотная электродуговая сварка, сопутствующая вибро- и ультразвуковая обработка и т.д. [1, 3].

Вибрация по существу является способом принудительного перемешивания расплава в незатвердевшей части. Вибрация разрушает крупные дендриты в процессе затвердевания, их обломки попадают в расплав, оказывают затравочное действие и способствуют зарождению новых центров кристаллизации, что ведет к измельчению макроструктуры и сокращению зоны столбчатых кристаллов. Одновременно происходит дегазация и снижение ликвации [2]. В зоне затвердевания вибрация способствует перемещению дислокаций, что снижает остаточные напряжения и деформации [3].

Воздействие ультразвука можно также условно разделить на две составляющие. Воздействие на жидкую фазу основано на воздействии переменного по знаку давления, приводящего к её разрыву с образованием мелких полостей (кавитацией). Она может приводить к разрушению первичных дендритов и фазовых составляющих. Величина зерна уменьшается с увеличением вводимой в расплав мощности, особенно после достижения порога кавитации. При этом разделяют три режима ультразвуковой обработки: а) область докавитационных режимов; б) область кавитационных режимов; в) область интенсивной кавитации. Относительно воздействия на твердую фазу однозначная теория пока отсутствует.

Вибрационная обработка обычно заключается в подведении к детали изолированной резиновыми или пенопластовыми вставками тем или иным способом вибрации определенной частоты. Сварка выполняется с одновременным воздействием вибрации определенной частоты с амплитудами порядка от нескольких десятков до сотен микрометров. Ультразвуковая обработка же заключается в механической обработке поверхности сварного шва при помощи специального устройства или непосредственного подведения ультразвуковых колебаний в зону сварного шва при помощи жестко прикрепленного к изделию устройства. Похожие устройства применяются для УЗ сварки пластмасс. В данном случае ударная ультразвуковая обработка производилась на ИЛ100-16 «Технологический комплекс «Шмель». Вибрационная обработка производилась на столе с вибратором с частотой 50 Гц.

Была произведена серия опытов заключающаяся в ТIG(СНЭ) сварке одинаковых образцов из листов стали 11Х11Н2В2МФ толщиной 3 мм без механической обработки, с одновременной виброобработкой с частотой 50 Гц, а также УЗ ударной обработкой шва в процессе сварки через 5-10 с после кристаллизации.

После сварки полученные образцы были проконтролированы и нарезаны с учетом требований ГОСТ 6996-66 на образцы для механических испытаний сварных швов. Также была проведена их термообработка (отжиг при $t = 760-780$ °С).

Таблица

Типы образцов

Тип образца	Описание
1	Без обработки
2	С вибрационной обработкой 50 Гц
3	С ультразвуковой ударной обработкой

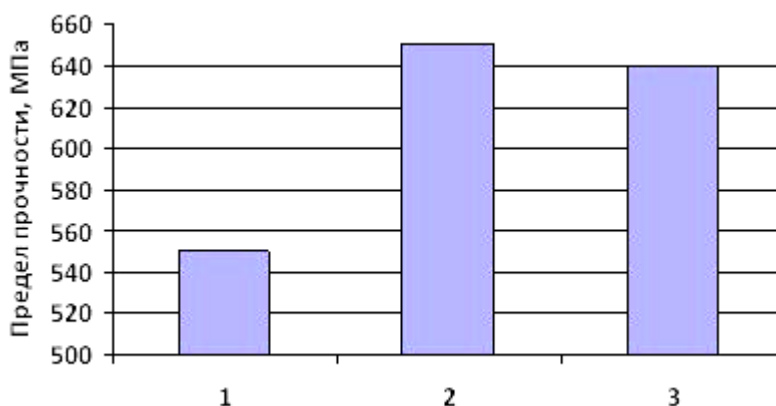


Рис. 1. Предел прочности различных типов образцов

В результате были получены следующие данные: при испытаниях на статическое растяжение (рис. 1) предел прочности образцов без обработки в среднем на 20% меньше, чем при вибрационной и УЗ ударной об-

работке. По пределу прочности усредненные данные полученные при вибрационной и УЗ ударной обработке отличаются не более чем на 3 % (для разрыва образцов с вибрационной обработкой необходимо большее усилие), однако разброс данных для ударной УЗ обработки меньше чем при вибрационной, что можно объяснить неравномерным распределением вибрации по образцам.

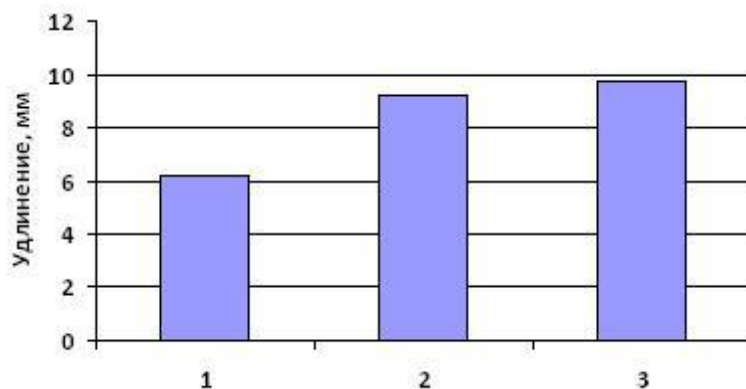


Рис. 2. Влияние различных типов обработки на удлинение образцов

Удлинение образцов (рис. 2) без обработки в среднем на 32 % ниже, чем образцов с вибрационной обработкой и на 37 % ниже, чем образцов с ударной УЗ обработкой. Разброс данных при этом для образцов без обработки примерно 25 %, для образцов с виброобработкой и ударной УЗ обработкой примерно 5 %.

Во время испытаний на ударный изгиб образцы не показали существенных различий.

Выводы: таким образом, применение ударной УЗ обработки и виброобработки во время сварки повышает прочность конструкции за счет снижения внутренних напряжений и деформаций и увеличивает удлинение образцов. Результаты применения того или иного метода на стали 11Х11Н2В2МФ толщиной 3 мм примерно одинаковы, за исключением запаса пластичности и применение одного из них зависит от конкретных условий производства.

Литература

1. Теория сварочных процессов / под ред. В.М. Неровного. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2007. – 752 с.
2. А.Н. Задиранов, А.М. Кац Теоретические основы кристаллизации металлов и сплавов. – М.: РУДН, 2007. – 227с.
3. В.М. Сагалевич, В.Ф. Савельев Стабильность сварных соединений и конструкций. – М.: Машиностроение, 1986. – 263 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ И ИНТЕГРАЛЬНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ТЕЧЕНИИ НЕНЬЮТОНОВСКИХ СРЕД В ТРУБАХ Р.Е. Терещенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Неньютоновские жидкости широко распространены в технике. Однако, несмотря на свое промышленное значение, они до сих пор слабо изучены: отсутствует детальное понимание механизма реакции напряжений на изменение скоростей деформаций в средах со сложной молекулярной структурой, с временной зависимостью от истории деформаций, изменений пульсационной структуры и т.д.

В данной работе детально изучены свойства суспензий в условиях развитого течения в широком диапазоне изменений определяющих критериев (внимание фокусируется на ламинарном и турбулентном устойчивом режиме движений), сформулированы законы распределения локальных и интегральных параметров, опираясь на оригинальную экспериментальную методику бесконтактной регистрации механизмов переноса импульса с помощью современной LDV System - Stabiliate 2017. Полученные результаты могут служить базой для построения и тестирования математических моделей движения сложных систем. Такие сведения существенно расширяют представления о деформациях в реологически сложных сдвиговых течениях.

Описание эксперимента

Эксперименты по исследованию течений неньютоновской суспензии в трубах с помощью ЛДИС выполнены для условий переменных/постоянных по длине трубопровода параметрах: продольного градиента давления, интенсивности и масштаба турбулентности. Детально проанализированы свойства суспензий в условиях развитого устойчивого ламинарного и турбулентного течения. Сформулированы законы распределения локальных и интегральных параметров течения в данных условиях.

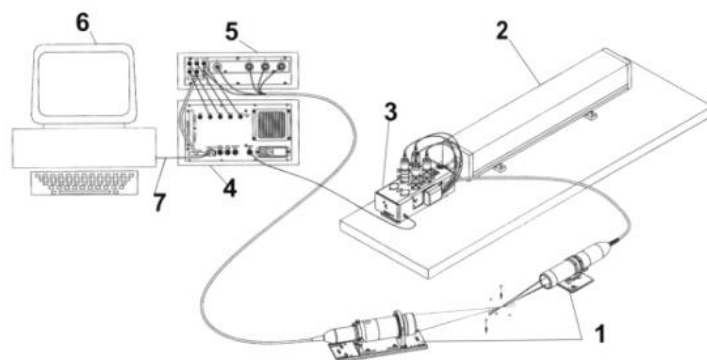


Рис. 1. LDV System (Stabilite 2017)

Для измерений средней скорости и параметров турбулентности, включая составляющие тензора напряжений Рейнольдса в потоке суспензии, использовался двух компонентный лазерный доплеровский измеритель скорости LDV System – Stabilite 2017 (рис. 1), где: 1 – сканирующий зонд (TR260); 2 – лазерная головка (Stabilite 2017 laser head); 3 – многоцветный разделитель пучка (FBL-3); 4 – фотодетекторный модуль (PDM1000-3); 5 – процессор обработки сигналов (FSA4000-3); 6 – ПЭВМ; 7 – шина FireWire (400 Мбит/с).

Результаты

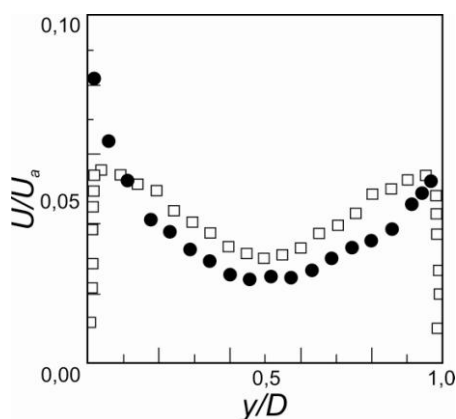


Рис. 2. Относительная тангенциальная интенсивность турбулентности

Анализ данных пульсационной структуры позволяет заключить, что для неньютоновской суспензии переход к турбулентному течению осуществляется в гораздо более узком диапазоне скоростей. Для ньютоновской жидкости скорость в переходной области возрастает на 50 % по сравнению с 30 % для неньютоновской суспензии. Кроме того, в переходном режиме максимальное значение относительной интенсивности турбулентности для неньютоновской жидкости значительно ниже, чем для ньютоновской. Большая часть данных для профиля средней тангенциальной скорости свидетельствует, что осредненные по пространству значения этой скорости лежат в пределах $\pm 5\%$ от U_a . Изменения тангенциальной составляющей меньше эквивалентного среднеквадратичного уровня шумов измерительной аппаратуры. В области, занимающей 80 % ядра потока ($0,2 < y/D < 0,8$), относительные интенсивности турбулентности (рис. 2) при течении суспензии ниже, хотя формы профилей аналогичны.

На рис. 3 в зависимости от U_m показаны измеренные с помощью ЛДИС скорости на оси трубы U_a и значения относительной продольной интенсивности турбулентности u'/U_a . Данные для U_a сопоставлены с расчетами по теоретической формуле из работы [3],

$$\frac{U_a}{U_m} = \left[\frac{n}{F(n+1) \cdot \left[(F-Y)^{\frac{(n+1)}{n}} \right]} \right]$$

справедливой при $\tau \ll \delta$. В этом случае видно достаточно хорошее соответствие теоретических и опытных данных.

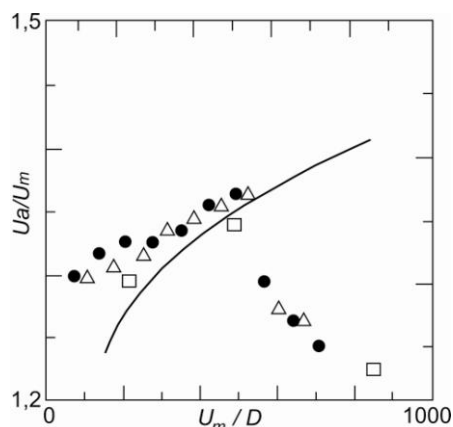


Рис. 3. Результаты измерения скорости на оси для течения прозрачной неньютоновской суспензии в стеклянной трубе

Проведенное исследование показало, что традиционные методы контроля и управления локальными средствами существенно искажают картину пристенных процессов, что позволяет вносить погрешности в критериальные связи к оценке потерь на трение и теплоотдачу (до 30 %). Процесс измерения с помощью ЛДИС не вносит возмущений в поток, и только одно это дает ему заметное преимущество во многих практических случаях. Методики измерения бесконтактными средствами позволяют проанализировать низкорейнольдсовые области течения, а так же области буферной зоны и вязкого подслоя с высокой точностью, что весьма важно для оценки корректности замыкающих соотношений (диффузия, диссипация) при построении модели турбулентности к процессам переноса массы и тепла в рамках феноменологического подхода.

Анализ развивающихся течений показывает, что «тонкие» параметры турбулентности для суспензии имеют более протяженный участок стабилизации и консервативны к возмущениям от стенки. С их помощью удастся построить эффективные схемы замыкания для членов высшего порядка к моделям рейнольдсовых напряжений и с успехом использовать их в практике прикладных расчетов.

В практике прикладных расчетов, методики позволят оценить степень доверия существующих критериев оценки устойчивых переходных процессов.

Литература

1. M. Rudman, L.J. Graham, H.M. Blackburn, L. Pullum. Non-Newtonian Turbulent and Transitional Pipe Flow // Hydratransport 15. – Banff, 2002.
2. Kharlamov S.N., Rudatchenko A.V. Modeling of turbulent flow, heat and mass transfer in fast non-stationary piston action systems // Turbulence, Heat and Mass Transfer. Proceedings of the VIth International Symposium on Turbulence, Heat and Mass Transfer, 2009. – № 6. – pp.1059 – 1062.
3. Yianneskis M., Whitelaw, J.H. Velocity Characteristics of Pipe and Jet Flows With High Particle Concentration, Liquid-Solid Flows and Erosion Wear in Industrial Equipment, M.C. Roco, ed., ASME, New York, 1984. – pp. 12 – 15.

ПРОБЛЕМЫ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛООБМЕНА В УСЛОВИЯХ УСТОЙЧИВЫХ И ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ВЯЗКИХ СРЕД

Р.Е. Терещенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С турбулентностью в условиях вынужденной конвекцией приходится иметь дело во многих важных для практики технологических процессах. Она представляет большой интерес также для тех, кто занимается исследованиями в областях механики, химии, аэрокосмических исследований, промышленности и т.д. Несмотря на достижения в создании компьютеров и разработке методов моделирования, пока не удастся численно решить полные определяющие уравнения и рассчитать турбулентные течения в большинстве практически важных случаев. Прямое моделирование требует больших затрат и в настоящее время используется для расчета течений в областях с относительно простой геометрией, чтобы получить информацию по самым фундаментальным вопросам. Несмотря на трудности, возникающие при расчетах с использованием первоначальных соотношений, был достигнут значительный прогресс в понимании ТВК и разработке корреляционных зависимостей, обобщающих экспериментальные данные, инженерных формул и методов расчета.

Прогресс в изучении конвективного теплообмена в огромной степени связан с экспериментальными исследованиями. Многие эксперименты проводились для того, чтобы определить технические характеристики для течений, представляющих практический интерес. Здесь же представляются выборочные экспериментальные данные по структуре турбулентности, которые оказали наибольшее влияние на наше представление о турбулентном течении.

В последнее время многие экспериментальные ТВК-исследования посвящены частным эффектам. К ним относятся эффекты вторичных течений в каналах некругового сечения, кривизны, закрутки, шероховатости, больших градиентов давления, турбулентности набегающего потока, отрыва. Эти эффекты очень часто наблюдаются в реальных течениях, и поэтому термин "частные" употребляется в том смысле, что они отсутствуют в самых простых эталонных течениях, какими являются течения в круглом гладком канале и около плоской пластины. Экспериментальные исследования этих эффектов имеет большое значение не только из-за того, что моделируются реальные течения, важные для практических приложений, но и потому, что полученные данные служат для обоснования и стимулирования разработки новых, так необходимых методов расчета.

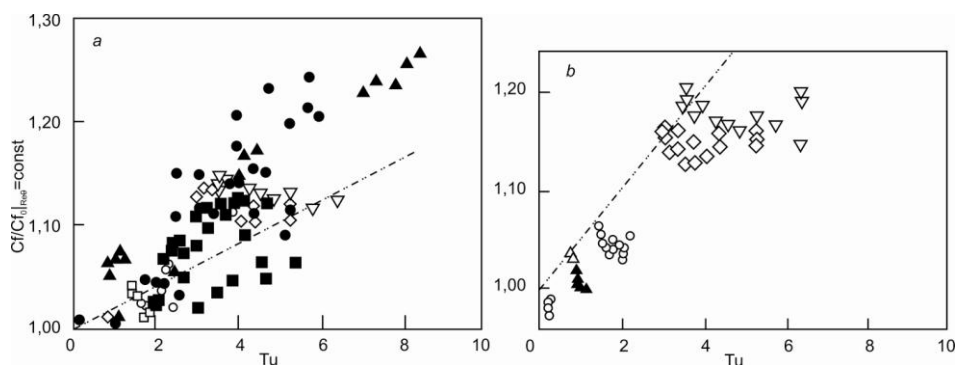


Рис. 1. Влияние уровня турбулентности внешнего потока на коэффициенты поверхностного трения и теплоотдачи [2]

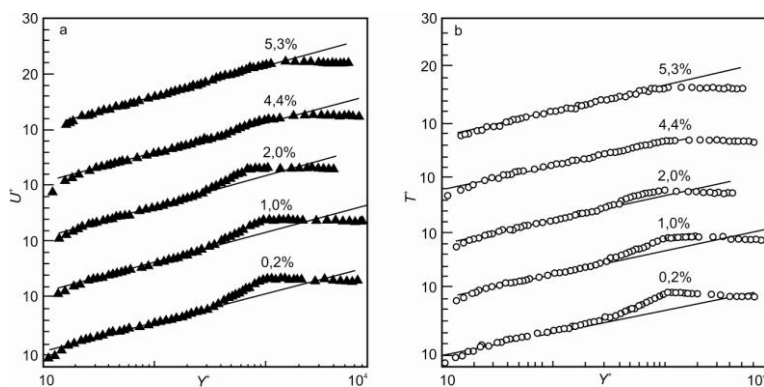


Рис. 2. Влияние турбулентности внешнего потока на профили средней скорости и температуры по данным работы [2]

Результаты экспериментального исследования Блэра [1, 2] убедительно показали, что турбулентность внешнего потока повышает интенсивность теплообмена в турбулентном ПС на величину до 20 % при уровне турбулентности 4...7 %. При этом коэффициент аналогии Рейнольдса линейно возрастает с ростом уровня турбулентности согласно корреляции, где T_u – уровень (интенсивность) турбулентности набегающего потока,

На рис. 1 представлены экспериментальные данные по C_f и S_t , полученные Блэром. Здесь C_{f0} и S_{t0} – значения для пренебрежимо малого T_u при том же самом значении Re_θ . Как видно на рис. 2, основное влияние T_u на профили скорости и температуры состоит в уменьшении компоненты следа. Компонента следа полностью исчезает, когда T_u достигает 5,3 %. Изучение эффекта T_u представляет интерес не только для практических приложений, но и потому, что понимание и моделирование механизма влияния T_u на поверхностное трение и характеристики теплоотдачи имеет важное значение для тех, кто разрабатывает высокоточные и общие схемы численных расчетов.

Хорошим примером сложного течения является обтекание проницаемой стенки. Один из способов охлаждения поверхности при воздействии горячего набегающего потока основан на вводе охладителя через пористую секцию поверхности в ПС с горячим газом. Большой объем экспериментальных данных получен для массообмена (транспирации) с турбулентным низкоскоростным потоком воздуха. Эксперименты проводились как с

вдувом, так и отсосом в некотором диапазоне градиентов давления. Свойства среды изменялись мало. Результаты измерений хорошо коррелируются, если использовать параметры, и толщину потери энthalпии Δ :

$$B_f = \frac{2\rho_w V_w}{c_f \rho_e u_e}, \quad B_h = \frac{2\rho_w V_w}{S_t \rho_e u_e}, \quad \Delta = \int_0^\infty \frac{\rho u (H - H_e)}{\rho_e u_e (H_w - H_e)} dy. \quad (1)$$

Аналогичную корреляцию можно использовать для коэффициента поверхностного трения или числа Стантона:

$$\frac{c_f}{c_{f0}} \Big|_\theta = \frac{S_t}{S_{t0}} \Big|_\Delta = \left[\frac{\ln(1+B)}{B} \right]^{1,25} (1+B)^{1/4}, \quad (2)$$

где $B = B_f$ если надо определить C_f ; $B = B_h$ если надо определить S_t ; θ – толщина потери импульса. В (2) в качестве C_{f0} следует брать коэффициент поверхностного трения для течения без транспирации, но при том же значении Re_θ , что и для течения с транспирацией. Оказывается, что (2) справедливо в довольно широкой области. На рис. 3 приведены экспериментальные значения S_t и C_f и корреляция (2), видно, что при вдуве локальные значения S_t и C_f убывают.

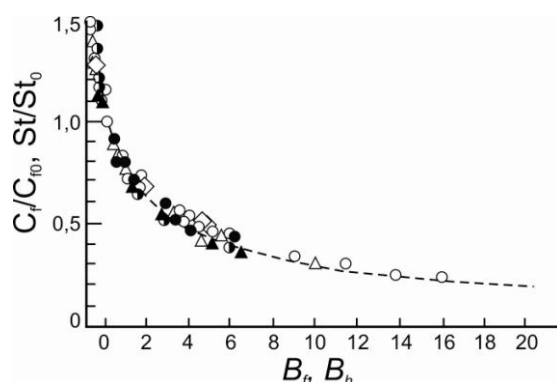


Рис. 3. Влияние массообмена на число Стантона и коэффициент поверхностного трения в несжимаемом турбулентном пограничном слое [3]

За последние годы достигнут ряд важных успехов в понимании турбулентных течений. Более ясная картина структуры турбулентных течений получена в первую очередь за счет создания многочисленных новых методов экспериментального исследования. Так же постоянно совершенствуются численные методы и возрастают возможности компьютеров.

Литература

1. Блэр. Влияние турбулентности внешнего потока на теплообмен и развитие среднего профиля турбулентного пограничного слоя. Часть I. Экспериментальные результаты // Теплопередача, 1983, С. 32 – 36.
2. Блэр. Влияние турбулентности внешнего потока на теплообмен и развитие среднего профиля турбулентного пограничного слоя. Часть II. Анализ полученных результатов // Теплопередача, 1983, С. 41 – 47.
3. Wiley, Kays, W.M., Crawford M.E. Convective Heat and Mass Transfer. – McGraw-Hill, New York, 1980, 2nd ed.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВЫПОЛНЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В КОЖУХОТРУБЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННЫХ АППАРАТАХ, ИЗГОТОВЛЕННЫХ ИЗ СТАЛЕЙ МАРТЕНСИТНОГО КЛАССА

М.Р. Фазылов, М.З. Ямилев

Научный руководитель доцент А.М. Файрушин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

На сегодняшний день применение недорогих и надежных материалов при изготовлении нефтегазового и нефтеперерабатывающего оборудования является актуальной задачей для машиностроительных предприятий. К разряду таких материалов можно отнести жаропрочную сталь мартенситного класса 15X5M, которая при своей невысокой стоимости обладает хорошими прочностными и антикоррозионными свойствами при высоких температурах.

В этой работе проводилось исследование влияния сопутствующей вибрационной и ультразвуковой обработки на свойства сварного соединения. Для проведения эксперимента были использованы образцы, представляющие собой стальные заготовки в которые вставлены и предварительно развальцованы трубки для имитации трубного пучка в трубной решетке теплообменного аппарата. С целью определения технологической прочности сварных швов (выявления наличия холодных трещин) была проведена капиллярная дефектоскопия. обследо-

ние образцов не выявило поверхностных дефектов. Далее были проведены замеры твердости металла сварного соединения. В каждой зоне было проведено 10 замеров твердости, результаты приводятся по средним значениям (рис. 1).

После определения твердости образцы подвергались окончательной термообработке и повторным замерам по результатам которых было выявлено что твердость сварного шва и зоны термического влияния лежат в допустимых пределах.

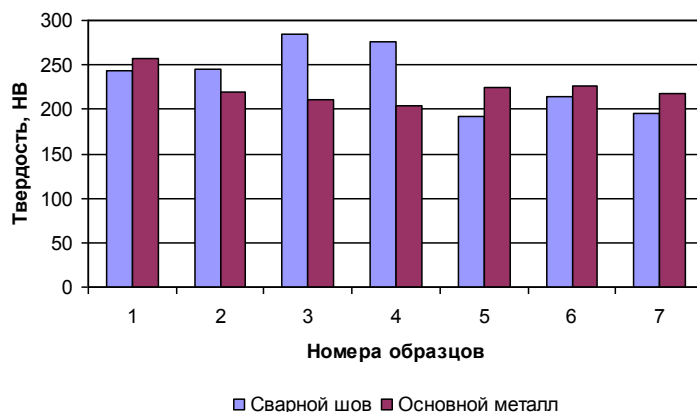


Рис. 1. Твердость образцов непосредственно после приварки труб к трубной решетке

В данной работе также был рассмотрен другой способ сварки – контактная сварка. Контактная сварка это наиболее распространенный способ сварки давлением, вследствие своих преимуществ, среди которых особо выделяются: высокая производительность, простота процесса, высокий уровень автоматизации и механизации процесса, высокая прочность сварных соединений. Конструктивное исполнение узла труба - трубная решетка позволяет применять данный способ сварки, не прибегая при этом к каким либо сложным технологическим приемам и устройствам.

Для определения механических и геометрических характеристик сварного соединения были изготовлены пластинчатые образцы толщиной 2 мм, которые в дальнейшем сваривались на машине контактной сварки АТП-5. Режимы сварки образцов приведены в таблице.

Таблица

Режимы контактной сварки

№	Сила сварочного тока, А	Время протекания тока, с	Сопутствующая обработка
1	22,8	«на проход»	нет
2	22,8	1	нет
3	22,8	2	нет
4	22,8	3	нет
5	22,8	5	нет
6	22,8	3	ультразвуковая обработка (частота 25 кГц)
7	22,8	3	вибрационная обработка (частота 50 Гц)

После приварки образцов сварные соединения были визуально проконтролированы, на наличие внешних дефектов. Среди выявленных дефектов были обнаружены вмятина, которая образовалась в результате вибрационного ударного воздействия на металл (образец 7) и выплеск металла (образец 2) в результате нарушения режима сварки. Трещины в сварных соединениях не выявлены.

Далее были проведены замеры твердости металла шва, зон термического влияния, основного металла, а также их геометрические параметры. Результаты замеров показаны на рис. 2, 3.

Было также изучено влияния способа сварки на геометрические параметры сварных соединений. Результаты данных исследований показывают, что при аналогичных размерах сварного шва, размер зоны термического влияния при контактной сварке меньше, чем при дуговой на 20..25 %.

Выводы

1. Экспериментально установлено, что применение сопутствующей вибрационной либо ультразвуковой обработки взамен предварительного и сопутствующего подогрева в процессе дуговой сварки нефтегазового оборудования из жаропрочной мартенситной стали позволяет на межоперационном цикле, до проведения заключительного отпуска, снизить вероятность образования холодных трещин, тем самым увеличить технологическую прочность сварных соединений из стали 15X5M.

2. В результате комплекса проведенных исследований можно сказать о возможностях замены дуговой сварки на контактную, не снижая при этом механических характеристик сварного соединения. При этом будет

повышена производительность труда, создаются реальные условия для автоматизации процесса сварки, соответственно повышения качества сварки, снижения энергозатрат.

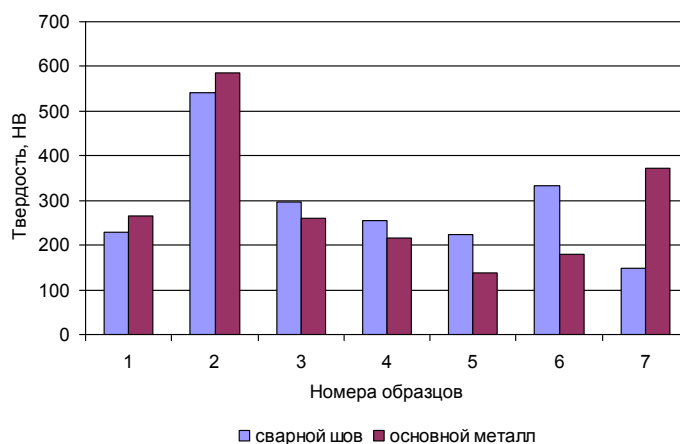


Рис. 2. Значение твердости по образцам

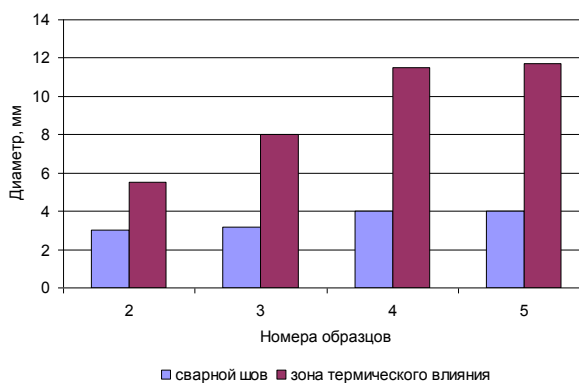


Рис. 3 Влияние времени выдержки на диаметр сварной точки и зоны термического влияния

Литература

1. Ибрагимов И.Г., Колесников Я.А., Ризванов Р.Г., Файрушин А.М. Энергосберегающая технология изготовления сварного нефтегазоперерабатывающего оборудования из стали 15Х5М с применением вибрационной обработки // Нефтегазовое дело. – М., 2006. – № 4. – Т. 2. – С. 142 – 146.
2. Халимов А.Г. Исследование свариваемости и разработка технологии сварки нефтеаппаратуры из малоуглеродистых хромистых закаливающихся сталей: Дис. канд. техн. наук. – М., 1980. – 278 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРООБРАБОТКИ В ПРОЦЕССЕ СВАРКИ НА СВОЙСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

О.Ф. Хафизова, А.М. Файрушин

Научный руководитель профессор В.И. Болобов

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
(Технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В процессе сооружения и ремонта трубопроводов возможно появление в сварных соединениях нежелательных остаточных напряжений и деформаций, которые приводят к искажению формы, потере прочности, снижению коррозионной стойкости металла, что негативно сказывается на работоспособности конструкции [1, 2]. Термическая обработка, как основной метод снятия остаточных напряжений в кольцевых конструкциях, является энергоёмким и трудоёмким технологическим процессом. К тому же термообработку не всегда можно применить в процессе выполнения технологических операций. Поэтому перспективным направлением производства базовых элементов сварных конструкций является процесс изготовления этих конструкций с применением менее энергоёмких и более доступных методов обработки, улучшающих их качество. В последние годы появилось много работ, в которых для снятия остаточных напряжений в сварных швах предлагают использовать вибрационную обработку всей конструкции после получения сварных швов. Однако особенностью нефтегазового произ-

водства является то, что оборудование имеет значительные размеры, и данный способ является малоприменимым из-за своей трудоемкости, а также сложности настройки режимов работы.

В данной работе предлагается перейти от общей виброобработки конструкции к локальной виброударной обработке зоны сварки. Для исследования влияния параметров виброобработки в процессе сварки на свойства металла сварного соединения были проведены эксперименты по определению уровня остаточных напряжений и механических свойств сварного шва и зоны термического влияния. Для создания виброколебаний было использовано устройство, способное изменять частоту вибрационной обработки до 200 Гц. Амплитуда вибрации на всех режимах находилась в пределах от 0,8 до 1 мм. Схема экспериментальной установки показана на рис. 1.

В качестве материала для проведения исследований была выбрана сталь 09Г2С.

Исследование влияния вибрационной обработки при сварке на точность изготовления формы заключалось в определении величины отклонения внутреннего диаметра патрубка после приварки его к листовому материалу с отверстием. По внутренней окружности патрубка наносили 8 меток, по которым предварительно измеряли диаметры. После приварки штуцера к корпусу на различных режимах вибрационной обработки проводили повторные замеры диаметров.

Как видно из результатов замеров, вибрационная обработка позволяет значительно снизить величину отклонения диаметра штуцера с увеличением частоты колебаний до 200 Гц. На частотах 150-200 Гц это отклонение в 2 раза меньше, чем у образца, приваренного без виброобработки.

Исследование влияния параметров вибрационной нагрузки в процессе сварки на уровень микронапряжений в зоне сварного шва производилось методом рентгеноструктурного анализа, на рентгеновском дифрактометре ДРОН-4.

Как показывают результаты измерений (рис. 2), вибрационная обработка в процессе сварки позволяет снизить уровень остаточных сварочных напряжений в сварном шве. При увеличении частоты вибрационной обработки до 100...200 Гц остаточные напряжения растяжения в сварном шве снижаются на 25...30 %.

С целью изучения влияния вибрации в процессе сварки на структуру металла в сварном шве и околошовной зоне было проведено металлографическое исследование образцов.

Образцы для исследования микроструктуры подготавливали по методике, изложенной в [3]. Результаты микроструктурного анализа сварных швов и металла в околошовной зоне в поперечном сечении, полученных при различных режимах сварки показали, что структура в них преимущественно феррито-перлитная. Применение виброобработки способствует измельчению дендритных структур в зоне шва. На частотах свыше 150 Гц структура имеет почти одинаковое строение. В зоне термического влияния также наблюдается улучшение микроструктуры металла. Структура металла, полученная с применением виброобработки, имеет более мелкозернистую структуру.

Измерение твердости металла проводили на твердомере ТК-2М. Замеру подвергались сварной шов, зона термического влияния и основной металл. Так же исследовали изменение значений твердости после накопленных повреждений, полученных при малоцикловой нагрузке.

Из результатов измерения твердости можно сделать вывод о том, что виброобработка приводит к снижению твердости, как в зоне термического влияния, так и в зоне сварного шва. При частотах 150-200 Гц в сварном шве и ЗТВ кривые значений твердости почти совпадают. Наименьшие значения твердости в сварном шве и ЗТВ наблюдаются в образцах, полученных сваркой с вибрационной обработкой с частотой 150 и 200 Гц.

Другой эксперимент, подтверждающий снижение уровня остаточных напряжений, - это определение коррозионной стойкости материала. Известно, что коррозия под напряжением проходит более интенсивно.

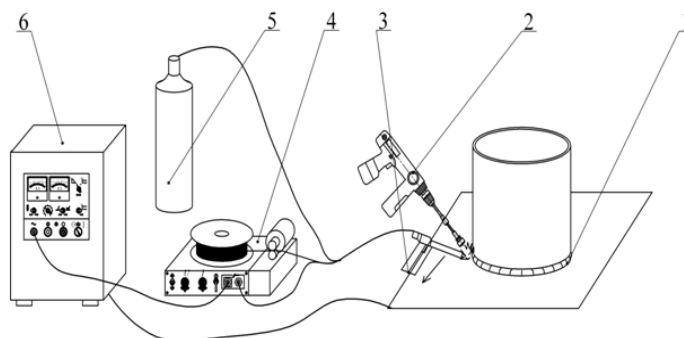


Рис. 1. Схема экспериментальной установки
1 – заготовка из стального листа; 2 – вибратор; 3 – горелка;
4 – механизм подачи проволоки ПДГ-515 УЗ;
5 – баллон с углекислым газом; 6 – выпрямитель сварочный ВДУ-506

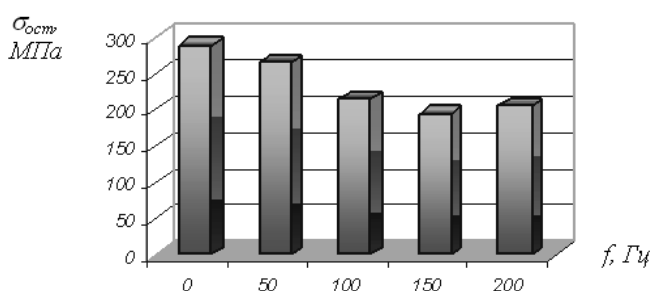


Рис. 2. Влияние частоты вибрационной обработки в процессе сварки на величину остаточных напряжений в сварном шве

Скорость коррозии определялась гравиметрическим методом по потере массы образцов. Образцы поместили в стакан с 10 % водным раствором серной кислоты, где выдерживались в течение 185 часов. По результатам взвешиваний образцов и дальнейших расчетов были построены диаграммы зависимости весового показателя коррозии K_m от частоты вибрации при сварке, позволяющие сделать вывод о том, что вибрационная обработка позволяет снизить значение весового показателя коррозии K_m . Наименьшее значение коррозии - 7,889 г/м²·ч достигается при значении частоты виброобработки 200 Гц.

Для дальнейших исследований производили приварку двух заготовок из листового проката толщиной 12 мм. После сварки заготовок вырезались образцы для испытаний на ударный изгиб и усталостную выносливость.

Для исследования металла сварного соединения на усталостную выносливость были проведены испытания, в которых образцы подвергались циклическому нагружению до усталостного разрушения. Результаты исследования показали, что низкочастотная виброобработка способствует увеличению числа циклов нагружения образцов до их разрушения. Наибольшее значение количества циклов достигается при частотах 150-200 Гц. Исходя из этих результатов можно предположить, что низкочастотная вибрационная обработка в процессе сварки положительно влияет на малоцикловую усталостную выносливость.

Таким образом, исходя из проведенных экспериментов можно сделать вывод, что сварка с сопутствующей вибрационной обработкой позволяет:

- снизить уровень остаточных напряжений в металле сварного шва и зоне термического влияния;
- снизить неоднородность структуры металла шва и околошовной зоны;
- улучшить механические свойства металла шва;
- повысить выносливость материала сварного соединения;
- повысить коррозионностойкость металла сварного соединения.

Литература

1. Левин Е.Е. Микроскопическое исследование металлов. Практическое руководство. – М.: Машгиз, 1955. – С. 235.
2. Ризванов Р.Г. Повышение качества изготовления сварных нефтехимических аппаратов применением вибрационной обработки в процессе сварки / Зарипов М.З., Карпов А.Л., Файрушин А.М. // Башкирский химический журнал (научное издание). – Уфа.: Изд-во «Реактив», 2005. – Т. 12. – № 1. – С. 27 – 29.
3. Сутырин Г.В. Исследование механизма воздействия низкочастотной вибрации на кристаллизацию сварочной ванны // Автоматическая сварка. – М., 1975. – № 5. – С. 7 – 10.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СВАРКИ В СОЕДИНЕНИИ «ТРУБА – ТРУБНАЯ РЕШЕТКА»

М.З. Ямилев, А.А. Гиззатуллин

Научный руководитель доцент А.М. Файрушин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В статье приводятся результаты исследования НДС металла сварного соединения и распределения остаточных сварочных напряжений в соединении «труба – трубная решетка».

Для решения указанной задачи применение обычных расчетных методов возможно только при больших допущениях, что может привести к значительным отклонениям полученных результатов. Поэтому данная задача была решена с применением конечно-элементного программного комплекса ANSYS. Для этого был произведен температурный, а затем структурный анализ поведения материала обечайки в процессе сварки и при последующем остывании сварного шва.

Так как сварку труб в трубные решетки ведут с применением дуговой сварки в среде защитных газов, был произведен расчет режимов сварки для заложения их в расчетную модель.

Затем была создана конечно-элементная модель трубной решетки с установленными трубками (рис. 1). Каждой детали были присвоены их теплофизические свойства.

В результате расчета были получены распределение температур после сварки центральной трубки, после сварки последней трубки и во время остывания шва (рис. 2).

Также получено напряженно-деформированное состояние сварного соединения после процесса сварки центральной трубки (рис.3) и наложение напряжений после приварки соседних трубок к трубной решетке (рис.4).

Вывод

Из полученных результатов видно, что при приварке первой трубки значение эквивалентных напряжений составляет 439,8 МПа, а после приварки соседней трубки напряжения уменьшаются до 406,5 МПа и далее практически не изменяется. Несмотря на это, напряженное состояние соединения остается на довольно высоком уровне, что требует дальнейшего снятия остаточных напряжений.

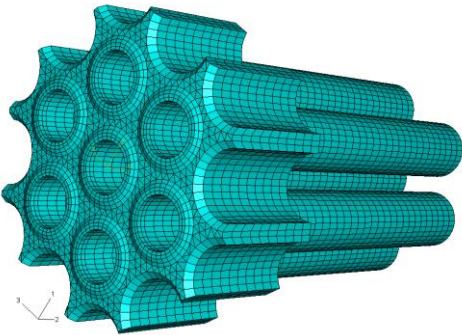


Рис. 1. Конечно-элементная сетка расчетной модели

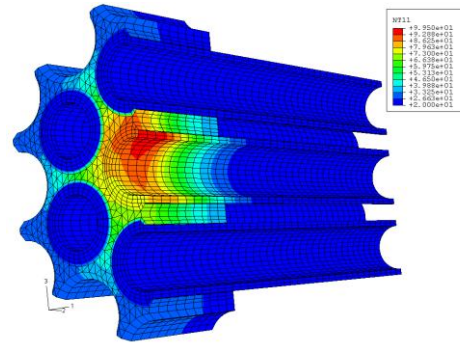


Рис. 2. Распределение температур через 5 секунд после окончания сварки центральной трубки

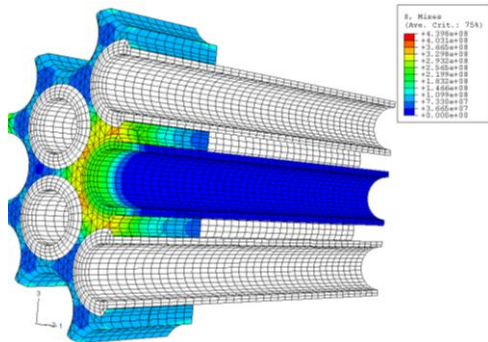


Рис. 3. Распределение остаточных эквивалентных напряжений после приварки первой трубки

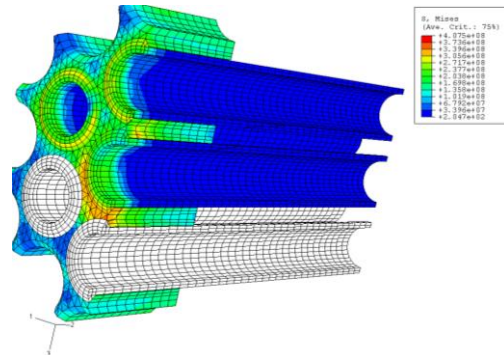


Рис. 4. Распределение остаточных эквивалентных напряжений после приварки третьей соседней трубки

Секция 13

ГОРНОЕ ДЕЛО

НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ГОРНОГО ДЕЛА В ТРЕТЬЕМ ТЫСЯЧЕЛЕТИИ

В.Г. Лукьянов, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В общем комплексе работ при поисках, разведке и до разведки 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 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 (многого 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 горнопроходческих 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.

МЕХАНИЗМ ЭФФЕКТА ТОМСА И ЕГО ВАЖНЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ СЛЕДСТВИЯ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель доцент. А.В. Рудаченко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одной из основных проблем, стоящих перед отраслью трубопроводного транспорта не только в нашей стране, но и, в целом, во всем мире, является обветшание парка оборудования. Наиболее негативными последствиями процессов износа выступают аварии, сопровождающиеся значительным ущербом окружающей среде, а, иногда, и гибелью людей. Поскольку финансовые возможности газо- и нефтетранспортных компаний зачастую оказываются ограниченными проведением текущего обслуживания и мелкого ремонта, на любом объекте рано

или поздно наступает ситуация, когда приходится снижать рабочее давление в трубопроводе. При этом на первый план выходят методы поддержания заданного расхода транспортируемой среды при пониженном давлении. Одним из способов, получивших в настоящее время общемировое признание и все большее распространение, связан с эффектом, открытым в 1948 г. английским химиком Б. Томсом и часто называемым в его честь. Основной идеей метода выступает добавление в поток жидкости высокомолекулярных полимерных присадок, существенно – иногда на 70-80% – снижающих трение на стенке трубопровода, при этом расход самих присадок оказывается малым – порядка 10^{-6} - 10^{-5} объемной доли. Однако такие впечатляющие результаты удается получить далеко не всегда, что, на мой взгляд, связано с недостаточной изученностью эффекта Томса.

Одним из камней преткновения в вопросах описания течений с добавлением антифрикционных присадок выступает сам механизм данного явления. Действительно, описать эффект Томса на микроскопическом уровне, исходя из межмолекулярного взаимодействия частиц жидкости с протяженными полимерными цепочками, не представляется возможным вследствие недоступности вариационной задачи прямому численному решению. Использование методов теории функционала плотности также встречает трудности, связанные с нерегулярной природой жидкости, делающей практически невозможной выработку эффективных модельных представлений. Тяжелой остается также задача перехода с микроуровня к полуэмпирическим теориям турбулентности.

Использование полуэмпирических методик учета эффекта Томса, предполагающих модификацию системы определяющих уравнений движения, также является чрезвычайно сложной задачей, поскольку мы не можем с полной достоверностью утверждать, в каких областях течения антифрикционные присадки оказывают наибольшее влияние. Одно из широко распространенных представлений о механизме явления состоит в предположении о том, что полимерные цепочки создают сдвиговой режим течения во всем потоке, блокируя вихревые процессы и, тем самым, ламинаризуя поток. Пользуется популярностью также и гипотеза о том, что полимерные добавки оказывают определяющее влияние в пристеночной области потока.

При исследовании эффекта Томса с целью количественного описания влияния антифрикционных присадок принято использовать, помимо (вместо) степени уменьшения гидравлического сопротивления, критерий Вайзенберга

$$We_t = \frac{\lambda \rho \dot{\gamma}^2}{\mu + \eta}, \quad (1)$$

где λ – время релаксации среды, ρ – плотность среды, $\dot{\gamma}$ – сдвиговая скорость, μ и η – динамические вязкости среды и полимерной добавки соответственно.

Во всех работах, как экспериментальных, так и отражающих результаты численного моделирования, имеет место стандартная зависимость – уменьшение напряжений Рейнольдса в пристеночной области с ростом числа Вайзенберга, т.е. увеличением концентрации антифрикционной присадки. Как известно, пристеночная область играет определяющую роль в процессах формирования турбулентного течения, поскольку именно в ней сосредоточено т.н. производство турбулентности

$$-\rho u'v'(\partial \bar{u} / \partial y) = \mu_t (\partial \bar{u} / \partial y)^2. \quad (2)$$

Представленный же на рис. 1 результат свидетельствует об уменьшении производства турбулентности. Таким образом, можно говорить о том, что добавление в турбулентный поток полимерных присадок приводит к расширению вязкого подслоя и вытеснению турбулентности в ядро потока. Весьма вероятным, вследствие уменьшения производства турбулентности (2), представляется также сопутствующее смещению от стенки пиков кинетической энергии турбулентности их уменьшение по абсолютной величине. Иначе говоря, введение присадок будет приводить к псевдоламинаризации турбулентных течений. Полученный результат хорошо согласуется с природой эффекта Томса – снижением гидравлического сопротивления в каналах – что в еще большей степени подтверждает его достоверность.

Принципиальной работой, вносящей вклад как в понимание механизма эффекта Томса, так и играющей немаловажную роль для практики использования противотурбулентных присадок, выступает исследование [3]. Если, как правило, при изучении явления уменьшения трения на стенке трубопровода авторами просто предполагается наличие в транспортируемой среде противотурбулентных присадок, то в данном исследовании проводилось сопоставление по эффективности различных механизмов введения антифрикционных присадок. В качестве присадок авторами были приняты неионизирующийся (РАМ¹) и ионизирующийся (НРАМ²) полиакриламиды, транспортируе-

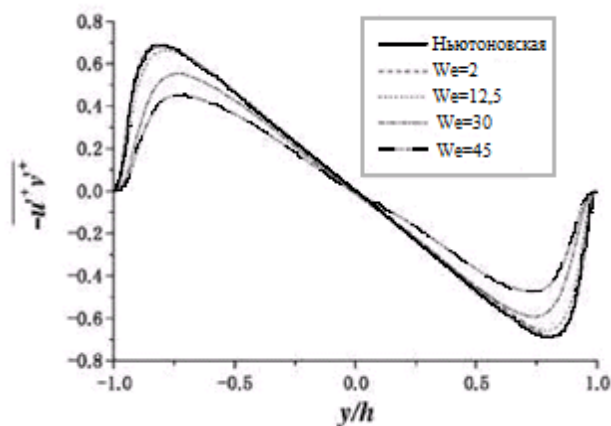


Рис. 2. Типовая зависимость напряжений Рейнольдса от расстояния от стенки [1,2].

¹ Hyperfloc NF301, Hycem Inc., Tampa, FL.

² Superfloc A-110, Flocculant, Cytec, West Paterson, NJ

мым агентом выступала вода. Среди способов добавления присадок в воду рассматривались ввод в пристеночную область и ввод по оси потока.

Если в области установившегося течения для НРАМ оба метода ввода показали достаточно близкие значения – ввод в пристеночную область снижал трение на 9% лучше, то для РАМ эта разница составила аж 23% (см. рис. 2). Интересным эффектом в данном случае выступает также то, что при малых концентрациях большую эффективность демонстрирует ввод присадки в центральную область потока.

Т.о. можно с уверенностью утверждать, что эффективность противотурбулентных присадок в значительной степени зависит от механизма ввода этих присадок в поток транспортируемой среды, причем эффективность различных методов также зависит от концентрации вводимых полимеров. В тех случаях, когда планируется использовать антифрикционные присадки в высоких концентрациях, предпочтительным оказывается их введение в пристеночную область потока. Если же планируется использовать присадки для небольшого уменьшения потерь на трение (когда, например, задачей является небольшое увеличение пропускной способности трубопровода), то лучшие результаты может дать введение присадок в центральную область потока.

В завершение отметим, что представленные в обзоре данные с высокой степенью достоверности свидетельствуют о том, что механизм эффекта Томса связан с действием высокомолекулярных полимеров в пристеночной области течений. Несмотря на значительное прояснение природы эффекта данные результаты не разъясняют механизм ламинаризации потока в полной мере. Так, одним из неясных вопросов остается рост пульсаций осевой компоненты вектора скорости u' в пристеночной области на фоне уменьшения $\overline{u'v'}$. В связи с этим целью дальнейших исследований выступает проведение экспериментов по влиянию противотурбулентных присадок на лазерном доплеровском измерителе скорости, что позволит с высокой точностью определить поведение характеристик потока во всех его областях и, тем самым, углубить наше понимание эффекта Томса. Отдельный интерес представит также основанная на экспериментальных данных проработка математических моделей данного эффекта.

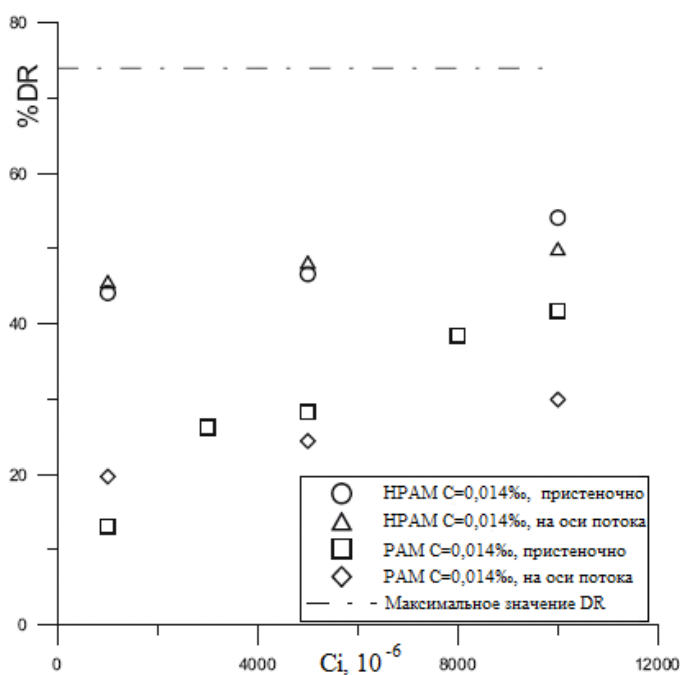


Рис. 3. Уменьшение потерь на трение (DR) от концентрации антифрикционных присадок (C_i) [3].

Литература

1. B. Yu, Y. Kawaguchi. Effect of Weissenberg number on the flow structure: DNS study of drag-reducing flow with surfactant solutions // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2003. – Pp. 491-499.
2. Y. Dubief, V.E. Terrapon, C.M. White, E.S.G. Shaqfeh, P. Moin, S.K. Lele. New answers on the interaction between polymers and vortices in turbulent flows // Flow, Turbulence, Combustion. – 2005. – Pp. 311-329.
3. K. Kim, A.I. Sirviente. Wall versus centerline polymer injection in turbulent channel flows // Flow, Turbulence, Combust. – 2007. – Pp.69-89.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛАМИНАРИЗАЦИИ ТУРБУЛЕНТНОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА В УСЛОВИЯХ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ И ТЕПЛОВОЙ ДЕФОРМАЦИИ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ЕЕ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В МАШИНО - И ПРИБОРОСТРОЕНИИ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В работе освещаются результаты исследований процессов перехода турбулентного режима течения в ламинарный и анализируются направления и подходы к практической реализации явления ламинаризации в машино- и приборостроении.

Явление ламинаризации внутреннего турбулентного течения вследствие ускорения потока в конфузурных (сужающихся) секциях или подвода тепла к стенке представляет значительный научный и практический интерес для газотранспортной отрасли экономики. Данный интерес с одной стороны диктуется возможностью снижения потерь на трение при транспортировке газа и, как следствие, существенному уменьшению капитальных затрат на строитель-

во трубопроводах за счет использования при перекачке меньших рабочих давлений. С другой стороны он обуславливается невозможностью применения противотурбулентных высокомолекулярных полимерных присадок, которые в газообразных средах будут конденсироваться и выпадать, тем самым минимизируя свое влияние на структуру потока. Также следует отметить, что ламинаризация потока сопровождается не только существенным снижением гидравлического сопротивления, но и значительно упрощает процессы измерения как основных, так и тонких характеристик потока, что, в свою очередь, может быть использовано для повышения точности работы замерного оборудования.

Целью данной работы стало численное исследование эффектов ламинаризации газовых сред на основе $k-L$ модели турбулентности (где k и L – кинетическая энергия и поперечный масштаб турбулентности) [1] с опорой на результаты экспериментальных исследований [2-5], на основе которого делались выводы о возможности практической реализации данных методов в газотранспортной системе.

Эффект обратного перехода (преждевременный переход турбулентного течения в ламинарный режим) определяется ламинаризацией пограничного слоя, подвергнутого ускорению. При пространственной и тепловой деформации потока (например, в случае движения на сужающихся участках каналов, в ускоряющих сечениях переменного поперечного сечения энергетических систем, при интенсивном обогреве рабочей среды тепловыми потоками, идущими со стенок трубопровода) развитие течения сопровождается заметным увеличением области вязкого подслоя, меньшей заполненностью профиля осевой скорости у стенки и смещением турбулентных молей в область ядра потока. Интегральный эффект от увеличения вязкости и ускорения потока при подводе тепла может иметь следствием как реламинаризацию (частичную с последующим восстановлением турбулентной структуры), так и полную ламинаризацию из-за вырождение турбулентности. Действительно, при возрастании средней по сечению скорости u_m в осевом направлении напряжение трения τ у стенки приближенно определяется выражением:

$$\tau / \tau_w = 1 - (c_f / 2)^{-3/2} K y^+, \quad (1)$$

где $c_f = 2\tau_w / \rho u_m^2$ – коэффициент трения, $y^+ = y(\tau_w / \rho \nu)^{1/2}$ – безразмерная поперечная координата, $K = (\nu / u_m^2)(du_m/dx)$ – критерий ускорения Дейча, причем в замкнутых системах, включающих конфузورные сечения $K = \beta / Re$, Re – число Рейнольдса, β – тангенс угла наклона стенки ускоряющей сечения к оси потока, w – значения величин на стенке.

Из выражения (1) следует, что определенным подбором параметров ускоряющей сечения можно добиться существенного уменьшения напряжения трения в пристеночной зоне, определяющей производство турбулентности, и, тем самым, ламинаризации потока.

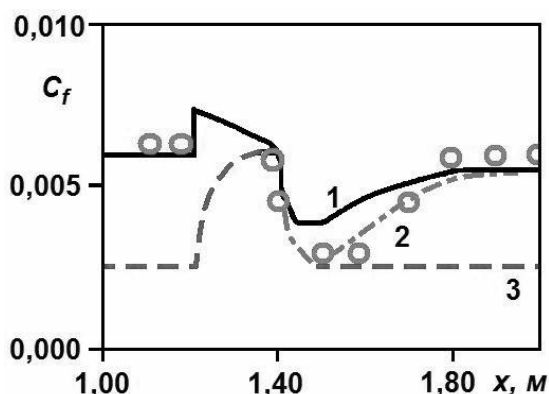


Рис. 4. Расчетный коэффициент трения в ускоряющей сечении в сравнении с экспериментом. 1 – $k-L$ модель, 2 – ПРН-модели, 3 – ламинарный режим.

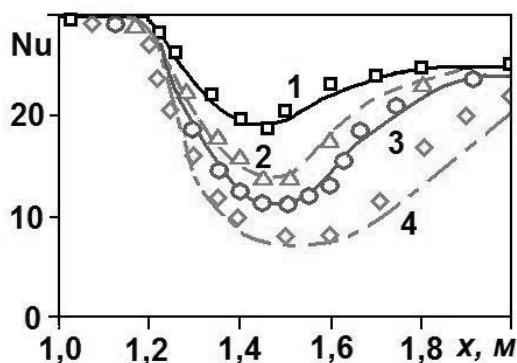


Рис. 5. Расчетные числа Нуссельта в ускоряющей сечении в сопоставлении с экспериментальными данными. 1-3 – $k-L$ модель, 4 – ПРН-модели

Расчеты течений в конфузорных секциях проводились в диапазоне $Re \leq 5 \cdot 10^4$ с уклоном секции $2.5 \cdot 10^{-3}$. Анализ деталей процесса позволяет заключить о существовании критического значения $Kc \approx 3,7 \cdot 10^{-6}$, при превышении которого по всей длине конфузорной секции наблюдается стремительное падение чисел Нуссельта Nu и безразмерного коэффициента трения c_f (рис. 1-2), что хорошо согласуется с [2]. Косвенно данный эффект свидетельствует о ламинаризации течения. Существование последней окончательно подтверждается при расчете k – наблюдается смещение максимума кинетической энергии турбулентности от стенки канала и его уменьшение по величине при движении по оси канала в направлении сужения.

Интересным с точки зрения приложения в технику выступает также анализ теплообмена при ламинаризации, возникающей в результате интенсивного обогрева стенок трубопровода газообразных сред. Классическими публикациями в этой области считаются работы Бэнксона [3,4], однако данная проблематика актуальна и по сей день [5]. На рис. 3, 4 представлено поведение числа Стэнтона (отношения чисел Нуссельта и Пекле $St=Nu/Pe$), в зависимости от числа Рейнольдса Re . Приведенные данные свидетельствуют о существовании критического значения теплового потока $q^+ = q/(\rho \cdot u_m \cdot c_p \cdot T)$: при меньших значениях теплового потока наблюдается ламинаризация низкорейнольдсовых течений за счет изменения их вязкости; при достижении же критического значения происходит резкое изменение режимов у всех исследуемых течений, сопровождающееся выходом динамических и тепловых характеристик на ламинарный режим. Исследование закономерностей течения и теплообмена указало критическое значение приведенного теплового потока $q^+ \approx 0,004$.

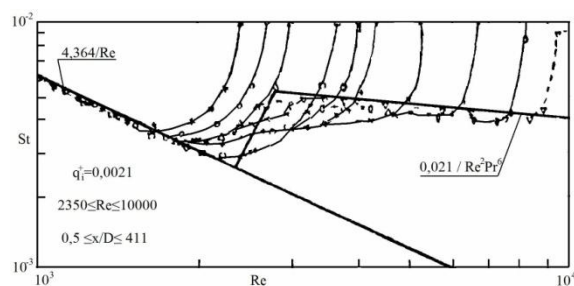


Рис. 6. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при докритическом тепловом потоке $q^+ = 0,0021$.

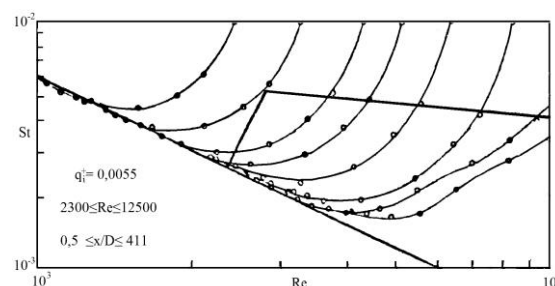


Рис. 7. Критерий Стэнтона в зависимости от числа Рейнольдса при сверхкритическом тепловом потоке $q^+ = 0,0055$.

То, можно сделать вывод, что существование эффекта ламинаризации для газовых потоков является доказанным и его практическая реализация также представляется возможной. Действительно, возникающие углы наклона конфузорной секции являются малыми, так что могут быть реализованы на практике; тепловые потоки также являются доступными к практической реализации. Полученные результаты уже могут быть рекомендованы к приложению в практику для использования перед установками и узлами, чувствительными к пульсациям и анизотропии потока, как то ультразвуковые расходомеры.

Окончательной целью дальнейшего исследования, осуществление которой позволит давать конкретные практические рекомендации, является процесс обратной турбулизации потока. Обратная турбулизация имеет место при выходе потока из конфузора (или области подвода тепла) и характеризуется наличием области сохранения ламинарного течения. Интерес в данном случае представляют как максимизация протяженности области ламинаризованного течения, так и чувствительность ламинаризованного течения к внешним условиям, связанным с погрешностями производства / монтажа деталей и узлов. На данном пути экспериментальные методы встречают значительные трудности (ввиду протяженности выходной секции), так что акцент должен быть сделан на численный расчет. Нами предполагается использовать для этих целей современные схемы замыканий статистических одноточечных корреляционных моментов пульсаций поля скорости (модели для напряжений Рейнольдса), как более адекватные к описанию “тонких” эффектов при течении и теплопереносе. Отдельный (и немаловажный) практический интерес представляет исследование применимости данных методов ламинаризации к жидкостям и двухфазным системам, тем более что ввиду обратной (по сравнению с газами) зависимости вязкости жидкости от температуры нам потребуется отводить тепло от стенки, что реализуется правильным выбором тепловой изоляции трубопроводов и не требует текущих затрат на эксплуатацию (в отличие от электрообогрева).

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448с.
2. Х. Танака, Х. Кавамура, А. Татено, С. Хатамия. Влияние ламинаризации потока и его последующей турбулизации на теплообмен в случае течения при малых числах Рейнольдса в канале, состоящем из конфузорной секции и следующей за ней секции с постоянным поперечным сечением// Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача». – М., 1982. – №2 – С.144-153.
3. С.А. Bankston. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe// Journal of Heat Transfer. – 1970. – P. 569-579.
4. Bankston C.A., Sibbit W.L., Skoglund V.J. Stability of gas flow distribution among parallel heated channels// AIAA paper. – 1966. - 66-589.

5. H. Koizumi. Laminar-turbulent transition behavior of fully developed air flow in a heated horizontal tube//International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2002. – P. 937-949.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ РАЗРУШЕННОГО ПОРОДНОГО МАТЕРИАЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ БУРЕНИЕМ ПО ОТДЕЛЬНОМУ ВРАЩАЮЩЕМУСЯ ТРУБОПРОВОДУ

Д.А. Воротников, Е.С. Мамиконян

Научный руководитель профессор Б.Н. Смоляницкий
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

В последние годы наблюдается быстрое расширение масштабов использования для подземных коммуникаций пластмассовых трубопроводов. Такие трубопроводы служат намного дольше, более технологичны в строительстве. За рубежом для прокладки таких трубопроводов наиболее широко используют установки горизонтального направленного бурения [1]. Скважина формируется с применением глинистых растворов для выноса продукта бурения и укрепления стенок скважины. Затяжка пластиковой трубы в готовую скважину производится во время обратного хода с одновременным разбуриванием скважины до требуемого диаметра, если это необходимо.

Использование жидкости в качестве очистного агента влечёт за собой ограничения по климатическим условиям и создает ряд технологических проблем. Наиболее важная из них заключается в опасности размывания каверн, особенно в местах нарушения однородности грунтового массива.

Закономерным шагом в развитии технологии горизонтального бурения явилось производство установок, оснащённых погружными пневмударниками [2]. Использование воздуха в качестве очистного агента позволяет избежать проблем связанных с буровым раствором. Недостаток этой технологии заключается в сложности удаления из скважины продукта бурения. При пневмотранспортировании по горизонтальному каналу асимметричного кольцевого сечения частицы шлама осаждаются на дне канала, образуя подстилающий слой, который увеличиваясь закупоривает канал. Поэтому большая часть грунта, при таком способе бурения, не удаляется из скважины, а вдавливаясь в её стенки [3], что приводит к росту энергоёмкости процесса. Верхний предел диаметра скважин для таких буровых установок в силу указанных особенностей составляет 300-350 мм.

Надежность процесса горизонтального транспортирования разрушенной породной массы воздушным потоком можно обеспечить сочетанием двух технических решений:

- в качестве транспортного канала необходимо использовать размещенный в скважине трубопровод;
- трубопровод в процессе транспортирования должен вращаться вокруг своей продольной оси, например, вместе с инструментом, формирующим скважину.

Непрерывное вращение трубопровода исключит, или существенно затруднит возможность образования неподвижного подстилающего слоя на дне транспортного канала из частиц породы, выпадающих из транспортного потока. Кроме того, такое техническое решение позволяет избежать разрушающего воздействия скоростного шламовоздушного потока на стенки скважины.

При транспортировании материала по неподвижному трубопроводу потоком очистного агента важное значение имеют силы, удерживающие частицы во взвешенном состоянии. Это гидродинамические силы, и силы, появляющиеся при турбулентности газового потока.

Физическая картина движения частиц во вращающемся трубопроводе во многом отличается. Силы, удерживающие транспортируемые частицы во взвешенном состоянии не имеют определяющего значения, так как транспортирование частиц возможно и без подъема их со дна силами газового потока. При повороте трубопровода на некоторый угол частицы материала, соскальзывая по стенке трубы, начинают движение относительно трубопровода независимо от воздействия воздушного потока. Частицы могут подниматься, а затем соскальзывать по стенке, одновременно продвигаясь вдоль трубопровода вместе с газовым потоком. При таком характере движения затрудняется образование подстилающего слоя из осевших на дно частиц, так как они приводятся в движение в результате вращательного движения трубопровода. Вращение трубопровода является существенным фактором повышения надежности транспортирования.

Таким образом, имеются две силы, способные сдвинуть частицу относительно стенки трубопровода. Это сила лобового давления на частицу со стороны воздушного потока и скатывающая сила. В случае горизонтального расположения оси вращающегося трубопровода эти силы расположены в плоскости, параллельной оси трубопровода и направлены перпендикулярно друг другу.

Если силы действуют одновременно, то их равнодействующая направлена под некоторым углом к оси трубопровода и по касательной к его окружности в точке контакта с частицей. По мере увеличения угла поворота трубопровода происходит увеличение скатывающей силы и уменьшение силы трения. Движение частицы по стенке трубопровода начнется тогда, когда величина равнодействующей, превысит силу трения. При этом сила давления воздушного потока может быть меньше силы трения.

Следовательно, движение частицы во вращающемся трубопроводе будет происходить при скорости воздушного потока меньшей, чем скорость трогания и скорость подъема. При этом ее движение будет направлено под некоторым углом к оси трубопровода. Естественно, что чем выше скорость воздушного потока, тем меньше этот угол. Однако при этом уменьшается роль и влияние на процесс движения скатывающей силы, что

нерационально с точки зрения экономичности, так как в этом случае процесс, по сути, приближается к процессу транспортирования по неподвижному трубопроводу.

Для практического подтверждения представлений о физической сущности процесса движения частиц в полости вращающегося трубопровода и проверки обоснованности утверждений о потенциальных преимуществах такого способа транспортирования по вращающемуся трубопроводу, а так же с целью уточнения некоторых исходных данных для расчета параметров пневмотранспортной системы, были проведены эксперименты по физическому моделированию процесса движения грунтовой частицы по наклонной плоскости под действием двух движущих сил.

Эксперименты проводились на специальном стенде, позволяющем плавно изменять угол наклона опорной плиты, на которой располагается грунтовая частица (рис. 1). Увеличение угла наклона плиты к горизонту до значения, при котором грунтовая частица начинает скользить вниз, соответствует по физическому смыслу повороту трубопровода на тот же угол, соответствующий началу соскальзывания частицы по внутренней стенке трубы. Сила лобового давления воздушного потока имитируется натяжением нити, направленной перпендикулярно линии скольжения частицы. Натяжение создавалось грузом изменяемой массы, который подвешивался на нити, через опорный блок. При определении величины силы учитывались потери на трение в блоке.

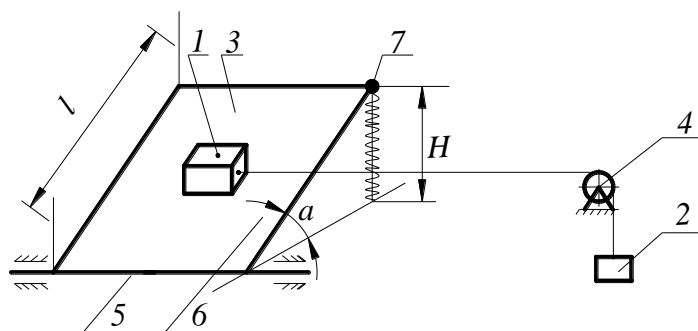


Рис. 1. Схема экспериментального стенда для моделирования движения грунтовой частицы под действием скатывающей силы и силы давления воздушного потока:
 1 – грунтовой блок, 2 – груз для создания боковой силы, 3 – опорная плита,
 4 – блок, 5 – ось поворота, 6 – винт, 7 – гайка

На первом этапе проведения опытов определялся коэффициент трения грунта о сталь. В качестве материала при изготовлении грунтового блока была выбрана супесь, как наиболее распространенный тип грунта на территории Новосибирской области. Грунтовой блок помещался на поверхность стальной плиты. Затем при помощи винтового упора производился подъем одного края плиты до момента начала скольжения грунтового блока по наклонной поверхности плиты. В этом положении производилось измерение высоты края плиты над горизонтальной плоскостью, в которой находилась ось ее поворота. Результаты отражены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты первого этапа экспериментов

№	H, мм	Описание движения груза	Масса грунтового образца $m_{гр}$ г
1	580	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 340$ мм	3926
2	575	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 400$ мм	3926
3	575	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 440$ мм	3926
4	560	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 130$ мм	3926
5	555	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 110$ мм	3926
6	560	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 330$ мм	3926
7	570	Груз тронулся от края листа и проскользил $S = 520$ мм	3926

Тангенс угла наклона плоскости плиты к горизонту ($tg\alpha = 0,6$), который и является коэффициентом трения, вычислялся по геометрическим формулам.

В технической литературе приводятся значения коэффициента трения грунта о сталь в интервале от 0,4 до 0,8. Полученное в результате обработки опытных данных значение коэффициента находится в середине рекомендованного интервала значений, что является косвенным подтверждением справедливости результатов опытов.

Второй этап опытов имел своей целью определение коэффициента полезного действия отклоняющего блока для более точной оценки величины усилия, эквивалентного силе давления воздушного потока. Угол наклона плоскости к горизонту в этих опытах был равен нулю. Масса груза 2 плавно увеличивалась до начала движения грунтового блока 1 по горизонтальной плоскости. После этого, с учетом значения коэффициента трения, установленного в ходе первого этапа, вычислялся к.п.д. блока. Число повторений опытов равнялось 7. Данные проведенных опытов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты второго этап экспериментов

№	H	Масса грунтового образца $m_{гр}$, г	Масса противовеса m_n , г
1	0	3630	2550
2	0	3630	3000
3	0	3630	2650
4	0	3630	2630
5	0	3620	2800
6	0	3620	2630
7	0	3620	2650

Получены все необходимые данные для проведения третьего этапа эксперимента, задача которого заключалась в подтверждении возможности движения грунтового блока в сторону натяжения нити одновременно со скольжением блока вниз, при значениях боковой силы, имитирующей действие воздушного потока, меньших, чем сила трения. Для этого устанавливался различный угол наклона плиты, в том числе и предельно возможный при котором грунтовый блок еще не соскальзывает вниз по наклонной плоскости. В этом положении производилось плавное увеличение массы груза 2, тянущего нить в направлении перпендикулярном линии ската. В определенный момент грунтовый блок начинал движение вниз и в сторону натяжения нити. После этого измерялась масса груза 2, и производились необходимые вычисления по определению значений силы трения и боковой силы (рис. 1).

Условия и результаты опытов отражены в табл. 3. Проведено по шесть опытов при каждом из четырех значений массы противовеса. Значения высоты подъема края плиты в каждой строке таблицы являются среднестатистическим значением по результатам шести опытов.

Таблица 3

Результаты третьего этап экспериментов

№	Расстояние H (от верха до пола)	Масса грунтового образца, $m_{гр}$ (г)	Масса противовеса, m_n , (г)	Координаты смещения	
				a, мм (вертикаль)	b, мм (горизонталь)
1	272	2760	1000	258	234
2	347	2760	800	258	145
3	403	2760	600	241	80
4	438	2760	400	248	46

По мере уменьшения массы противовеса увеличивается угол наклона плиты и возрастает величина скатывающей силы, необходимая для того, чтобы совместно с боковой силой сдвинуть грунтовый блок с места.

Горизонтальное смещение грунтового блока находится в прямой зависимости от величины боковой силы. Движение блока в горизонтальном направлении может происходить при величине боковой силы в несколько раз меньшей, чем сила трения, действующая на грунтовый блок, лежащий на горизонтальной поверхности. Следовательно, сила, необходимая для движения в продольном направлении частицы, соскальзывающей по стенке вращающегося трубопровода так же меньше силы необходимой для начала движения частицы, лежащей на дне неподвижного трубопровода.

Помимо таблицы результаты проведенных экспериментов наглядно отражены на графике (рис. 2).

Таким образом, в результате проведенных экспериментов подтверждено, что для пневмотранспортирования частиц по трубопроводу, который вращается вокруг своей оси, требуется меньшая скорость воздушного потока, чем для транспортирования тех же частиц по неподвижному трубопроводу.

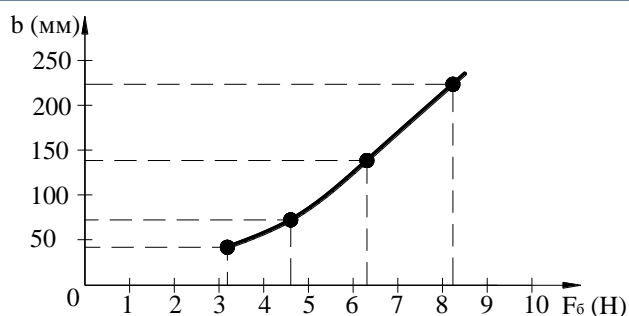


Рис. 2. Зависимость величины перемещения грунтового блока по горизонтальной составляющей b , от боковой силы F_6

Выводы

1. Задача непрерывного удаления разрушенного породного материала из рабочей зоны наиболее просто в техническом отношении может быть решена с использованием пневмотранспортного канала в виде вращающегося вокруг продольной оси шламопровода.
2. Коэффициент трения супеси (естественной влажности) о сталь, находится в интервале от 0,6 до 0,66.
3. Экспериментально установлено, что если грунтовая частица скользит по наклонной плоскости, то усилие, необходимое для ее движения в боковом направлении может быть меньше чем сила трения, действующая на частицу на поверхности ее контакта с опорной плоскостью.

Литература

1. Рыбаков А.П. Основы бестраншейных технологий / А.П. Рыбаков. – М.: Пресс Бюро, 2005, № 1.
2. Костылев А.Д., Григорашенко В.А., Козлов В.А. и др. Пневмопробойники в строительном производстве. – Новосибирск: Наука, 1987.
3. Данилов Б.Б. Определение относительной плотности стенок грунтовых скважин при сооружении их комбинированным способом / Б.Б. Данилов, Б.Н. Смоляницкий // Известия ВУЗов. Строительство – 2004. - № 1. – С. 49 - 53.

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ НА КОМПОНЕНТЫ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ ООО «КИНЕФ»

М.В. Гвоздецкая, И.Р. Левчук, К.А. Моисеева

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
имени Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия

Наиболее значительной техногенной нагрузке подвергаются компоненты природной среды на территориях складирования нефтесодержащих отходов, поскольку отсутствие современных технологий их ликвидации и обезвреживания превратило значительное число хранилищ из средства предотвращения нефтезагрязнения в угрозу крупномасштабного загрязнения компонентов природной среды (почв, подземных и поверхностных вод, атмосферы).

Серьезной проблемой для предприятий топливно-энергетического комплекса является утилизация избыточных илов и осадков, образующихся при биологической очистке сточных вод. Этот метод очистки является одним из самых эффективных, однако ему присущ крупный недостаток - необходимость переработки образующихся избыточных илов и осадков, в противном случае для их складирования требуются большие по площади и объему иловые карты, аналогичные шламонакопителям.

ООО «Кинеф» ОАЛО «Сургутнефтегаз» является одним из самых крупных нефтеперерабатывающих предприятий Северо-Запада и России. Ежегодно на предприятии перерабатывается более 16 млн т Западно-Сибирской и Ухтинской нефти с суммарным потреблением материалов более 17 млн т.

Производство продукции сопровождается образованием большого количества отходов с явно выраженной тенденцией к ежегодному увеличению их объемов. К настоящему времени на территории ООО «Кинеф» на предприятии временно хранится более 184,4 тыс. т отходов. Состав отходов отличается разнообразием и содержанием групп токсичных веществ со значительным превышением предельно-допустимых концентраций (ПДК). Динамика накопления отходов представлена на рис. 1.

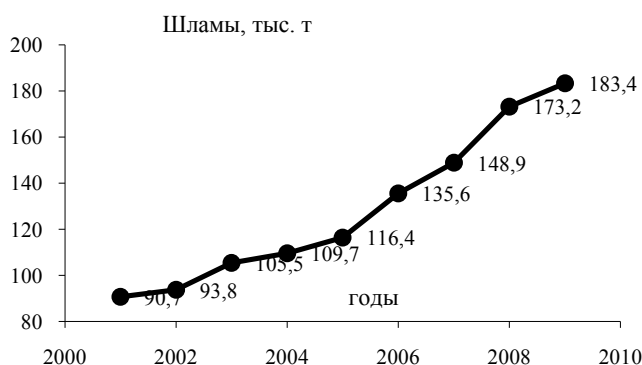


Рис. 1. Динамика накопления био- и нефтешламов (тыс. т в год)

На территории ООО «КИНЕФ» присутствуют и лито- и гидрохимические загрязнения. Это объясняется тем, что территории функционирования техногенных массивов происходит полная трансформация подстилающих грунтовых вод, которые разгружаясь в поверхностные водотоки (р.р. Волхов, Черная, Кереть и Тигода), являются главными источниками их загрязнения.

Высокий уровень загрязнения компонентов природной среды высокотоксичными веществами, изъятие площадей более 10 га под хранилища отходов в черте земельного отвода предприятия, а также увеличение количества нефтесодержащих отходов с вводом в эксплуатацию завода глубокой переработки нефти, обуславливает необходимость оперативного обезвреживания уже существующих и вновь образующихся нефтяных и биологических шламов.

Собранные в шламонакопителях для временного хранения осадки, загрязненные нефтепродуктами, образующимися при эксплуатации очистных сооружений промканализации под действием гравитационных сил и термодеструкции расслаиваются. Осадок – нефтешламы, состоящие в основном из мазутоподобных веществ с содержанием влаги 12 % и органической части 71–84 %, накапливаются в шламонакопителях. В настоящее время возможности накопления нефтесодержащих отходов в шламонакопителях практически исчерпаны.

Ликвидация существующих шламонакопителей на территории ООО «КИНЕФ», а также быстрое оперативное обезвреживание вновь образовавшихся нефтяных и биологических шламов представляются важной мерой по снижению техногенной нагрузки на компоненты природной среды.

В настоящее время существует много различных способов утилизации углеросодержащих отходов.

Каждый метод обезвреживания отходов и технология на его основе имеют определенную нишу, то есть, совокупность физико-химических параметров отходов и возможностей метода, оптимальное сочетание которых позволяет достичь наибольшей прибыли или минимальных затрат на обезвреживание определенного вида отходов при наименьшем экологическом ущербе природе.

При проведении анализа вещественного состава илов (табл. 1) было выявлено наличие компонентов, которые при должной обработке могут быть направлены в другие отрасли промышленности (никель, марганец, медь, кобальт в концентрациях от 5 до 30 г/л).

Таблица 1

Результаты вещественного анализа отходов

№ элемента	Элемент	Концентрация г/л
1	Mn	26
2	Ni	18
3	Cu	16
4	Co	14,3
5	Pb	5,8
6	Fe	4
7	Hg ₂ ²⁺	1,3

В настоящее время существует много различных способов утилизации углеросодержащих отходов:

- 1) физико-химические;
- 2) химические;
- 3) биологические.

Учитывая специфику объекта, состав отходов, а также необходимость извлечения ценных компонентов, было принято решение остановиться на методах «мокрой» химии и экстракции. В основу технологии положено разделение компонентов и удаление органических компонентов, которые могут помешать извлечению ценных компонентов.

На первой стадии будет осуществляться переводим катионов в хлоридную форму при помощи 2-нормальной соляной кислоты. Осадок промывается горячей водой и переходит на вторую стадию. В результате получаем раствор катионов свинца и хлорид ртути, готовый к продаже. На третьей стадии производим повышение pH для образования осадка. Раствор отправляется на нейтрализацию слабой соляной кислотой и отводится в оборотную сеть предприятия (снижение объемов водопотребления). Осадок, содержащий гидроокислы марганца, железа, меди, никеля, кобальта, смешивается с нагретой азотной кислотой не высокой концентрации, затем к смеси приливаются гидроксид аммония. Осадок с катионами железа и марганца смешивается с азотной кислотой и отправляется на экстракцию. К раствору, содержащему гидроокислы меди, никеля, кобальта, добавляется 2-нормальный тиосульфат аммония и 2-нормальная серная кислота. В осадок выпадает медь. Раствор направляется на экстракцию.

Основой для дальнейшей работы станет отработка предложенной схемы с подбором аппаратного обеспечения, а также предложение данной схемы предприятию.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РОССЫПНОГО ЗОЛОТА ШЕРКУНЧА

Д.М. Грешилов

Научный руководитель профессор М.В. Костромин
Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

Месторождение россыпного золота рч. Шеркунча расположено в верхнем течении реки Нижняя Борзя, в Калганском районе Забайкальского края.

Разрез аллювиальных отложений долины рч. Шеркунча представлен тремя слоями: верхний слой – пойменный аллювий сложенный илисто-глинистым материалом с небольшим количеством дресвы и мелкой гальки. Второй слой – галечники с глиной ярко-коричневого, бурого, темно-желтого цвета. Нижние горизонты их – часто золотоносны. Третий слой – золотоносный горизонт тех же галечников, часто выделяющийся по цвету, который различен для каждого участка. Все эти речные отложения залегают на элювиальных образованиях, представленных дресвой и щебнем коренных пород с большим количеством глины. Мощность элювия колеблется от 0,5 до 1,5–2,0 м, резко возрастающая в зонах дробления.

Россыпь рч. Шеркунча по характеру золотоносности аллювиальных отложений относится к простым. Золото в плане сконцентрировано в центральной части долины, очень выдержано по простиранию, в результате чего запасы металла за пределами балансовых и забалансовых контуров практически полностью отсутствуют. В разрезе оно приурочено к нижним горизонтам галечников, верхам элювия. Золото в торфах практически отсутствует. Запасы металла в торфах составляют 0,7 % от общих запасов по россыпи.

Золото месторождения рч. Шеркунча относится к мелкому (0,5–5,0 мм) и весьма мелкому (0,15–0,5 мм). Пробность колеблется от 924 до 934, составляя в среднем 930. Для россыпи Шеркунча наиболее характерным является пластинчатое, полуокатанное золото желтого, зеленовато-желтого, ярко-желтого цвета. Блеск металлический до сильного. Поверхность ровная, шероховатая, иногда с мелко-ямчатыми углублениями. Кроме этого встречается комковидное, кристаллическое, удлиненное, амбовидное полуокатанное золото, окатанное и неокатанное.

Месторождение Шеркунча одноструйное, непрерывное, выдержанное по мощности и простиранию, имеет нормальное строение аллювия, мощность которого увеличивается сверху вниз по долине. Золотоносный пласт характеризуется выдержанной мощностью и высоким содержанием металла. Наиболее богатыми по запасам являются блоки верхней и нижней частей месторождения.

Площадь многолетнемерзлых пород по участку Шеркунча составляет 70 %. Глубина сезонного промерзания составляет 2,5–3,0 м. Поверхностные воды на месторождении ранее были представлены речкой Шеркунча. К началу разработки месторождения рч. Шеркунча практически полностью дренировала в грунтовые воды, и на данный момент поверхностные воды на месторождении отсутствуют.

На участке горных работ рч. Шеркунча ЗАО «Витимгеопром» вскрышные работы организуются по следующей схеме: выемка верхнего горизонта торфов производится с помощью тяжёлых бульдозеров Д-355 и Д-155. Отвалы бульдозерной вскрыши размещаются на обоих бортах россыпи сплошным выездом с укладкой торфов по методу сбрасывания с гребня.

Нижний горизонт торфов вынимается гидравлическим экскаватором HITACHI ZAXIS 330 (обратная лопата). Транспортировка торфов во внешние и внутренние отвалы осуществляется автосамосвалами БелАЗ-540А.

В период эксплуатации россыпного месторождения рч. Шеркунча были выявлены проблемы с организацией автодорог к карьере. Отсыпанные на оттаивающих породах щебенистые дороги не долговечны, из-за постоянного влагонасыщения. Решение этой проблемы состоит в использовании для строительства дорог геотекстильных материалов. Затраты на геотекстиль окупаются за счет отсутствия затрат на регулярный ремонт щебенистых дорог.

Исходя из горнотехнических условий месторождения, ведение вскрышных работ рекомендуется экскаваторной техникой с транспортировкой пород ленточными конвейерами и отвалообразованием при помощи опорно-звеньевых ленточных отвалообразователей, внедрение которого обеспечит получение существенного технико-экономического эффекта. Поэтому, по нашему мнению, следует существенно расширить масштабы ис-

пользования опорно-звеньевых ленточных отвалообразователей на разработке россыпей и их следует рассматривать как одно из средств отвалообразования [1].

Использование опорно-звеньевых ленточных отвалообразователей на вскрышных работах позволит так же предельно сократить транспортные функции бульдозеров и автосамосвалов. Бульдозеры возможно максимально использовать на выполнении землеройных функций.

В целях сокращения объёмов последующей рекультивации целесообразно породы нижнего вскрышного уступа транспортировать посредством конвейера в выработанное пространство по дну карьера. Внутреннее отвалообразование возможно организовывать как опорно-звеньевым ленточным отвалообразователем, так и бульдозерной техникой.

Общие затраты на вскрышные работы при применении конвейерного транспорта ниже затрат при применении комбинированной бульдозерно-экскаваторной схемы на 25,7 %.

Пески в талом состоянии разрабатываются одним уступом высотой 1,5–2,2 м (определяется мощностью пласта, предохранительной рубашки и задиры плотика). Мерзлые пески и пласт песков незначительной мощности после механического рыхления собираются в гурты при помощи бульдозера Д-355, откуда экскаватором производится их погрузка в автосамосвалы и транспортировка на промприбор. Выемку песков производят по мере оттаивания и/или организации механического рыхления и сгуртовывания.

В случае использования на вскрышных работах конвейерного транспорта целесообразно производить транспортировку песков на промприбор так же ленточным транспортёром.

Промывку песков производят на промывочном приборе ПГШ. Технологические потери при обогащении песков на промприборе ПГШ за предыдущие годы отработки россыпи составили 11 %, в связи с чем возникает проблема повышения извлечения тонкого золота.

Одним из вариантов решения этой проблемы может являться использование бочечного прибора с минимальным размером отверстий перфорации (8 мм), что существенно сокращает объёмы эфельных отвалов, и обогащением песков на шлюзах мелкого наполнения. [2].

Для повышения эффективности работы промприбора проводятся следующие мероприятия:

1. Устанавливаются шлюзы мелкого наполнения по обе стороны от бочки.
2. После монтажа и запуска промприбора опытным путём регулируется оптимальный технологический режим обогащения. Распределитель снабжается заслонками, так, чтобы была возможность производить съёмку без остановки промывки песков.
3. Съёмка производится 2 раза в сутки.

В связи с большими потерями металла при промывке песков на промприборе ПГШ, возникает проблема, связанная с необходимостью переработки эфельных отвалов с целью доизвлечения золота и повышения эффективности работы участка.

Выемку эфельных отвалов возможно производить несколькими способами.

Наиболее экономичный способ заключается в осушении отвалов в осенний период их разработка после промывочного сезона. В нижнем течении рч. Шеркунча имеются старые, частично рекультивированные выработки, в которые можно производить сброс вод из илоотстойников. Сброс вод из илоотстойников производится самотёком, путем проведения канавы в теле плотины. После осушения эфелей необходимо провести реставрацию съездов, после чего имеющимися экскаваторами НИТАСИ ZAXIS 330 производить отгрузку эфелей в автосамосвалы, и транспортировку на приборостоянку. На промплощадке эфеля с помощью бульдозеров укладываются в гурт [4]. Достоинствами этой схемы отработки эфелей является то, что:

- 1) нет необходимости снимать технику с основных производственных процессов во время промывочного сезона;
- 2) осуществление этой схемы возможно при применении имеющейся на предприятии техники.

Недостатки схемы отработки эфелей:

- 1) необходимость сброса воды из технологических илоотстойников;
- 2) необходима работа техники в зимний период, что приводит к повышенному износу;
- 3) увеличивается рабочий сезон, что негативно сказывается на работу участка по сезонному методу.

Второй способ выемки эфельных отвалов заключается в разработке эфелей плавучим земснарядом.

Затраты на строительство земснаряда складываются из затрат на приобретение гидрорыхлителя, пульпопровода металлоконструкций, электродвигателя и электроустановок.

Выемку пород целесообразно производить поперечными параллельными заходками [3]. Пульпа по плавучему пульпопроводу подаётся на борт карьера, затем по магистральному пульпопроводу на промприбор. Плюсы этой схемы заключаются в том, что отвалы возможно разрабатывать в течение промывочного сезона, без отрыва землеройной техники от основных производственных процессов. К недостаткам можно отнести большие затраты на приобретение гидрорыхлителя, пульпопровода.

В результате проведённого анализа и сопоставления технологических схем доработки, промывки песков и переработки эфельных отвалов месторождения рч. Шеркунча, можно сделать следующие выводы:

1. Вскрышные работы целесообразно организовывать по схеме с применением опорно-звеньевых ленточных отвалообразователя. Применение этой схемы позволит снизить затраты на вскрышные работы и отвалообразование на 25,7 %, что обеспечит экономический эффект в размере 2 194,8 тыс. руб.
2. Извлечение мелкого золота на бочечном промывочном приборе с перфорацией барабанного грохота больше извлечения на ПГШ-II-50 на 16 %. Следовательно, обогащение песков следует производить на бочечном промывочном приборе.

3. Выемку эфельных отвалов целесообразно производить с помощью землесоса, поскольку это позволяет разрабатывать в течение промывочного сезона, без отрыва землеройной техники от основных производственных процессов.

Литература

1. Гетопанов В.Н., Гудилин Н.С., Чугреев Л.И. Горные и транспортные машины и комплексы: учебник для вузов. – М.: Недра, 1991. – 304 с.
2. Лешков В.Г. Разработка россыпных месторождений: учебник для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 568 с.
3. Нурок Г.А. Процессы и технология гидромеханизации открытых горных работ. – М.: Недра, 1985. – 325 с.
4. Шорохов С. М. Технология и комплексная механизация разработки россыпных месторождений. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1973. – 768 с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ФОРМЫ ЗАБИВНЫХ СВАЙ

Т.В. Грузин

Научный руководитель ассистент М.В. Кучеренко

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

В связи с освоением новых нефтегазовых месторождений в отдалённых районах, где природные условия очень сложны и характеризуются наличием пространств, сложенных слабыми грунтами, особенно актуальным является снижение капитальных затрат на этапе строительства. Очевидно, что решение данной проблемы тесным образом связано, в том числе, и с внедрением прогрессивных типов фундаментов. Совершенствование фундаментов и методов их возведения, переход к бескотлованному строительству, – всё это ведёт к уменьшению расхода строительных материалов, трудоёмкости и времени с одновременным обеспечением требуемых эксплуатационных характеристик [2].

Одним из способов увеличения несущей способности сваи является разработка конструкций с развитой боковой поверхностью. Форма поперечного сечения сваи должна обеспечивать возможно большую величину отношения периметра к площади, им ограничиваемой. В полной мере данным требованиям удовлетворяет свая с поперечным сечением в виде укороченной гипоциклоиды [3].

В ходе выполненных исследований была проанализирована несущая способность забивных свай в форме усечённого конуса, усечённой пирамиды с основанием в виде равностороннего треугольника и трёхлучевой гипоциклоиды, а так же стандартной сваи квадратного сечения со стороной 0,3 м [4]. В качестве исходных данных для анализа была выбрана свая в форме усечённого конуса со следующими параметрами: площадь большего основания $S_B = 0,135 \text{ м}^2$, площадь меньшего основания $S_M = 0,045 \text{ м}^2$, высота $h = 5 \text{ м}$ [1]. Параметры остальных свай были выбраны из расчёта равенства площадей оснований и высоты аналогичным параметрам для сваи в виде усечённого конуса. Длина h обычной железобетонной сваи с сечением в форме квадрата со стороной 0,3 м была выбрана, исходя из равенства объёмов рассматриваемых свай. В качестве грунта был выбран пылеватоглинистый грунт с показателем текучести $I_L = 0,4$ и модулем деформации $E = 9 \text{ МПа}$. Результаты расчёта несущей способности свай представлены на рис. 1.

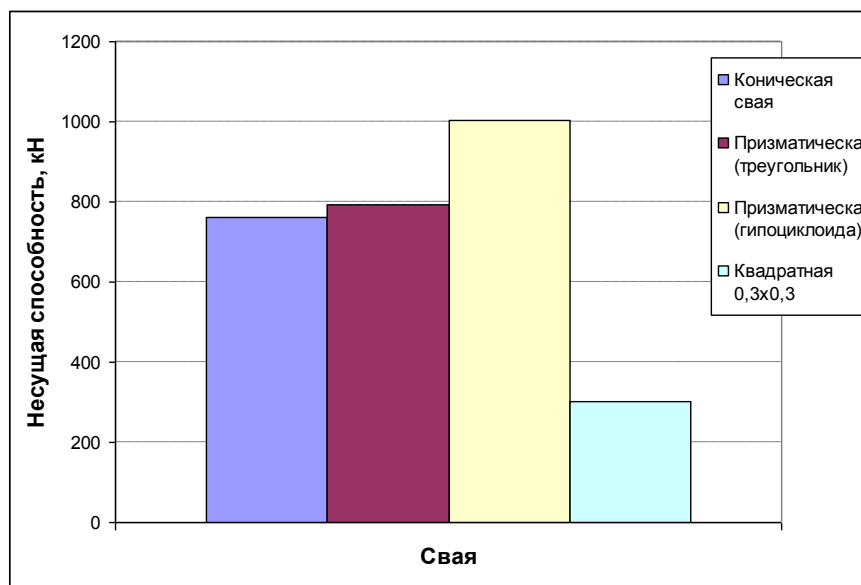


Рис. 1. Несущая способность свай

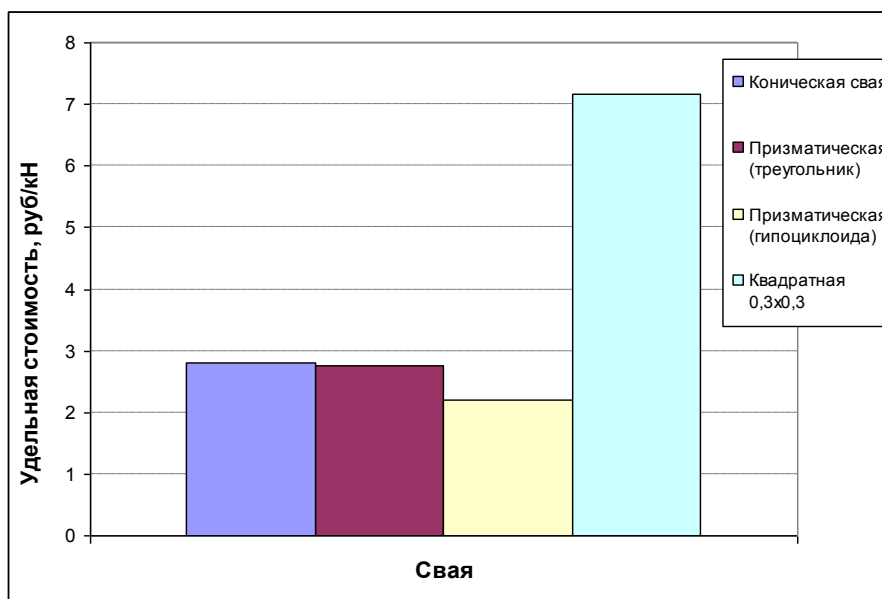


Рис. 2. Удельная стоимость несущей способности свай

Из приведённых данных видно, что несущая способность усечённой конической сваи в 2,53 раза выше, чем для стандартной квадратной. Несущая способность усечённой пирамидальной сваи с основаниями в виде равностороннего треугольника в 2,63 раза, а с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды в 3,32 раза выше, чем несущая способность стандартной квадратной сваи. Прирост несущей способности усечённой пирамидальной сваи с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды в сравнении с аналогичным параметром усечённой конической сваи составляет 32%. Полученные данные подтверждают результаты ранее выполненных исследований о перспективности использования в качестве поперечных сечений свай форм с возможно большим отношением их периметра к площади сечения, им ограничиваемой.

На следующем этапе анализа была проведена оценка стоимости материалов – бетона и металлопроката, требуемых для изготовления рассматриваемых свай [5, 6]. Результаты расчёта стоимости материалов позволили далее оценить стоимость единицы несущей способности для различных видов свай (рис. 2).

Из представленных данных видно, что у стандартной квадратной сваи – максимальная стоимость единицы несущей способности. В сравнении с ней стоимость единицы несущей способности сваи в форме усечённого конуса меньше на 61 %, в форме усечённой пирамиды с основаниями в виде равностороннего треугольника – на 62 %, с основаниями в виде усечённой гипоциклоиды на 69 %.

Помимо очевидности повышения несущей способности сваи за счёт наклона боковой поверхности к её оси, другим перспективным способом повышения несущей способности является использование форм с увеличенным отношением их периметра к площади сечения, им ограничиваемой. Расчёты показали, что использование в качестве поперечного сечения забивной сваи укороченной гипоциклоиды по сравнению с конической свайей позволяет уменьшить стоимость единицы её несущей способности на 21 %.

Выводы

1. Использование забивных свай в форме усечённой пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды позволяет увеличить её несущую способность в 3,32 раза по сравнению со стандартной квадратной свайей равного объёма.

2. Стоимость материалов, необходимых для изготовления забивной сваи в форме усечённой пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды незначительно (на 3 %) превышает стоимость материалов, необходимых для изготовления квадратной сваи равного объёма.

3. Удельная стоимость несущей способности забивной сваи в форме усечённой пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды меньше аналогичного параметра для квадратной сваи равного объёма на 69 %.

4. Удельная стоимость несущей способности забивной сваи в форме усечённой пирамиды с основаниями в виде укороченной гипоциклоиды меньше аналогичного параметра для сваи в форме усечённого конуса равного объёма на 21 %.

Литература

1. Абраменков Д.Э., Грузин А.В., Грузин В.В., Нуждин Л.В. Технология и механизация подготовки оснований и устройства свайных фундаментов / Под общ. ред. В.В.Грузина. – Караганда: Болашак-Баспа, 2002. – 264 с.
2. Абраменков Э.А., Грузин В.В. Средства механизации для подготовки оснований и устройства фундаментов. – Новосибирск: НГАСУ, 1999. – 215 с.
3. Грузин В.В., Грузин А.В. К вопросу о гипоциклоиде // Актуальные проблемы современности: Международный сборник научных трудов. – Караганда: Болашак-Баспа, 2004. – вып.1. – С. 172–173.

4. СНиП 2.02.03-85. Свайные фундаменты. /Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 48 с.
5. www.tsf.ru.
6. www.zao-beton.ru.

БОРЬБА С РУДНИЧНОЙ ПЫЛЬЮ ПРИ БУРЕНИИ ШПУРОВ

А.Ю. Егоров

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Породная пыль, образующаяся в забое при разрушении горной породы, является одним из источников профессиональных заболеваний человека, так называемых пневмококцидозов. Одной из наиболее опасной из этой группы болезней является силикоз, связанный с продолжительным вдыханием человеком рудничной пыли, содержащей свободную двуокись кремния. В конце XIX и начале XX вв. было подмечено, что в начальной стадии силикоз очень трудно распознается, и при своем дальнейшем развитии у человека его часто принимали за туберкулез; было обнаружено также, что при вдыхании кварцевой пыли не наблюдается процесс очищения легких, как при некоторых других видах пыли, и что смертность среди рабочих, вдыхающих кварцевую пыль, значительно выше, чем у других горнорабочих.

Проблема борьбы с этой профессиональной болезнью обострилась с внедрением в XIX в. механического бурения шпуров.

В большинстве стран, на горных предприятиях в течение первой половины XX века не проводилось каких либо мер по борьбе с рудничной пылью. При бурении шпуров в крепкой породе применялось удаление буровой муки из шпура сжатым воздухом и в забое образовывалось густое облако пыли.

Тем не менее, уже в 30-е годы и особенно после второй мировой войны проблемам борьбы с силикозом стали уделять значительное внимание.

К этому периоду изменились общие представления о причинах и механизме поражения человека этой болезнью, исследованы источники пылеобразования, исследована пыль, как источник заболевания, определены способы борьбы с пылью.

Раньше предполагали, что частицы кремниевой породы оказывают на легочную ткань механическое разрушающее действие, и легкое травмируется, покрываясь рубцами.

В пятидесятых годах принята химико-токсическая теория, предполагающая, что химически индифферентные частицы двуокси кремния, попадая в легочную ткань, подвергаются воздействию тканевой жидкости, в результате чего на поверхности частиц породы образуется химически активная кремниевая кислота, которая и вызывает заболевание силикозом. Опасной для человека считалась пыль меньше 50 мк (0,05 мм) и наиболее опасной - пыль размером от 1 до 5 мк. Пыль размером меньше 1 мк подвержена эффекту броуновского движения и, попадая в легкие, выносятся наружу, пыль размером больше 5 – 10 мк задерживается в носоглотке. При этом наибольшую опасность для дыхания представляет статически заряженная пыль. Кроме того, выявлено, что частицы породы, попадая в легкие человека, разносятся кровью по всему телу, поражая мозг, печень, нервную систему и другие жизненно важные органы человека. Таким образом, стали считать, что силикоз является болезнью всего организма человека и основной профилактической мерой является защита человека от попадания в его организм пыли.

За полвека тщательно изучены источники пылеобразования при различных производственных процессах. Наибольшее количество пыли в руднике образуется при бурении шпуров и скважин.

В зависимости от физико-механических свойств породы, способа бурения, продолжительности работ и других факторов при бурении комплекта шпуров в проходческом забое образуется 70 – 130 кг буровой муки и пыли или в среднем от 10 до 30 тысяч пылинок в 1 см³ воздуха. Вообще же, если не принимать мер подавления пыли, число частиц в воздухе при бурении может достигать до очень больших значений, превышая в ряде случаев 120000 пылинок в 1 см³ воздуха.

Вторым серьезным источником образования опасной для человека пыли являются взрывные работы. Непосредственно после взрыва в при забойном воздушном пространстве содержится от 50 до 100 тыс. пылинок в одном кубическом сантиметре, а через час после взрыва, если забой не проветривался, от 10 до 20 тыс. частиц витающей пыли или от 200 до 600 мг на 1 м³ воздуха.

Значительно меньшее количество пыли образуется при других производственных процессах (погрузка и уборка породы и др.), но в совокупности эти процессы также являются существенными источниками образования пыли и запыленности рудничной атмосферы выше установленных норм.

По различным данным в начале второй половины XX века объем пыли, образующейся при различных производственных процессах, характеризовался следующими цифрами: объем пыли от буровых работ составлял 85 %, от взрывных 10 % и 5 % от других процессов. П.Н. Торский приводил несколько другие цифры, соответственно, 50, 40 и 10 %.

Методы подавления пыли и меры предупреждения заболевания пневмокониозами обычно делят на две группы.

К первой группе относят методы активного подавления пыли. Эти методы включают способы подавления пыли у мест её образования или нейтрализации вредного действия образовавшейся пыли, устранения полностью или частично возможность попадания её в легкие человека. Сюда можно отнести бурение с промывкой

шпуров водой; сухое пылеулавливание; индивидуальную защиту рабочих от пыли: активную вентиляцию забоя; обрызгивание рабочих мест водой, создание туманов и другие.

Ко второй группе относят пассивные, санитарно-профилактические методы, такие как медико-санитарный надзор на горных предприятиях, улучшение жилищно-бытовых и материальных условий жизни рабочих, дающих некоторое увеличение стойкости организма человека к всевозможным заболеваниям.

Очистка шпуров, удаление продуктов разрушения из шпура при бурении пневматическими бурильными машинами осуществляются водой или продувкой воздухом. Существуют две схемы подачи воды. По первой схеме (рис. 1, а) вода под давлением 0,2–0,3 МПа от центральной магистрали или индивидуальных бачков (рис. 1, б) подается по трубке, проходящей внутри перфоратора, попадает в канал буровой штанги и, выходя из отверстия в коронке, омывает забой. По второй схеме – вода по шлангу и затем промывочной муфте, надетой на хвостовик бура, попадает в канал буровой штанги, минуя корпус перфоратора.

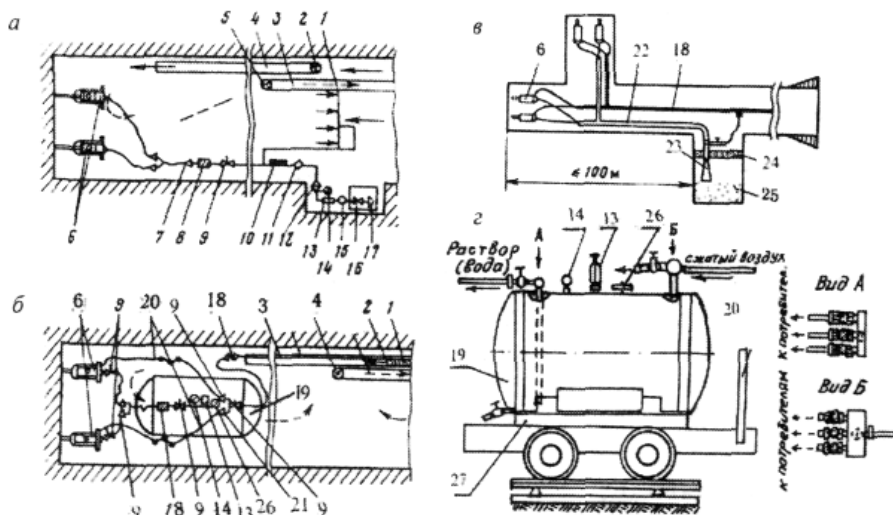


Рис. 1. Схемы обеспыливания при бурении шпуров:

- а* – в зоне положительных температур; *б* – в зоне отрицательных температур с использованием индивидуальной схемы подачи воды; *в* – в зоне отрицательных температур с использованием эжектора; *г* – бачок для доставки воды в забой при индивидуальной схеме подачи воды. 1 – водяная завеса; 2 – вентилятор нагнетательный; 3,4 – нагнетательный и всасывающий трубопроводы; 5 – всасывающий вентилятор; 6 – перфораторы; 7 – переходник; 8 – расходомер; 9 – регулирующий вентиль; 10 – магнитная установка; 11 – дозатор смачивателя; 12 – водяной фильтр; 13 – редуциционный клапан; 14 – манометр; 15 – насосная установка; 16 – обратный клапан; 17 – фильтр грубой очистки; 18 – магистраль сжатого воздуха; 19 – бачок индивидуального водоснабжения забоя; 20 – воздушные шланги; 21 – устройство для распределения сжатого воздуха; 22 – пылеотводящая магистраль; 23 – эжектор; 24 – фильтрующая перегородка; 25 – расческа для складирования пыли; 26 – горловина для заливки воды; 27 – рама

Для повышения пылеподающих свойств воды применяют смачиватель ДБ в концентрации 0,05 %. Его вводят во внутришахтную водопроводную сеть с помощью дозаторов ДСУ-2 и ДСУ-3 с пропускной способностью 0,5–6 м³/ч, максимальным давлением воды – 1,6 МПа. Вместимость дозатора ДСУ-2 – 11 л, дозатора ДСУ-3 – 30 л. Расход промывочной воды составляет для ручных перфораторов 3 л/мин, для колонковых перфораторов – 5 л/мин, для бурильных машин – 12 л/мин. Бурение с промывкой можно применять при наличии в шахте водопроводной сети.

При бурении с сухим пылеулавливанием различают: осевое (центральное) – удаление пыли от забоя шпура, которое производят через штангу и перфоратор посредством эжектора, встроенного в пылеуловитель, или эжекторной станции; боковое – удаление пыли из забоя шпура через канал бура; удаление пыли от устья шпура.

Сухое пылеулавливание применяют в следующих случаях: в удаленных горных выработках, где отсутствует водопроводная сеть, а также когда краткое время бурения не оправдывает затрат на сооружение водопровода; в горных выработках, где бурение с промывкой воды не может быть применено (ограниченные водные ресурсы, в горных выработках с постоянными отрицательными температурами, в случае вспучивания пород при их насыщении водой, на горных предприятиях, где недопустимо повышение влажности воздуха, и т.п.) При этом для индивидуальной защиты от пыли рекомендуются бесклапанные респираторы ШБ-1 «Лепесток» одноразового применения и клапанные респираторы «Астра-2», Ф-62ШМ, Ф-62, РП-К – многократного использования.

Тип ШБ-1 выпускается трех моделей – «Лепесток-200», «Лепесток-40», «Лепесток-5». Цифры обозначают превышение ПДК в 200, 40 и 5 раз, когда они могут применяться.

Литература

1. Лукьянов В.Г., Громов А.Д., Пинчук Н.П. Технология Л84 проведения горно-разведочных выработок: Учебник для Вузов. 2-е изд. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2004.– 460 с.
2. http://mi-perm.ru/authors/lyhin/b2_t_1.htm#s1.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ШНЕКОВОГО ЭКСТРУДЕРА ДЛЯ ФОРМОВАНИЯ ТОРФА**К.В. Епифанцев**

Научный руководитель профессор А.В. Михайлов

**Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
им. Г.В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Россия**

В современном топливно-энергетическом комплексе торф занимает одно из главенствующих мест. Добыча торфа становится приоритетным направлением современной топливно-энергетической промышленности. В настоящее время в торфодобывающей промышленности остро стал ряд таких проблем, как:

- недопустимо высокий износ основных производственных фондов отрасли;
- устаревшие технологии добычи и переработки торфа, обуславливающие его высокую себестоимость;
- слабое развитие российского торфяного машиностроения и вызванная этим усиливающаяся зависимость отрасли от импорта технологий и оборудования [1].

Торфобрикетное производство – одно из первых направлений развития отечественной торфоперерабатывающей промышленности – началось в 1924 г. на опытном заводе искусственного обезвоживания гидроторфа с вводом в действие торфобрикетной установки. Становление брикетирования торфа в нашей стране базировалось на зарубежном опыте развития брикетирования бурых углей. Исследования в области брикетирования в СССР были начаты Г.Л. Стадниковым также в 1924 г. [2].

Традиционные топлива, применяемые в котельных малой энергетики — уголь, мазут, газ и др., относятся к невозобновляемым источникам энергии. Нередко их доставка и использование связана с большими трудностями и стоимостью. Цена на них растет из года в год, и такая тенденция будет продолжаться и далее. Поэтому вопрос удовлетворения потребности в качественном топливе с высокой надежностью поставки из местного природного ресурса – торфа, является актуальным для областей России.

Анализ использования торфа в различных направлениях показывает, что готовая торфяная продукция имеет влажность от 10 до 60 %. Если учесть, что в естественном состоянии влага торфа превышает 90–92 %, то для получения 1 т готовой продукции, помимо различных воздействий, из торфа необходимо удалить от 4 до 9 т воды. В естественных условиях в различных климатических регионах удаётся высушить торф до влаги 25–28 % в южных торфодобывающих районах и до 40–50 % – в северо-западных [3].

В процессе добычи торфа, вместе с торфяной залежью, как правило, экскавируются древесные включения. Так как даже самые лучшие корчеватели не способны на 100 % очистить площади болот от деревьев. В результате тысячелетнего пребывания древесины в сильнообводнённой среде торфяных месторождений, она изменяет свою структуру и состав. По сравнению с обычной стволовой древесиной сосны в болотной меньше: целлюлозы на 2–4 %, углеводов на 8–10 %, больше лигнина на 2–5 %, экстрактивных веществ на 5–10 % и в 2–3 раза больше зольность. Теперь мы можем говорить о непосредственном совмещении древесных включений и торфа с положительной стороны [4].

Наряду с традиционными технологиями производства кускового торфа и брикетов усиливается практический интерес к новым технологиям получения местного топлива методом экструзионного формования в цеховых условиях. Как правило, такие производства организуются в рамках отдельных административных районов, привязанных к имеющимся торфяным ресурсам и отходам производств. Мелкокусковой торф заводского производства (рис. 1) по инновационной технологии – сравнительно недорогое, калорийное топливо, имеющее надежную сырьевую базу.



Рис. 1. Торфяное топливо

Использование в котельных торфяного мелкокускового топлива позволит решить ряд энергетических и экологических проблем, а также будет способствовать созданию новых рабочих мест в регионах.

В качестве примера использования технологической схемы по производству торфяного кускового топлива (рис. 2) мы рассматриваем ЗАО «Селигер-Холдинг», территориально расположенное в Тверской области. Необходимо отметить уникальный опыт работников Тверского государственного технического университета (ранее – Калининского политехнического института) по добыче и переработке торфа, который в современное время нашёл внедрение в работе многих предприятий России.

Итак, торфяное сырье влажностью ~ 80 % фронтальным погрузчиком подается на приемный стол (1), откуда по конвейеру (2) попадает на валково-дисковый грохот (3) для удаления древесных и иных включений размером более 10 мм. Отсепарированный торф по конвейеру (5) подается в лопастную смеситель (7) (1,426 т/час), предварительно пройдя обработку магнитным сепаратором (6). Далее торф с помощью шнекового питателя поступает в шнековый экструдер (9) (8), где происходит его диспергирование с формованием кусков. Затем гранулы (куски) сушатся в сушилке конвейерного типа СК-2000 (15) до влажности ~ 33 %. Далее высушенное топливо подается в устройство для затаривания в биг-бэги (19) (0,426 т/час).

Производительность линии при условии, что оборудование работает 12 часов в сутки, составляет 5,1 т/сут.

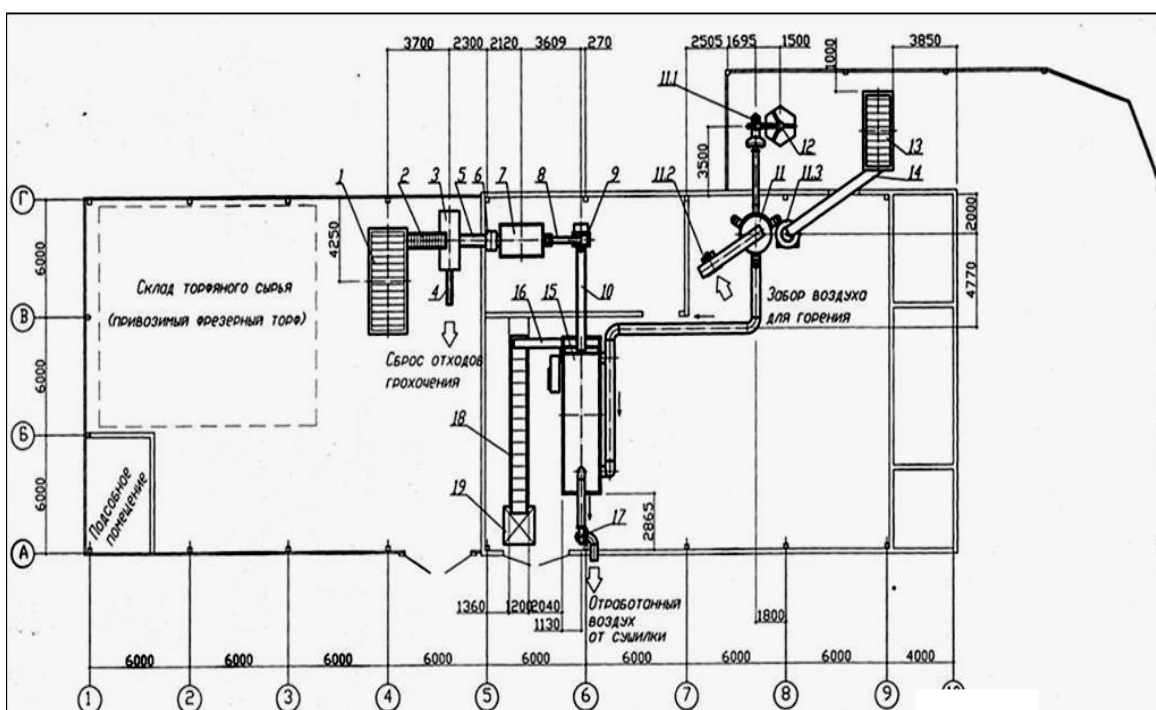


Рис. 2. Общий вид цеха ЗАО «Селигер-Холдинг» по производству торфяного кускового топлива

Технологический процесс измельчения торфа в настоящее время нуждается в детальном исследовании. Так как на преодоление сил молекулярного сцепления сырья для разделения его кусков на части затрачиваются, даже в самых лучших конструкциях дробильных устройств, только малые доли процента всей расходуемой на работу машины энергии. Поэтому перед нами стоит цель повысить эффективность работы шнекового экструдера, разработать механико-технологическую систему переработки натурального сырья. Общеизвестно, что хорошее топливо должно производиться с минимальным содержанием влаги для увеличения теплоотдачи при сжигании. Зная, что торф – вид биологического топлива, сформированный на болотах с обилием влаги, нам необходимо подробно изучить процесс удаления влаги и её процентного содержания на всех стадиях, начиная с этапа «торф-сырец» и заканчивая этапом «торфяной пилет». Изучение водных свойств торфа и процессов тепло- и массопереноса в нём имеет большое научное и практическое значение.

Шнековый экструдер был создан по принципу «мясорубки» и представляет собой металлический цилиндр, внутри которого работает ряд ножей на валу двигателя. Основное значение ножей – перерезание волокон торфомассы. На выходе экструдера установлена конусообразная фильера. Меняя диаметр фильеры, возможно варьировать размер кускового топлива в зависимости от требований заказчика. Торфомасса под действием усилий прессования продавливается в отверстия фильеры в виде уплотнённых цилиндров, которые при выходе из отверстия произвольно разламываются по длине на кусочки-гранулы. Процесс измельчения сырья является необходимой операцией. От степени измельчения сырья, количества разрушенных клеток зависит выход торфа при экструдировании. При достаточно тонком измельчении и одном и том же давлении выход торфа получается больше, чем при более крупном измельчении [4].

Стоит отметить, что специалисты финляндских и норвежских институтов неоднократно рассматривают в своих трудах способ формирования торфа в полевых условиях, который имеет некоторое сходство с описанным выше способом шнековой экструзии в цеховых условиях.



Рис. 3. Формование торфа в полевых условиях

В некоторых отраслях техники термин «измельчение» условно относят к более тонкому дроблению, считая, например, что крупные куски сырья дробят, а потом полученные мелкие раздробленные кусочки измельчают. Резанием можно получить более точные размеры и более правильные формы измельченного материала. Дробить можно ударом, раскалыванием, раздавливанием и истиранием.

Во всех современных дробильных машинах эти виды дробления проявляются комбинированно. В результате этих воздействий в сырье могут возникать разрывающие, изгибающие, сжимающие и другие напряжения.

Таким образом, мы подтвердили что шнековая экструзия – наиболее оптимальный и достаточно новый способ получения топлива, который в настоящее время всё больше применяется в ряде торфяных производств в России и за рубежом.

Литература

1. Рекомендации совещания по вопросу «О перспективах развития торфяной промышленности России». Стенограмма выступления Директора Департамента угольной и торфяной промышленности Минэнерго России К.Ю.Алексеев от 25.08. 2009 года.
2. Торф в народном хозяйстве/Под общ. ред. Б.Н. Соколова. – М.: Недра, 1988. – 268 с.
3. Malkov L.M., Kuznetsov N.V.. «Technological aspects of cutting peat with different levels of moisture content» / Proceedings VIII International peat Congress. – Leningrad, 1988. – С. 28.
4. Базин Е.Т., Лиштван И.И., Попов М.В. Курс физики торфа. Часть II. Калинин: КГУ, 1978. – С. 5.
5. Технология и комплексная механизация торфяного производства // Межвузовский научный сборник. – Калинин: КГУ, 1983. – 144 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ОТРАБОТКИ БАКЧАРСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

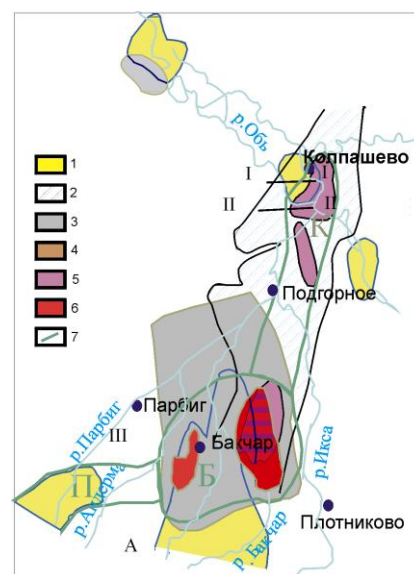
И.М. Иванюк¹

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов²

¹Департамент по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса Администрации Томской области, г. Томск, Россия

²Национальный 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 оплоискованной 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 состава 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 т. Практически единствен-



ным недостатком месторождения традиционно считалось его расположение на территории знаменитых Васюганских болот, относительно большие глубины продуктивных пластов – 180–250 м 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.

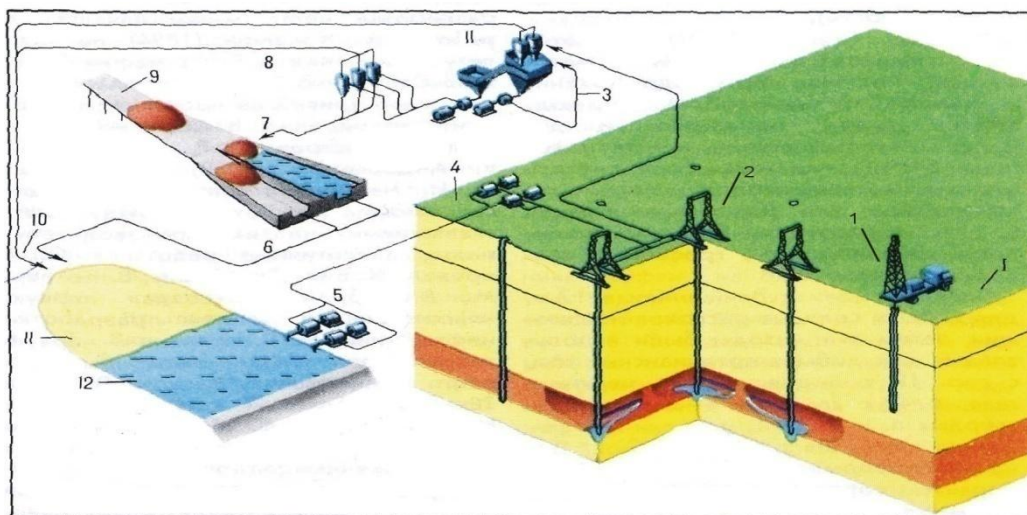
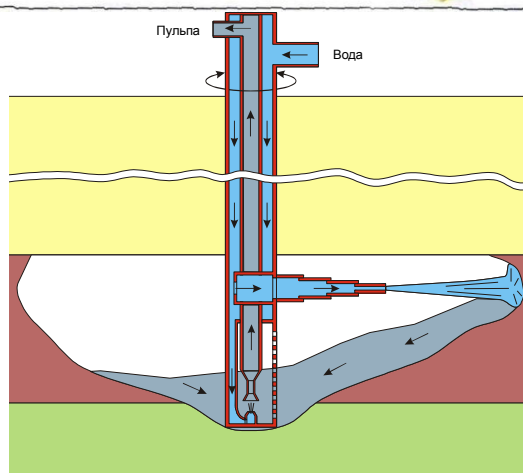


Рис. Принципиальная технологическая схема предприятия скважинной добычи (I – добычной участок; II – участок обогащения):

1 – скважины в бурении, 2 – скважины гидродобычи, 3 – пульпа, 4 – площадка насосной станции, 5 – насосы напорной воды, 6 – слив, 7 – концентрат, 8 – шлам (подача в хвостохранилище), 9 – погрузочная эстакада, 10 – хвосты обогащения, 11 – хвостохранилище, 12 – пруд-отстойник



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 атм) 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 м).

Достижение промышленных объемов добычи полезного ископаемого (млн т в год) с помощью СГД обеспечивается формированием добычных участков, на которых по определенной схеме одновременно отрабатываются 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 Польшанского участка недр Бакчарского железорудного поля, затраты на добычу одной тонны руд составят ориентировочно 80 руб.

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.

При соответствующем научном обеспечении новая технология позволит обеспечить металлургические предприятия России сырьём, 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 «Основные процессы». – М.: Недра, 1974, С. 97
5. 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.
6. Циркон-ильменитовые россыпные месторождения - как потенциальный источник развития Западно-Сибирского региона / Отв. ред. Е.Н. Трибунский, М.С. Паровинчак. – Кемерово: ООО «Сарс», 2001-214 С.

ОБРАЗОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ВОКРУГ ГОРНОЙ ВЫРАБОТКИ**А.Ж. Имашев**

Научный руководитель доцент А.Е. Судариков

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Реальный массив горных пород представляет собой неоднородную среду, которая формируется под влиянием различных геологических факторов. В большинстве случаев массив горных пород является физически дискретной, неоднородной и анизотропной средой. Нетронутый массив находится в естественном напряженно-деформированном состоянии. Механические свойства горных пород различаются между собой в широких пределах.

Как правило, все свойства реального массива горных пород учесть не возможно. Тогда одним из наиболее эффективных методов изучения механических процессов происходящих в породных массивах является метод математического моделирования.

При моделировании процессов в массивах горных пород, с применением численных методов моделирования, процессы, происходящие в массиве, сводятся к решению дифференциальных уравнений механики сплошной среды, а их численная реализация – к решению систем уравнений.

При изучении геомеханических процессов, протекающих в окрестности проведенной выработки, используется модель, в которой учитывается не только упругие свойства горных пород, но и предельное условие деформирования горных пород.

В реальном массиве горных пород всегда присутствуют системы трещин, которые ориентированные по различным направлениям. Совокупность трещин и контактов слоев пород в массиве образуют пространственную ослабляющую решетку, это в значительной мере определяет свойства горных пород и поведение массива вокруг горных выработок.

Математическое моделирование, в данном случае, было проведено методом конечных элементов. Решена задача по определению зоны трещиноватости вблизи горной выработки. Исходным вариантом моделирования принята одиночная горная выработка арочной формы сечения, которая расположена в неоднородном массиве пород представленным двумя слоями. Прочность на растяжения заданных слоев: 1 слой – 7 МПа, 2 слой – 5 МПа (рис. 1, 2).

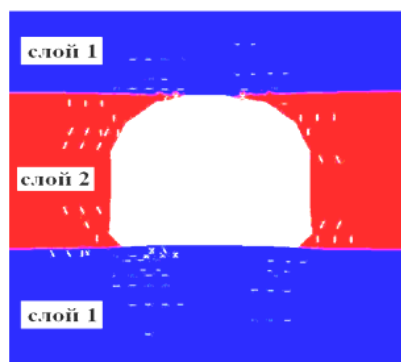


Рис. 1. Образование техногенной трещиноватости вблизи горной выработки через 0,3 года после ее проведения

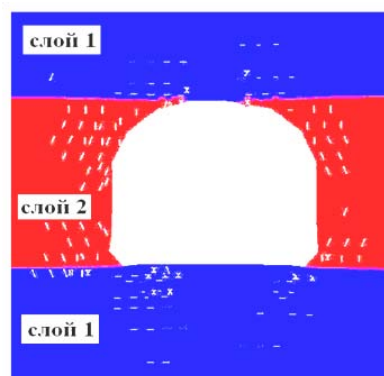


Рис. 2. Образование техногенной трещиноватости вблизи горной выработки через 0,5 года после ее проведения

Применяемые в расчетах параметры прочности пород определяются, прежде всего, используемыми критериями разрушения. В критерии определяющими параметрами являются прочность на одноосное сжатие и

одноосное растяжение в условиях естественного залегания пород до начала техногенного воздействия с учетом исходной трещиноватости горного массива. Критерий прочности для трещиноватого массива дополняются параметрами относительной прочности пород по отдельным направлениям с системами дефектов, характеризующими ослабленность по соответствующим направлениям. Для описания прочности массива пород используется критерий Кулона-Мора, в котором определяющими параметрами являются сцепление и углы трения по плоскостям дефектов [3].

При постоянной нагрузке, меньшей предела прочности, материал может разрушиться через некоторое время. Зависимость действующего напряжения от времени, при котором произойдет разрушение, часто называется длительной прочностью [1]. Снижение прочности пород происходит по тем направлениям, по которым степень нагруженности превышает величину длительной прочности. Также известно, что разрушение при длительной прочности горных пород происходит при постепенном накоплении повреждений или дефектов [4]. Такой процесс потери прочности происходит с течением времени.

В процессе моделирования распространение трещин происходило с учетом временного фактора, за счет этого можно наблюдать процесс распространения трещин с момента обнажения горных пород не только в пространстве, но во времени.

На рис. 1 и 2 показаны зоны распространения трещин возникающие вокруг горной выработки после 4 месяца и 6 месяца с момента обнажения горных пород. Как показал расчет, на распространение трещин оказывает наибольшее влияние глубина заложения выработки и прочностные свойства горных пород.

Из рис. 1 и 2 также видно, что рост трещин уменьшается при отдалении вглубь массива от выработки, и тем самым, увеличивает упругие свойства горного массива при удалении от контура. Известно, что область массива горных пород примыкающей к выработке считается зоной неупругих деформаций. В зоне неупругих деформаций заключаются породы находящиеся в разрушенном состоянии, где не выполняется условие прочности [2].

Таким образом, образованная, за счет трещиноватости приконтурного массива, зона неупругих деформаций будет оказывать влияние на устойчивость пород вокруг контура выработки. Заключенные породы в зоне неупругих деформации под воздействием силы гравитации стремятся к отслаиванию и смещению отдельных слоев пород в выработанное пространство.

Представленная программа математического моделирования геомеханических процессов вокруг выработки позволяет определить зону трещиноватости вокруг выработки с учетом фактора времени.

Полученные данные в результате математического моделирования позволяют разрабатывать рациональные паспорта крепления выработки и ее параметры на любой срок службы выработки после ее проведения. При использовании анкерной крепи, данная программа дает возможность определять оптимальную длину анкера для поддержания выработки.

Литература

1. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика горных пород. – М.: Недра, 1975.
2. Булычев Н.С. Механика подземных сооружений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1982.
3. Оловянный А.Г. Некоторые задачи механики массивов горных пород. ФГУП «Множительный научный центр» ВНИМИ; ООО «Стресс». – СПб, 2003.
4. Цай Б.Н. Термоактивационная природа прочности горных пород. – Караганда: КарГТУ, 2007.

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ БУРИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ В КОЛОННЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ А.П. Колодин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Повышение производительности труда при бурении скважин достигается многими факторами, одним из которых является коммерческая скорость бурения (производительность), которая зависит от прочности и надежности работы бурильной колонны и конструкции соединительных узлов буровых штанг. При прочих равных условиях повышение производительности может быть достигнуто благодаря обеспечению условий эффективности передачи энергии бойка или усилия подачи по буровому инструменту к разрушаемой среде. Реализация этого направления с необходимостью поиска средств и способов повышения эффективности передачи максимума энергии с минимальными потерями без разрушения инструмента.

С целью повышения скорости бурения скважин в крепких горных породах созданы конструкции мощных ударных узлов. Однако повышение энергии удара ограничивается прочностью бурового инструмента. Недостаточная работоспособность бурильных труб и, прежде всего, соединительных узлов, которая приводит не только к необходимости увеличения производства и расхода буровой стали, но и вызывает большие потери времени на замену вышедших из строя труб. В связи с этим необходимо разработать такую конструкцию соединительного узла, которая позволила бы увеличить работоспособность колонны труб и повысить производительность труда при бурении скважин [1].

Разработанная конструкция относится к резьбовым соединениям бурильных труб, а именно к ниппельным соединениям бурильных труб, и может найти применение при проходке вращательно-ударным способом горизонтальных и восходящих буровых скважин из подземных горных выработок. В рассматриваемой конструк-

ции резьбового соединения исключена возможность разъединения жесткого соединения ниппеля с бурильной трубой и обеспечено постоянно внешнее диаметра бурильной колонны.

Эта задача решена следующим образом. В ниппельном соединении бурильных труб дорезьбовая часть одного из концов ниппеля жестко закрепляется в трубе. Эта часть ниппеля имеет продольные вырезы, разделяющие дорезьбовую часть ниппеля на упругие пластины, снабженные на концах буртиками со скошенной передней гранью, которые зафиксированы в кольцевой проточке, выполненной в дорезьбовой части трубы в конце конусной проточки, начинающейся после сбеге внутренней резьбы трубы, а на дорезьбовой части другого конца ниппеля выполнены лыски под ключ.

Предлагаемое ниппельное соединение состоит из двух бурильных труб – 1 и – 2 с внутренней цилиндрической резьбой и ниппеля – 3 со сплошной внешней резьбой по всей его цилиндрической поверхности (рис.). Дорезьбовая часть одного из концов ниппеля – 3 имеет продольные вырезы, которые разделяют её на пластины – 4, обладающие упругими свойствами. Упругие пластины – 4 снабжены на концах буртиками – 5 со скошенной передней гранью. Эти буртики зафиксированы в кольцевой проточке – 6 и препятствуют разъединению трубы – 1 и ниппеля – 3. Для обеспечения беспрепятственного прохода буртика – 5 к кольцевой проточке – 6, между этой проточкой и сбегом внутренней резьбы трубы – 1 выполнена конусная проточка – 7, которая способствует жесткой фиксации буртика – 5 пластины – 4 в кольцевой проточке – 6, что делает соединение трубы – 1 и ниппеля – 3 неразъемным.

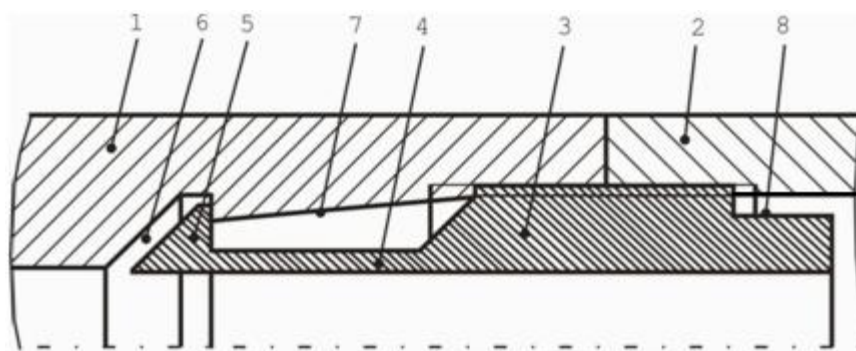


Рис. Ниппельное соединение бурильных труб: 1, 2) бурильные трубы; 3) ниппель со сплошной внешней резьбой; 4) пластины; 5) буртики; 6) кольцевая проточка; 7) конусная проточка; 8) лыски

Дорезьбовая часть другого конца ниппеля – 3 выполнена цилиндрической и имеет лыски 8 под ключ для ввинчивания ниппеля – 3 в трубу – 1.

Перед началом проходки скважины, с помощью ключа ввинчивают ниппель – 3 в трубу – 1. Так как буртики – 5 не соприкасаются с внутренней резьбой трубы – 1, то они свободно входят внутрь нее. При дальнейшем перемещении ниппеля – 3 буртики – 5 входят в контакт с гладкой поверхностью конусной проточки – 7, пластины – 4 изгибаются, и буртики – 5, скользя по поверхности конусной проточки – 7, входят в зацепление с боковой поверхностью кольцевой проточки – 6, после чего пластины 4 выпрямляются. В результате этого соединение между трубой – 1 и ниппелем – 3 становится неразъемным, тогда как соединение между трубой – 2 и ниппелем – 3 остаётся разъемным.

Основываясь на научных экспериментах [3, 4] можно сказать, что потери силовых импульсов происходят в соединениях бурильных труб за счет трения в витках резьбы, но существуют также потери за счет отражения волн от различных конструктивных элементов – буртиков, резких перемен поперечного сечения, как трубы, так и соединительных элементов, поэтому при проектировании новых соединений бурильных труб для вращательно-ударного бурения целесообразно придерживаться следующих рекомендаций:

- 1) по возможности исключать конструктивные элементы: пазы, буртики, применять гладкие трубы, что также обуславливает применение и создание машин с гидро-, пневмозахватом трубы для разборки колонны бурильных труб;
- 2) делать плавные переходы поперечного сечения труб и их соединений, чтобы избежать отражения волн;
- 3) снижать высоту профиля резьбы соединений;
- 4) увеличивать жесткость резьбовых частей труб и контактов витков резьбы, снижать жесткость соединительного элемента.

Кроме того, бурильная колонна с полностью скрытыми в них соединительными элементами – ниппелями обеспечивает хорошую промывку глубоких нисходящих скважин благодаря отсутствию завихрений промысловочной жидкости со шламом в скважине. Также исключается возможность заклинивания бурильной колонны при ее разборке.

Применение ниппелей в качестве соединительного элемента позволяет снизить общий диаметр скважины до минимума и обеспечить ресурсосберегающую технологию бурения. Важно отметить, что бурение скважин малых диаметров дается легче и быстрее.

Разработанная конструкция нового ниппельного резьбового соединения позволит повысить надежность работы бурильной колонны, улучшить условия выноса шлама из скважины и автоматизировать процесс свинчивания-развинчивания бурильных труб, тем самым значительно увеличит производительность бурильной установки.

Литература

1. Жуков И.А. Формирование упругих волн в волноводах при ударе по ним полукатеноидальными бойками: Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2005. – 132 с.
2. Саруев А.Л. Динамические процессы и напряжения в элементах резьбовых соединений буровых штанг при вращательно-ударном нагружении / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 101 с.
3. Шадрина А.В. Закономерности распространения силовых импульсов по колонне бурильных труб к породоразрушающему инструменту / А. В. Шадрина, Л. А. Саруев; Томский политехнический университет (ТПУ), Институт геологии и нефтегазового дела (ИГНД). – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 115 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТИПА ПРИВОДА НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

А.П. Колодин, А.В. Шадрина

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Чтобы отразить влияние привода, его параметров на производительность бурения, все операции на которые затрачивается время при бурении, представим по отношению их к работе привода бурильной установки. Для этого необходимо сгруппировать их на операции, не связанные с работой привода – $T_{\text{ни}}$ (изменение типа привода или его параметров не отразится на времени этих операций); операции, время которых косвенно зависит от работы привода – $T_{\text{ксп}}$ (изменение параметров привода не влияет на их величину, но тип привода – влияет); и операции, время которых прямо зависит от работы привода – $T_{\text{пр}}$ (изменение параметров привода или его типа влечет за собой изменение времени операций).

Тогда данные группы операций можно представить следующим образом:

$$(1)$$

где $t_{\text{под}}$ – время затрачиваемое на подготовку рабочего места; $t_{\text{проб}}$ – время опробования станка в холостую; $t_{\text{ожд}}$ – время ожидания подхода жидкости к забою; $t_{\text{прст}}$ – время простукивания става бурильных труб перед разборкой; $t_{\text{подк}}$ – затраты времени на подключение станка к водоводу и воздушной (если установка с пневмоприводом или электрической (если установка с электроприводом) сети; $t_{\text{зам}}$ – время, затрачиваемое на замену коронки; $t_{\text{убор}}$ – время на уборку рабочего места:

$$(2)$$

где $t_{\text{осм}}$ – время осмотра станка; $t_{\text{сверт}}$ – время затрачиваемое на свертывание-развертывание шлангов; $t_{\text{пром}}$ – время затрачиваемое на промывку скважины:

$$(3)$$

где $t_{\text{закр}}$ – время закрепления-раскрепления машины в забое; $t_{\text{разв}}$ – время развинчивания штанги с хвостовиком бурильной головки; $t_{\text{нат}}$ – время на натяжку резьбового соединения при навинчивании штанги люнетом; $t_{\text{хол}}$ – время холостого хода; $t_{\text{пов}}$ – время поворота на следующую скважину; $t_{\text{пер}}$ – время переезда на новый веер скважин.

Общее время всех операций:

$$(4)$$

Производительность бурового станка Q определяется скоростью бурения скважин глубиной H метров и временем вспомогательных и подготовительно-заключительных операций, не перекрываемых бурением

$$(5)$$

где $v_{\text{ср}}$ – средняя скорость бурения скважины глубиной H метров, м/мин; $v_{\text{нач}}$ – начальная механическая скорость бурения скважины, м/мин; $k_{\text{г}}$ – коэффициент потери скорости бурения с глубиной скважины, который определяется прежде всего эффективностью передачи силовых импульсов от ударного узла бурильной машины по колонне бурильных труб; $k_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери времени на вспомогательные и подготовительные операции. Этот коэффициент можно определить по формуле:

$$(6)$$

где $t_{\text{бур}}$ – время бурения; $t_{\text{оп}}$ – время всех вспомогательных и подготовительно-заключительных операций, отнесенных на длину скважины H .

Представив в выражении (6) время бурения скважины как $t_{\text{бур}} = \frac{H}{v_{\text{ср}}}$ имеем

$$\frac{Q'}{Q} = \frac{T_{\text{оп}}}{T_{\text{оп}}'} \quad (7)$$

Подставив значение (7) в формулу (5) и проведя преобразования, получим:

$$\frac{Q'}{Q} = \frac{T_{\text{оп}}}{T_{\text{оп}}'} \quad (8)$$

Заменив в формуле (4) величину $T_{\text{в.о.}}$ выражением (15) имеем:

$$\frac{Q'}{Q} = \frac{T_{\text{оп}}}{T_{\text{оп}}'} \quad \text{м/мин.} \quad (9)$$

Поскольку бурение скважины осуществляется непосредственно приводом машины, величину введем в группу операций $T_{\text{зп}}$, и тогда выражение (16) примет вид:

$$\frac{Q'}{Q} = \frac{T_{\text{зп}}}{T_{\text{зп}}'} \quad \text{м/мин.} \quad (10)$$

Время операций, не связанных с работой привода ($T_{\text{нп}}$), у всех типов привода, за исключением пневматического, составляет 7 – 8 % от общего времени всех операций, а по отношению к другим группам операций ($T_{\text{ксп}}$ и $T_{\text{зп}}$) оно наименьшее и составляет 23,5 – 29,5 мин на скважину [3]. Разница в величине $T_{\text{нп}}$ между пневматическим и остальными типами привода обусловлена различной производительностью бурения.

Операции, величина которых косвенно зависит от типа привода ($T_{\text{ксп}}$), отличаются между собой, поскольку на их величину уже оказывает влияние вид применяемой энергии. У гидропривода отсутствуют операции, связанные с подключением установки к пневмосети, свертыванию и развертыванию шлангов.

Для операций, величина которых прямо зависит от работы привода, наибольшую абсолютную величину $T_{\text{зп}}$ имеет пневмопривод. Анализ элементов, составляющих данное время, показывает, что сравнительно большие затраты времени составляют операции переезда ($t_{\text{пер}}$) и поворота рамы на следующую скважину $t_{\text{пр}} = (5 - 6 \%)$ от $T_{\text{зп}}$. В то же время у остальных типов приводов они соответственно составляют 0,08 и 0,3 %.

Проведем анализ влияния групп операций $T_{\text{нп}}$, $T_{\text{ксп}}$ и $T_{\text{зп}}$ на производительность бурения на основании уравнения (17). Пусть определенные мероприятия позволят уменьшить время $T_{\text{зп}}$ до величины $T_{\text{зп}}'$, и согласно уравнению (17) производительность достигнет тогда величины Q' . То есть, в результате уменьшения времени $T_{\text{зп}}$ в

раз, производительность машины повысилась в раз. Задаваясь различными значениями x , будем получать и соответствующие им значения y . Точно также

подсчитаем относительный рост производительности машины при изменении $T_{\text{нп}}$ и $T_{\text{ксп}}$. На рис. 1 представлены зависимости, построенные для величин $T_{\text{нп}}$, $T_{\text{ксп}}$ и $T_{\text{зп}}$ различных типов приводов.

Кривые 1, 2, 3, выражающие зависимость

показывают, что производительность машины повышается хоть и не пропорционально снижению времени $T_{\text{зп}}$, но достаточно высоко. Так, для пневмопривода снижение $T_{\text{зп}}$ в два раза ($x = 0,5$) приводит к росту производительности на 70 % ($y = 1,7$), для гидропривода, шевмогидропривода и электро-пневмогидропривода соответственно имеем $y = 1,72$; $y = 1,65$ и $y = 1,67$.

Меньший эффект дает снижение времени операций, косвенно связанных с работой привода $T_{\text{ксп}}$ (кривая 4 для всех типов привода на рис. 1) и операции $T_{\text{нп}}$ (кривая 5). Из рисунка видно, что в первую очередь целесообразно максимально сокращать операции, связанные с работой привода ($T_{\text{зп}}$).

Анализ вспомогательных операций, составляющих группу $T_{\text{зп}}$, показывает, что для всех типов приводов от 51 до 54 % времени занимает бурение, а остальное время – вспомогательные операции, выполняемые приводами. Из них наибольший удельный вес имеют операции по свинчиванию и развинчиванию штанг (21 – 27 %), холостой отвод и подвод бурильной головки (8–17 %), закрепление и раскрепление става штанг (4–6 %). Для колонковых установок существенными являются еще и время переезда на новый веер скважин (5 %), время поворота на новую скважину (6

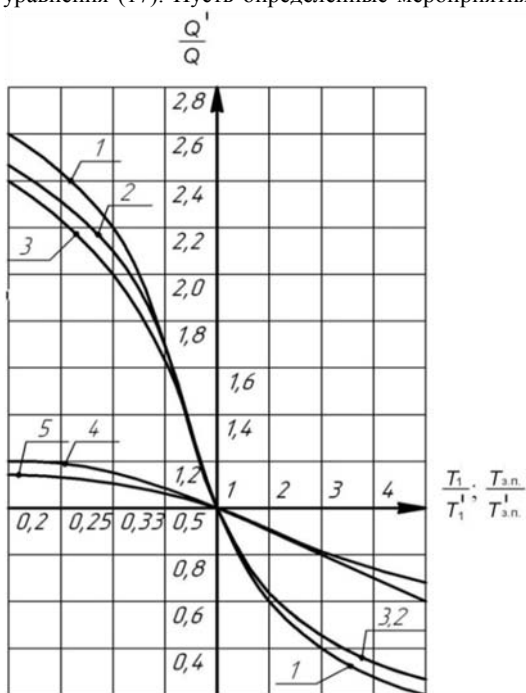


Рис. Влияние времени вспомогательных операций на производительность бурения:

- 1 – $T_{\text{зп}}$ гидропривода; 2 – $T_{\text{зп}}$ пневмопривода;
- 3 – $T_{\text{зп}}$ пневмогидро- и электропривода;
- 4 – $T_{\text{ксп}}$ всех типов приводов; 5 – $T_{\text{нп}}$ всех типов привода

% и время закрепления машины (2 %).

Различный удельный вес вспомогательных операций в составе $T_{\text{зп}}$ показывает, что каждая операция при своем изменении по-разному влияет на производительность бурения. Причем уменьшение одних может привести к изменению продолжительности других операций [1].

Литература

1. Баженов В.И. Исследование типа привода бурильных машин вращательно-ударного действия на эффективность бурения скважин: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. – Томск, 1975. – 19с.
2. Казанцев А.А., Саруев Л.А., Саруев А.Л. Техника бурения подземных скважин и анализ динамики колонны штанг малого диаметра при вращательно-ударном нагружении. – Юрга: Изд-во ЮТИ ТПУ, 2007. – 127 с.
3. 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.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТОРФЯНОГО БЛОКА НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ПАДЕНИЯ ЕГО ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ В УСЛОВИЯХ КРУГЛОГОВОЙ ДОБЫЧИ

Э.А. Кремчев, М.А. Пашкевич

Научный руководитель профессор А.В. Михайлов

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

К настоящему моменту возникла необходимость создания новой технологии добычи торфяного сырья, обеспечивающей увеличение продолжительности сезона добычи на торфодобывающих предприятиях, что создаст предпосылки к увеличению привлекательности данного ресурса как для предприятий ТЭК, так и для других потребителей торфа. Продолжительность сезона добычи может быть увеличена путем внедрения новой технологии, основанной на формовании высококачественного брикета торфа ненарушенной структуры, в виде блока большого объема, что снизит сезонную зависимость в объемах поставки торфа потребителям, уменьшит степень отрицательного антропогенного воздействия на окружающую среду в местах расположения торфопредприятий [4].

Изменение влагосодержания по объему блока формованного торфа является комплексным показателем, зависящим от ряда местных факторов: климатических и метеорологических условий; гидрогеологического режима; характеристик сырья; геометрии блока формованного торфа.

Для расчета параметров сушки формованного торфа необходимы следующие метеорологические параметры: продолжительность светового дня, ч; продолжительность солнечного сияния, ч; солнечная суммарная радиация, $\text{МДж}/\text{м}^2$; прямая радиация, $\text{МДж}/\text{м}^2$; радиационный баланс, $\text{МДж}/\text{м}^2$; среднесуточная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$; средняя дневная температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$; средняя дневная влажность воздуха, %; количество осадков $\text{кг}/\text{м}^2$; число дней с осадками; скорость ветра, $\text{м}/\text{с}$ (на высоте 10–12 м) [1].

Интенсивность и продолжительность сушки торфа в фигурах определяется из уравнений теплового и материального балансов [2, 3]:

$$\left. \begin{aligned} i_n \cdot r &= k_Q \cdot Rb_c + k_k q_k - q_n - q_n \\ i_n \cdot \tau &= P_b + k_{oc} \cdot k_c \cdot h_{oc} \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

i_n – интенсивность удаления воды из кирпича, находящегося в водонасыщенном состоянии, $\text{кг}/(\text{м}^2\text{сут})$; r – удельная теплота испарения воды, $\text{МДж}/\text{кг}$; Rb_c – баланс, $\text{МДж}/(\text{м}^2\text{сут})$; q_k – интенсивность конвективного потока теплоты, $\text{МДж}/(\text{м}^2\text{сут})$; q_n и q_n – плотность потока теплоты на нагрев торфа и потери в контактирующую залежь, $\text{МДж}/(\text{м}^2\text{сут})$; τ – продолжительность сушки, сут; h_{oc} – количество осадков, $\text{кг}/\text{м}^2$; k_{oc} – коэффициент поглощения осадков; k_c – критерий слоя, характеризующий плотность укладки; P_b – масса воды удаляемой из торфа; γ – плотность торфа, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\Delta W = W_n - W_k$ – разность начального W_n и конечного W_k влагосодержания; n – число рядов кирпичей в фигуре.

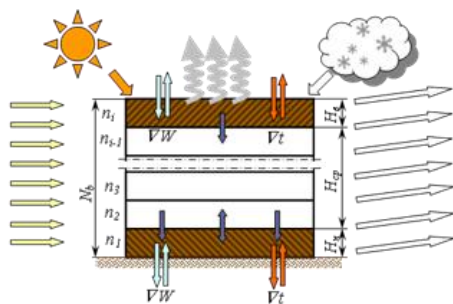


Рис. Схема сушки формованного торфа

Схема сушки формованного торфа в многослойной фигуре из i слоев представлена на рис. (VW и Vt – соответственно градиенты влагосодержания и температуры на границе поверхности материала).

Коэффициенты k_o и k_k показывают изменение потоков радиации и конвекции в сравнении с горизонтальной открытой поверхностью. Значения данных коэффициентов для различных фигур сушки, а также выражения для определения массы воды удаляемой из торфа в процессе сушки приведены в табл. 1.

Схема, представленная на рисунке, применима для расчета параметров сушки формованного блока большого объема, так как массив блока может быть условно поделен на слои и отдельные кирпичи, а отверстия в блоке будут выполнять роль промежутков между условными кирпичами.

Опираясь на экспериментальные исследования, проведенные в начале 90-х годов в ВНИИП можно сказать, что конвективная составляющая теплового баланса горизонтальной поверхности у залежи составляет около 10 % от общего поступающего потока теплоты, т.е. $q_{ко} \cong 0,11Rb_c$.

С увеличением высоты фигуры конвективный поток также увеличивается за счет изменения скорости ветра и влажности воздуха (табл. 2).

Для расчетов можно принять что:

$$q_k = C_h \cdot q_{ko} \quad (2)$$

Тепловой поток q_n на нагрев влажного торфа невелик: критерий Ребиндера характеризующий отношение затрат теплоты на нагрев и испарение не превышает 0,02:

$$q_n = 0,02 \left(Q \cdot Rb_c + k_k \cdot q_k \right) \quad (3)$$

Тепловой поток между условными кирпичами в нижнем ряду и влажной залежью может с известной точностью быть оценен в 10 % от общей величины:

$$q_n = 0,1 \left(Q \cdot Rb_c + k_k \cdot q_k \right) \quad (4)$$

Для второго условного ряда кирпичей и выше $q_n = 0$.

Подставляя выражения 2, 3 и 4 в основное уравнение теплового баланса получим, что для нижнего ряда условных кирпичей:

$$i_n = \frac{Rb_c}{r} \left(Q + 0,11 \cdot C_h \cdot k_k - 0,12 \left(Q + 0,11 \cdot C_h \right) \right) \quad (5)$$

Для второго ряда условных кирпичей и выше:

$$i_n \cong \frac{Rb_c}{r} \left(Q + 0,11 \cdot C_h \cdot k_k \right) \quad (6)$$

Таблица 1

Кoeffициенты фигур сушки

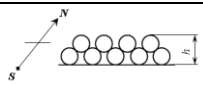
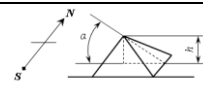
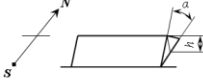
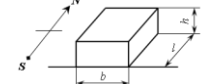
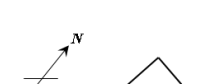
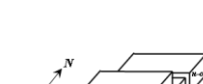
Фигура	Масса воды удаляемой из торфа РВ	ko	kk	Фигура	Масса воды удаляемой из торфа РВ	ko	kk
	$\frac{h \cdot \gamma \cdot \Delta W}{1 + W_H}$	1	1		$\frac{1}{3} \cdot \frac{h \cdot \gamma \cdot \Delta W}{1 + W_H}$	1,04	1/co sa
	$\frac{1}{2} \cdot \frac{h \cdot \gamma \cdot \Delta W}{1 + W_H}$	1,0 1	1/cos alpha		$\frac{h \cdot \gamma \cdot \Delta W}{1 + W_H}$	2,0	3,0
	$\frac{1}{2} \cdot \frac{h \cdot \gamma \cdot \Delta W}{1 + W_H}$	1,0 7	1/cos alpha		(H-0): $\frac{h \cdot \gamma \cdot k_c \cdot \Delta W}{1 + W_H} \cdot n$ (H-3): $\frac{h \cdot \gamma \cdot k_c \cdot \Delta W}{1 + W_H} \cdot n$ $k_c = b / (c + \Delta b)$	0,95 0,35	1,93 1,08

Таблица 2

Изменение испаряемости с высотой (по данным градиентных наблюдений)

Высота над землей, м	Скорость ветра, м/с	Психрометрическая разность, °С	Испаряемость, кг/м ²	C _h
0,01	0,50	3,60	3,65	1,00
0,20	0,69	4,10	3,92	1,07
0,50	0,95	4,55	4,15	1,14
1,00	1,49	4,63	4,55	1,25
2,00	1,77	4,66	4,95	1,36

Продолжительность периода сушки блока можно определить подставляя данные полученные по выражениям 5 и 6 в формулу 1.

Сушка торфа в блоках большого объема существенно изменяет условия сушки. Для верхней части H_e (рис. 1) блока характерны условия сушки при радиационно-конвективном режиме с поглощением и испарением выпадающих осадков. Часть H_{cp} изолирована от влагообмена с залежью нижними слоями и защищена от осадков верхними. Процесс сушки средней части происходит в очень мягком режиме в основном за счет конвекции из воздуха. Подобный подход к анализу условий сушки показывает, что величина H_{cp} может меняться при практически постоянных величинах H_e и H_n . Следовательно, чем больше H_{cp} , тем меньшее влияние на влагосодержание всей фигуры оказывают верхняя и нижняя части, находящиеся в большей зависимости от внешних воздействий.

Снижение зависимости добычи формованного торфа от погодных условий обеспечивается следующими факторами: формировать блоки можно в любых погодных условиях; полностью используются солнечная радиа-

ция и потенциал движения воздушных масс для обезвоживания (сушки) торфа в весенний, летний, осенний периоды и вымораживание в зимние месяцы; сушка и хранение торфа в виде больших формованных блоков уменьшает намокание торфа и потери сырья при хранении.

Литература

1. Афанасьев А.Е., Чураев Н.В. Оптимизация процессов сушки и структурообразования в технологии торфяного производства. – М.: Недра, 1992. – 288 с.
2. Журавлев А.В., Александров Ф.Д. Исследование сушки кускового торфа в настилаемом расстиле // Физические основы торфяного производства. – Калинин: КГУ, 1985. – С. 107–111.
3. Константинов А.Р. Испарение в природе. – Л.: Ленгидрометиздат, 1968. – 532 с.
4. Kremcheev E.A. Ecological and technological aspects of use of new peat extraction technology // Innovations in Geoscience, Geoengineering and Metallurgy, 59. Berg- und Huttenmannischer Tag 2008, – Freiberg, 2008. – P. 21–23.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ АЛЮМИНИЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

М.А. Куликова, А.Е. Исаков, Д.С. Корельский

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

**Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
(технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия**

Горнодобывающие и перерабатывающие отрасли являются одними из основных отраслей промышленности России, кроме того, добыча, обогащение и переработка металлов наносят значительный ущерб всем компонентам окружающей природной среды. В этой связи возникает необходимость адекватной оценки состояния окружающей среды в зоне их воздействия. В качестве полигона для исследований использовалось предприятие ОАО «Бокситогорский глинозем», располагающееся в Ленинградской области, оказывающее значительное негативное воздействие на атмосферу, почвы и воду прилегающих территорий.

Целью исследований является мониторинг и оценка состояния почвенно-растительного покрова в зоне воздействия ОАО «Бокситогорский глинозем». В основе работы лежат авторские исследования, проведенные в городе Бокситогорске с 2008 по 2009 гг.

Задачи исследований:

- 1) обоснование необходимости проведения комплексных мониторинговых исследований состояния почвенно-растительного покрова в зоне воздействия металлургических предприятий, в т. ч. ОАО «Бокситогорский глинозем»;
- 2) разработка мониторинговых мероприятий и проведение опробования;
- 3) совершенствование методик оценки негативного воздействия предприятий на компоненты окружающей среды.

Актуальность работы заключается в том, что на российских предприятиях проводится мониторинг только атмосферного воздуха и вод, и не проводятся мониторинговые исследования почв и растительности, несмотря на то, что загрязняющие вещества, накопленные в почве в больших концентрациях, могут стать следствием деградации почвенно-растительного покрова.

Один из основных источников загрязнения почв – атмосферные выбросы предприятий, содержащие вредные компоненты (органика, тяжелые металлы и проч.). С атмосферными осадками тяжелые металлы попадают на поверхность почвы. Так как почва является депонирующей (вмещающей) средой, попавшие в почвенно-растительный покров элементы здесь надежно удерживаются.

Накопление тяжелых металлов связано с поглощающей способностью почвы, а также с ее фракционным составом. Концентрации элементов больше в тонкозернистых (размер частиц менее 1 мкм) глинистых фракциях почв, в которых отмечается до 60–80% общего содержания микроэлементов. Имеют значение также кислотно-щелочные (рН) и окислительно-восстановительные (Eh) условия почв и содержание в них гумуса. В солях гуминовых кислот концентрируются Y, Zn, Co, Mn и Cr, что способствует их накоплению в высоко гумусированных почвах и загрязняет последние.

Распределение металлов по профилю загрязненной почвы имеет ряд особенностей. В основном тяжелые металлы техногенного происхождения сосредотачиваются в поверхностном 5–10-сантиметровом слое. Часть металлов образует трудно растворимые формы соединений с гумусовыми веществами, какая-то часть может войти в состав поглощенных оснований, замещая кальций и магний, а часть – в состав глинистых минералов. Все они закрепляются в верхнем гумусовом слое, а оставшаяся часть металлов мигрирует в профиле почвы в растворенном виде с почвенным раствором до большой глубины [1].

В результате миграции химических элементов по природным транспортным каналам в окружающей среде (в т.ч. в почве) образуются геохимические аномалии, т.е. очень высокие по сравнению с фоновыми концентрации поллютантов. При продолжительном воздействии выбросов крупных промышленных комбинатов на почву появляются зоны стабильного загрязнения. Результатом этого является формирование техногенных литохимических ореолов – полей аномальных концентраций загрязняющих веществ и их ассоциаций в почве.

В результате техногенного воздействия снижается плодородие почв, изменяется ее биоразнообразие, происходит утоньшение почвенно-растительного покрова - все это в конечном итоге может привести к полной деградации.

Загрязнение почв тяжелыми металлами и углеводородами вызывает нарушения нормальных циклов развития растений, приводит к задержанию или полному выпадению фенофаз.

Существуют различные механизмы воздействия микроэлементов на растения. Наиболее распространенный путь – проникновение тяжелых металлов в растения через почвенные растворы. Реже микроэлементы попадают в ткани растения через листья. Низкие концентрации микроэлементов оказывают довольно сильное действие на различные процессы, происходящие в растении, включая фотосинтез, транспирацию и дыхание.

Токсическое действие, оказываемое некоторыми элементами на почвенные организмы, приводит к уменьшению их численности и дальнейшему разрушению почвенного слоя в результате ветровой и водной эрозии. Практически невозможно рассмотреть всё многообразие воздействия загрязнителей атмосферы на экосистемы и отдельные их компоненты.

По данным Государственного доклада Министерства Природных ресурсов РФ ОАО «Бокситогорский глинозем» входит в первую десятку предприятий Ленинградской области по количеству выбросов в атмосферу и водные объекты. По многолетним данным в Бокситогорском районе преимущественно преобладают юго-западное направление ветра, таким образом, северо-восточная от завода область, где на расстоянии всего 1,2 км начинаются селитебные территории города, наиболее подвержена негативному влиянию атмосферных выбросов. В связи с этим Бокситогорский район характеризуется наибольшей по Ленинградской области частотой респираторных заболеваний сельского населения. В частности, туберкулезом легких страдает 230 из 1000 сельских жителей, что является наиболее высоким показателем по области. Однако по степени загрязненности почв район относится к одним из самых чистых.

Степень загрязненности атмосферного воздуха на территории Бокситогорского района определялась по результатам мониторинга методом лишеноиндикации. На 14 станциях, представлявших собой квадратную площадку (50×50 м), проводилась визуальная балльная оценка степени дефолиации и дехромации сосен, определялось проективное покрытие лишайниками стволов сосен. До настоящего времени зона воздействия Бокситогорского глиноземного завода на атмосферный воздух определялась экологическим отделом предприятия на основе методики ОНД-86. По этим расчетам зона негативного воздействия составляла около 43 км². Результаты мониторинга позволили существенно скорректировать оценку зоны воздействия на наземные экосистемы, которая в 7 раз превысила расчетную и составила около 292 км².

Летом 2008 г. в ССЗ завода был произведен отбор проб почв по преобладающему направлению ветра для выяснения динамики распространения выбросов. Дальнейший лабораторный анализ с помощью рентгенофлюорисцентной установки дал следующие результаты. На расстоянии 200, 400 и 500 м от источника выбросов концентрации основных тяжелых металлов оставались на уровне фоновых, а пробы, отобранные на границе километровой ССЗ, дали достоверные превышения фоновых значений по меди, марганцу, цинку, хрому и никелю. Это означает, что данные, полученные при помощи ОНД-86 и предоставляемые предприятием, не соответствуют результатам проведенных исследований.

Следующим этапом научно-исследовательской работы стал отбор проб грунта в черте города Бокситогорска летом 2008 г. Отбор был произведен на главных улицах, на границе города и санитарно-защитной зоны предприятия, а также у прилегающих к Бокситогорску населенных пунктов. В настоящее время отобранные образцы проходят пробоподготовку, в ближайшее время будет проведен анализ на рентгенофлюорисцентном спектрометре. Результатом исследований станет более полная оценка состояния почвенно-растительного покрова в Бокситогорском районе. Это поможет выявить реальную зону загрязнения, идентифицировать ореолы техногенного литохимического загрязнения и дать более полную оценку воздействия в системе «предприятие – город». В дальнейшем результаты исследований позволят спроектировать систему мониторинга почв на ОАО «Бокситогорский глинозем», на прилегающих к заводу территориях, а также в черте города Бокситогорска.

Также была проведена оценка жизненного состояния деревьев в зоне воздействия комбината.

Для целей полевой индикации загрязнения и оценки жизненного состояния деревьев наиболее часто используют следующие признаки [2]:

- 1) хлорозы и некрозы ассимиляционных органов;
- 2) снижение продолжительности жизни хвои;
- 3) снижение охвоенности крон с нарушением распределения фитомассы хвои по высоте крон;
- 4) ослабление побегообразования вследствие отмирания ветвей основной кроны с одновременным усилением образования короткоживущих побегов из спящих почек;
- 5) ускоренное отмирание ветвей основной кроны.

Основным диагностическим признаком повреждения ассимиляционных органов растений атмосферным загрязнением является наличие хлорозов и некрозов на хвое или листьях.

ОАО «Бокситогорский глинозем» относится к предприятиям по переработке алюминия, поэтому визуальные наблюдения листвы в зоне воздействия подтвердили наличие специфических для данного источника загрязнения повреждений. Так как основными загрязнителями являются соединения фтора (преимущественно фтористый водород, и диоксид серы), то для хвои некроз приурочен к верхней части хвоинки и имеет буровато-красный цвет («ожог верхушки хвои»). Повреждение может охватывать треть, половину и даже всю хвоинку. Возникновению некрозов на листьях обычно предшествуют верхушечные и краевые светло-зеленые хлорозы, меняющие затем окраску на красно-коричневую, коричневую или бурую.

Исходя из выше сказанного, была проведена оценка жизненного состояния древостоев в зоне воздействия завода. Для этого был выбран участок, находящийся в санитарно-защитной зоне предприятия. На данном участке был произведен пересчет деревьев, а затем был рассчитан индекс состояния древостоя для данного участка.

При индексе от 1,7 до 0,8 жизненное состояние древостоя оценивается как «здоровое», при индексе от 0,79 до 0,5 древостой считается «поврежденным», при индексе от 0,49 до 0,2 – «сильно поврежденным», при индексе от 0,19 и ниже – «разрушенным» или «полностью деградированным».

В нашем случае значение индекса – 0,77, а это означает, что древостой поврежден. Причин этому может быть две. Во-первых, листья деревьев подвергаются постоянному воздействию атмосферных выбросов и осадков, а, во-вторых, происходит поглощение растениями вредных веществ из почвенных растворов. В почву загрязняющие ингредиенты попадают также благодаря негативным выбросам.

Все это доказывает необходимость проведения дальнейших мониторинговых исследований и разработки методики комплексной оценки состояния природных компонентов (почвы и растительности) в зоне атмосферного воздействия предприятий металлургического профиля.

Литература

1. Литвинов В.Ф., Шайдоров А.А. Техногенные системы и экологический риск. – Новгород: Изд. НГУ, 1999.
2. Пашкевич М.А.. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. РИЦ СПГГИ(ТУ): СПб, 2000 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ РЕКРЕАЦИОННЫХ ЗОН НА БАЗЕ ОТРАБОТАННЫХ ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.С. Опрышко, В.С. Кузнецов, Р.Л. Ялышко

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

**Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова
(технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия**

Среди последствий техногенного воздействия на окружающую среду при ведении открытых работ особо следует выделить нарушения земной поверхности, и, как следствие – сокращение площадей продуктивных земель. При добыче нерудных полезных ископаемых площадь изымаемых из агро- и лесооборота территорий может достигать 0,5–0,8 га на 1 тыс. т извлекаемого из недр сырья. Существующими на сегодняшний день нормативными документами в сфере недр- и землепользования регламентируется порядок восстановления нарушенных земель, а также система их возврата для использования в народном хозяйстве.

Основными направлениями рекультивации земель нарушенных горными работами являются сельскохозяйственное, лесохозяйственное, водохозяйственное, рекреационное и строительное.

Стоит отметить, что многие учебно-методические и научные работы, затрагивающие вопросы рекультивации земель необоснованно отдают приоритет сельскохозяйственному направлению, зачастую рекомендуя его безотносительно к реальным потребностям региона и экономической целесообразности проведения комплекса восстановительных работ соответствующих данному направлению. Однако, как показывает опыт, именно восстановление земель в целях их использования в сельском хозяйстве требует наибольших затрат. При этом необходимо обеспечить не только достаточно высокое плодородие вновь создаваемых почв, но и соблюдение строго заданных морфометрических параметров вновь создаваемого рельефа – условие, без которого невозможна производительная работа сельскохозяйственных машин. Гораздо менее затратной является рекультивация с целью дальнейшего использования площадей в лесном и водном хозяйстве, а также рекреационных целях [2].

Правительство РФ на протяжении последних лет активно задает вектор развития общества направленный на пропаганду здорового образа жизни. Северо-Западный Федеральный округ, а в частности – Ленинградская область является не только одним из передовых промышленно-развитых регионов, но и является туристически привлекательной зоной, имеющей хорошо развитую инфраструктуру и характеризующуюся относительно спокойной экологической обстановкой. Вместе с тем, достаточно высокая плотность населения, интенсивное развитие промышленности и строительства (в том числе на живописных озерах Карельского перешейка) вынуждают жителей Санкт-Петербурга и Ленинградской области проводить активный отдых на территории соседней Финляндии.

На основании всего вышеизложенного задачу создания рекреационных зон на базе рекультивированных земель месторождений строительных пород, активно разрабатываемых в районах Ленинградской области, считаем не только весьма актуальной, но и целесообразной с эколого-экономической точки зрения.

В нашей работе рассмотрены и обоснованы мероприятия и технология рекреационной рекультивации на примере песчано-гравийного месторождения «Воронцовское», расположенного во Всеволожском районе Ленинградской области, в 40 км от г. Санкт-Петербурга.

С точки зрения технологии и масштабов ведения открытых горных работ карьер, отрабатывающий месторождение «Воронцовское», является типовым. Запасы песков месторождения на сегодняшний день отрабатываются с использованием плавучего землесосного снаряда, а высокий уровень грунтовых вод позволяет горной выработке находиться в затопленном состоянии.



Рис. 1. Разработка песчано-гравийного месторождения



Рис. 2. Озера Карельского перешейка

Главной задачей при организации водно-рекреационной зоны является обоснование ее параметров, обеспечивающих нормальное функционирование водоема для целей рекреации и естественного рыбозаведения. Согласно мировому опыту рекультивации, искусственный водоем должен иметь достаточные объемы воды и глубину свыше 6–8 м, обеспечивающую нормальную озерную температурную стратификацию. Большая глубина необходима для предотвращения опасной в летнее время полной автотрофной циркуляции воды. Минимальная площадь зеркала, в соответствии с требованиями к морфометрическим параметрам рельефа при выборе направлений рекультивации должна быть не менее 3–5 га.

Необходимо предусмотреть защиту водоема от возможного притока загрязняющих веществ извне, которые могут также вызвать его эвтрофикацию (например, стоки сельхозудобрений). Водоем в рамках создаваемой рекреационной зоны должен иметь достаточно ровное дно и глубины, обеспечивающие оптимальные условия развития представителей флоры и фауны. Параметры берегового рельефа должны соответствовать условиям создания пляжной зоны, вместе с тем, необходимо предусмотреть закрепление склонов рекультивируемой выработки в зоне колеблющегося уровня воды, а также устройство защитных сооружений препятствующих доступу к воде машин и механизмов [3].

Пляж при ширине 100 м и длине 500 м будет иметь площадь 5 га, что, по существующим нормам, позволит обеспечить отдых более 2500 человек. Для создания пляжа возможно использование сортированного песка, выделяемого из общей массы путем его сепарации в гидроциклоне. Изъятие грунта под территорию будущего пляжа проводится на глубину порядка 1,5–2 м. На образованный таким образом уступ укладывается сортированный песок. Для обеспечения безопасности купающихся, подводная часть уступа выполняется крутизной менее 1:10. Существует возможность создания зоны мелководья, расположенной на противоположном от зоны пляжа берегу, которая будет служить местом развития прибрежной растительности и рыбозаведения [1].

Строительство масштабной водно-рекреационной зоны в выработанном пространстве карьера, отрабатывающего месторождение «Воронцовское», имеет ряд благоприятных факторов, таких как: наличие необходимых транспортных коммуникаций, связывающих месторождение с близлежащими населенными пунктами и популярной магистралью М-10 «Скандинавия», а также стационарной воздушной линии энергоснабжения.

Предварительные экономические расчеты по созданию рекреационной зоны на примере карьера, отрабатывающего песчано-гравийное месторождение «Воронцовское», показали не только относительно высокую рентабельность такого проекта (срок окупаемости капитальных вложений не превышает 3–5 лет), но и достаточно невысокий уровень рисков, связанный, прежде всего, с практически полным отсутствием конкуренции в рассматриваемом нами сегменте рынка услуг отдыха и туризма.

Литература

1. Белоусов К.С. Рекультивация земель на Тучковском комбинате строительных материалов // Горный журнал. – Москва, 2007. – № 6. – С. 86 – 87.
2. Кириченко Ю.В., Ческидов В.В., Сенченко Д.С. Критерии выбора карьера для проведения учебно-рекреационной рекультивации // Горный журнал. – Москва, 2008. – № 9. – С. 120 – 120.
3. Технологические решения по рекультивации нарушенных земель при ликвидации шахт и разрезов: отраслевой нормативно-методический документ / Сост. В.М. Игошин, А.П. Красавин, А.М. Навитный, А.А. Харионовский и др. – Пермь: Федеральное государственное унитарное предприятие «Межотраслевой научно-исследовательский институт экологии топливно-энергетического комплекса», 2002. – 200 с.

**К ВОПРОСУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МИНИ-ГИДРОРАЗРЫВА ДЛЯ
ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ
ПЛАСТОВ****В.А. Павлов**

Научный руководитель профессор С.В. Сердюков

Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

Знание величин компонентов поля напряжений, действующих в массиве важно для предварительного моделирования и выбора системы разработки месторождения. Предварительные тесты, так называемые мини-гидроразрывы, используются для оценки напряженного состояния массива горных пород, это важно, при условии, что массивированное проведение гидроразрывов, которое получило широкое распространение для интенсификации процессов добычи полезных ископаемых и более полного их извлечения, ведет к изменению поля напряжений в массиве, вмещающем полезное ископаемое. Изменение напряженного состояния может привести не только к переориентации трещин последующих гидроразрывов, но и к изменению режима фильтрации флюида в пласте. Применение метода мини-гидроразрыва обосновано простотой его проведения, распространенностью, а также возможностью проведения исследований на значительных глубинах.

Оценка напряжений при мини-гидроразрыве проводится по следующему алгоритму: в герметизации интервала скважины, и последующего его нагружения до возникновения трещин на стенке скважины. При этом на диаграммах «давление-время» выделяют характерные точки: P_b – давление разрыва пород, P_r – давление раскрытия при повторных нагружениях, P_S – давление мгновенного запираения трещин, которые позже интерпретируются по стандартной методике в величины главных сжимающих напряжений, действующих в массиве. Определение величины давления мгновенного запираения неоднозначно, поэтому возникают различные попытки создания различных комплексных методик его интерпретации [1] или полного отказа от использования P_S для оценки напряжений [2, 3]. Давление повторного раскрытия трещин P_r определяемое традиционной методикой по результатам последних исследований [3] считают также недостоверным, что связывают с высокой фильтрацией рабочей жидкости в массив еще до раскрытия трещины. При измерении напряжений классической методикой в высокопроницаемых породах величины P_r и P_S являются не только не достоверными, но и вообще не определенными.

Для решения обозначенной проблемы разработаны две методики оценки напряженного состояния массива проницаемых горных пород базирующиеся на методе измерительного гидроразрыва. Применение этих методов позволяет проводить оценку величин напряжений, действующих в массиве, на значительных глубинах. Процесс реализации обеих методик включает два этапа. Первый (предварительный) этап: создание на исследуемом интервале скважины протяженных трещин. Протяженные трещины формируются благодаря интенсивному нагружению жидкостью высокого давления, создаваемого пневмогидроаккумулятором или электронасосом высокой производительности. При проведении исследований на больших глубинах пневмогидроаккумулятор (электронасос) помещается непосредственно в скважину рядом с изолированным интервалом для увеличения жесткости системы и соответственно расхода рабочей жидкости на наполнение протяженного трубопровода. Как и в классической методике гидроразрыва предполагается, что трещины формируются в направлении максимального сжимающего напряжения. Второй этап: в исследуемый интервал скважины помещается либо устройство с изолирующей оболочкой [4], либо устройство распорного нагружения. При выполнении измерений с использованием изолирующей оболочки вместо параметра P_S предлагается использовать зависимость изменения поперечного сечения скважины от давления [5]. При использовании устройства распорного нагружения предполагается, что созданы две перпендикулярных системы трещин, в направлении главных сжимающих напряжений, действующих в исследуемом массиве горных пород. Что позволяет определять давление раскрытия двух перпендикулярных систем трещин P_{r1} и P_{r2} , по которым после и определяются величины напряжений в массиве.

Возможность применения установки распорного нагружения для поиска естественных и техногенных систем трещиноватости, а также оценки величин поля напряжений действующих в массиве обоснована решением созданной математической модели и выполненного численного моделирования. На рис. 1 показаны результаты численного моделирования, где γ – угол поворота устройства от вертикали, а P – нагрузка передаваемая устройством на стенки скважины. Рассмотрены случаи, когда в исследуемом интервале скважины на предварительном этапе созданы две (рис. 1, справа) и четыре (рис. 1, слева) трещины, в направлении главных сжимающих напряжений (где $a = \frac{\sigma_{\min}}{\sigma_{\max}}$, σ_{\min} – минимальное сжимающее напряжение, σ_{\max} – максимальное сжимающее

напряжение, U – величина раскрытия трещины на контуре скважины). Представлена зависимость давления необходимого для раскрытия трещины на определенную величину от поворота устройства распорного нагружения.

По диаграммам видно, что с помощью устройства распорного нагружения четко определяется направление трещин созданных на предварительном этапе. То есть четко выделяются направления трещин, по меньшим значениям давлений необходимых для раскрытия трещин, при установке устройства в их направлении, на равную величину. Для получения технологических характеристик устройства распорного нагружения и особенностей измерений с его применением проведены лабораторные эксперименты. Экспериментальный стенд показан на рис. 2.

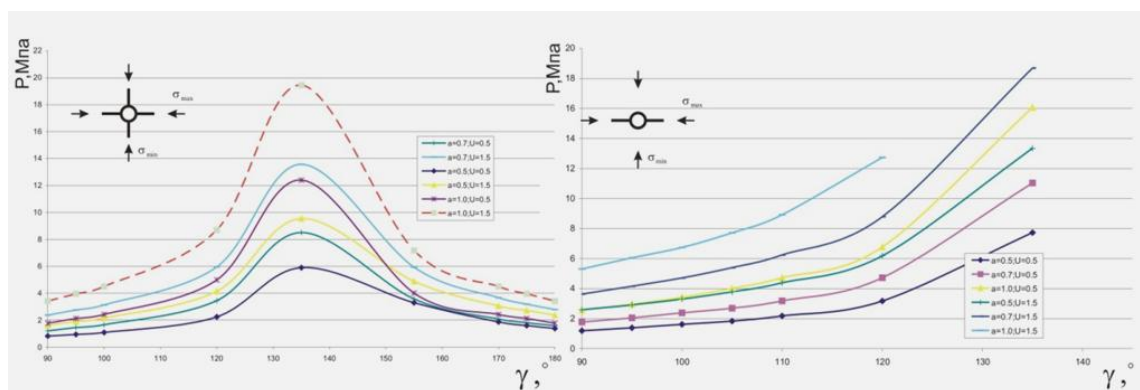


Рис. 1. Диаграммы «нагрузка – угол поворота устройства»

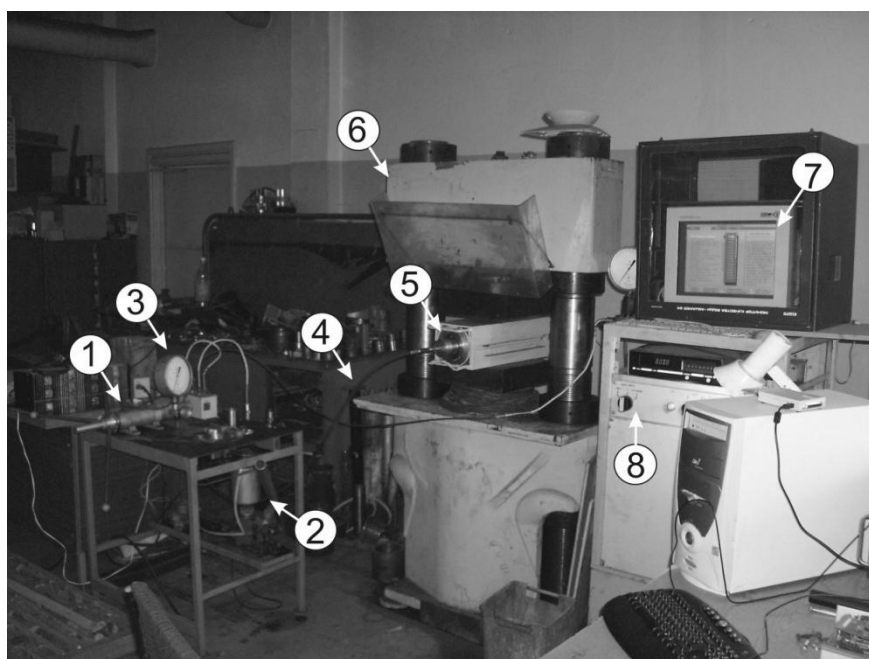


Рис. 2. Экспериментальный стенд для испытания устройства распорного нагружения (1– пресс-расходомер, 2–гидравлический насос, 3–манометр (датчики давления), 4–шланг, 5–устройство распорного нагружения в металлическом кожухе, 6–гидравлический пресс, 7–система визуализации контролируемых параметров, 8– система управления гидравлическим прессом)

Эксперименты выполнялись по следующей схеме: устройство распорного нагружения помещалось в стенд, имитирующий скважину (105 мм – диаметром) с радиальными трещинами, идущими от контура отверстия. Внешняя нагрузка создавалась гидравлическим прессом (6). Проведено несколько циклов экспериментов с различными значениями внешней нагрузки. Далее проводилось заполнение распорного устройства с помощью насоса (2) до давления 250 атм., а на более высоких давлениях пресс-расходомером (1). В результате нагрузка передавалась от устройства на стенки скважины, и происходило раскрытие трещины. С увеличением нагрузки раскрытие трещины на контуре отверстия возрастало. В ходе эксперимента фиксировалось давление раскрытия трещин и давление необходимое для открытия трещины на определенную величину. Цикл экспериментов повторялся при повороте устройства распорного нагружения на определенный угол от горизонтали, т.е. силы прикладывались к стенкам скважины не параллельно действию одноосного нагружения. Таким образом, получен коэффициент передачи нагрузки оказываемой устройством распорного нагружения на стенки скважины при различных углах поворота относительно максимального сжимающего напряжения. Исследованы технические особенности работы устройства распорного нагружения, предложена комплектация установки для измерений величин поля напряжений в полевых условиях с использованием этого устройства.

Литература

1. Baumgartner J., Zoback M. D.. Interpretation of hydraulic fracturing pressure-time records using interactive analysis methods. // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* Vol. 26, No. 6, pp. 461 – 469, 1989.
2. Ito T., Sato A., Hayashi K. Two methods for hydraulic fracturing stress measurements needless the ambiguous reopening pressure // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* Vol. 34, No. 3 – 4, Paper No. 143, 1997.
3. Ito T., Sato A., Hayashi K. Laboratory and field verification of a new approach to stress measurements using a dilatometer tool // *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* Vol. 38, No. 5, pp. 1173 – 1184, 2001.
4. Павлов В. А. Развитие метода гидроразрыва применительно к оценке напряженного состояния массива высокопроницаемых горных пород // «Горняцкая смена» / Сб. трудов молодых ученых. Т. 1. Изд. ИГД СО РАН. – Новосибирск, 2008. – С. 49 – 53.
5. Павлов В. А. Инструментальный метод оценки напряженного состояния массива глубокозалегающих проницаемых горных пород // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2009. – С. 654 – 656.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НОВОЙ ГОРНОПРОХОДЧЕСКОЙ ТЕХНИКИ**Е.В. Резанова**

Научный руководитель профессор В.В. Аксенов

*Юргинский технологический институт (филиал)**Национального исследовательского Томского политехнического университета, г. Томск, Россия, г. Юрга, Россия*

Проведение подземных выработок горнодобывающих предприятий представляет собой трудоемкий и дорогостоящий процесс. Образование полости в подземном пространстве с использованием горнопроходческого оборудования обуславливает необходимость решения вопросов безопасности проведения горных работ, повышения скорости проходки и производительности труда, снижения себестоимости.

Некоторые проблемы проходки горных выработок могут быть решены с помощью нового подхода к освоению подземного пространства – геовинчестерной технологии проведения горных работ (ГВТ) [1, 2].

Геовинчестерная технология – 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 осуществляется в совмещенном режиме. Введение дополнительной технологической операции – формирование системы законтурных каналов – вовлекает в технологический процесс проведения выработки в качестве силового связующего звена приконтурный массив горных пород [1].

Средством, реализующим геовинчестерную технологию проведения горных выработок, являются геоходы – аппараты, движущиеся в подземном пространстве с использованием геосреды. Представляя собой новый класс горных машин, геоходы предназначены для проходки подземных выработок различного назначения и расположения в пространстве.

Отличительными особенностями геоходов являются вращательно-поступательное перемещение на забой по принципу ввинчивания, наличие новых функционально-конструктивных элементов, общая функционально-компоновочная схема, возможность реализации на исполнительном органе любых напорных усилий, качественно новые функциональные возможности.

Вращение головной секции носителя геохода обеспечивается за счет расположенных по хордам гидроцилиндров поворота, цапфы штоков которых закреплены на головной, а цапфы корпусов крепятся к стабилизирующей секции. При выдвигании штоков, за счет геометрической особенности расположения гидроцилиндров, создается мощный вращательный момент. При этом, являясь внутренним двигателем, гидроцилиндры поворота не только начинают вращать головную секцию, но и передают равный по величине момент, порядка 3500 – 3600 кН·м, на стабилизирующую секцию носителя геохода.

Для обеспечения возможности работы геохода необходимо удерживать стабилизирующую секцию носителя от реактивного проворота. В противном случае будет вращаться стабилизирующая, а не головная секция геохода.

Задача удержания стабилизирующей секции от реактивного проворота обусловила необходимость введения устройств противовращения, которые должны воспринимать реактивный момент и перераспределять его на массив [1, 2]. Устройства противовращения являются одним из основных функциональных устройств, напрямую определяющих работоспособность геоходов.

Устройство противовращения – функциональное устройство геохода, предназначенный для предотвращения проворота стабилизирующей секции, восприятия и перераспределения на окружающий массив реактивного момента от действия силового оборудования (гидроцилиндров перемещения).

Являясь одним из важнейших функциональных устройств геохода, устройства противовращения были применены в первых экспериментальных образцах геоходов ЭЛАНГ–3 и ЭЛАНГ–4 (аббревиатура авторского коллектива – Эллер А.Ф., Аксенов В.В., Нагорный В.Д., Горбунов В.Ф.) [1, 2].

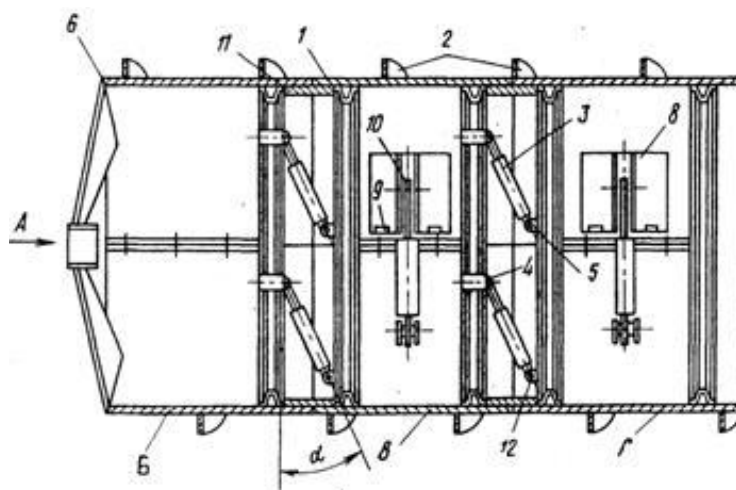


Рис. 1. Принципиальная конструктивная схема геолода ЭЛАНГ-3

Устройство противовращения трехсекционного геолода ЭЛАНГ-3 представляло собой шесть анкерных лыж 8, смонтированных на промежуточной В и стабилизирующей Г секциях носителя. Конструктивно анкерные лыжи выполнены в виде секторов, шарнирно закрепленных на концевых секциях гидродомкратов перемещения 10 и дополнительно связанных с ними посредством гидроцилиндров управления 9.

При перемещении геолода устройства противовращения врезались в контур выработки и воспринимали реактивный момент от ножей исполнительного органа и сил, препятствующих повороту головной секции. Работа элементов противовращения происходила циклично. Принципиальная конструктивная схема геолода ЭЛАНГ-3 приведена на рис. 1.

Шахтные испытания геолода ЭЛАНГ-3 показали, что ввиду недостаточной площади контакта устройств противовращения с массивом вмещающих горных пород наблюдался поворот стабилизирующей секции носителя.

Принципиальным отличием двухсекционного геолода ЭЛАНГ-4 от трехсекционного ЭЛАНГ-3 являлась возможность совмещенного во времени перемещения секций. В геолоде была применена иная конструкция устройств противовращения – в виде пластин, плоскости которых были параллельны образующим цилиндрической оболочки носителя (рис. 2).

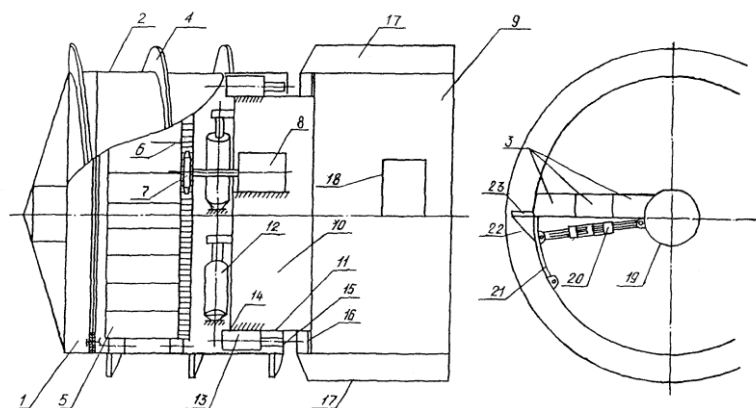


Рис. 2. Принципиальная конструктивная схема геолода ЭЛАНГ-4

Однако в конструкции геолода ЭЛАНГ-4 изначально было заложено противоречие. Исполнительный орган геолода, выполненный в виде барабана с резцами, предназначался для разрушения пород крепостью $f \leq 4-6$ по шкале проф. М.М. Протодяконова, а устройства противовращения (стрингеры) оснащались ножами, которые могли разрушать породу до $f \leq 1$. Предусмотренные конструкцией окна, предназначенные для возможно активного разрушения пород большей крепости, проблемы не решали. Устройства противовращения остались самым слабым звеном геолода.

Отсутствие требований к устройствам противовращения, обоснованных технических и конструктивных решений, методик расчета конструктивных, силовых и прочностных параметров элементов противовращения, адаптивных к различным горно-геологическим условиям, сдерживают создание новых образцов геолодов.

Для достижения поставленной цели – обоснования конструктивных и силовых параметров устройств противовращения геологов, необходимо решить следующие задачи:

- 1) сформулировать требования к устройствам противовращения геологов;
- 2) синтезировать варианты технических и конструктивных решений устройств противовращения;
- 3) разработать модель взаимодействия устройств противовращения с массивом пород;
- 4) разработать методики расчета конструктивных, силовых и прочностных параметров устройств противовращения с учетом различных горно-геологических условий.

Литература

1. Аксенов В.В. Геовинчестерная технология проведения горных выработок. – Кемерово: Институт угля и углехимии СО РАН, 2004. – 264 с.
2. Винтоповоротные проходческие агрегаты / А.Ф. Эллер, В.Ф. Горбунов, В.В. Аксенов. – Новосибирск: ВО «Наука». Сибирская издательская фирма, 1992. – 192 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ И ПРОЧНОСТИ РОТОРОВ ОСЕВЫХ ВЕНТИЛЯТОРОВ ГЛАВНОГО ПРОВЕТРИВАНИЯ

Е.Ю. Русский

Научный руководитель профессор А.М. Красюк
Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Определяющую роль в обеспечении безопасности подземных работ играют шахтные вентиляционные системы, основным звеном которых являются вентиляторы главного проветривания (ВГП).

Важнейшая характеристика шахтных осевых вентиляторов главного проветривания – это эксплуатационная надежность, которая в значительной степени зависит от запаса прочности и уровня вибраций основных элементов вентилятора. Одной из главных задач при проектировании вентиляторов является обеспечение прочности основных узлов. Создание высоконагруженных вентиляторов путем увеличения окружной скорости лопаток до 117 м/с накладывает повышенные требования к узлам ротора.

Важнейшим параметром надежности вентиляторов является запас прочности основных узлов и деталей, неисправность которых может вызвать аварийную ситуацию в целом на шахте.

Одним из ответственных узлов ротора вентилятора является корпус рабочего колеса (РК).

На рис. 1 показана схема корпуса РК, а также схема сил, действующих на него. На корпус РК действуют силы инерции от лопаток и собственного веса силового пояса, а также от веса лопаток.

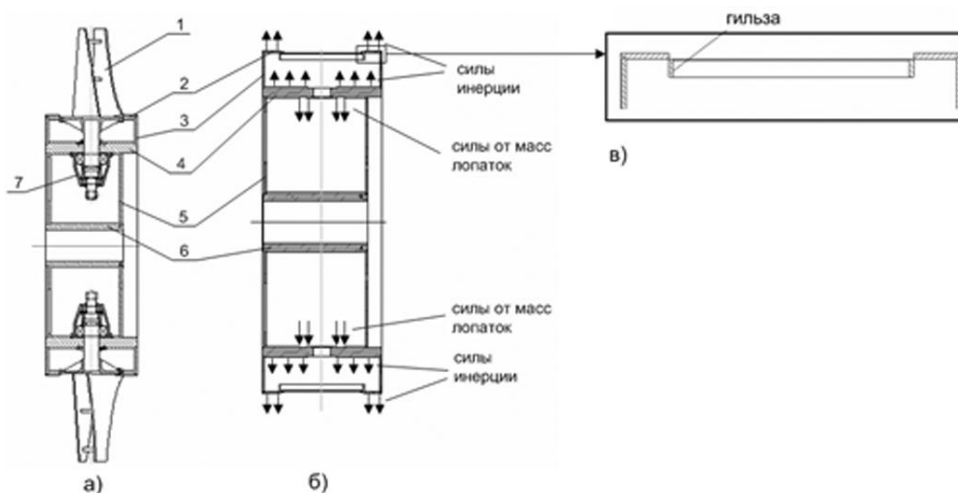


Рис. 1. Рабочее колесо: а) схема рабочего колеса вентилятора; б) силы, действующие на рабочее колесо; в) гильза в корпусе рабочего колеса: 1 – сдвоенная листовая лопатка, 2 – обечайка, 3 – опорный диск, 4 – силовой пояс, 5 – несущий диск, 6 – ступица, 7 – стакан

Первоначально в исходном проекте вентилятора (с толщиной обечайки 15 мм) напряжения в обечайке составляли 500 МПа, что в 1,8 раза превышало допустимые напряжения ($\sigma_{\text{доп}} = 260$ МПа). Для уменьшения уровня напряжений было предложено установить гильзы в обечайку (рис. 1, в). Установка гильз позволяет снизить напряжения в 1,5 раза.

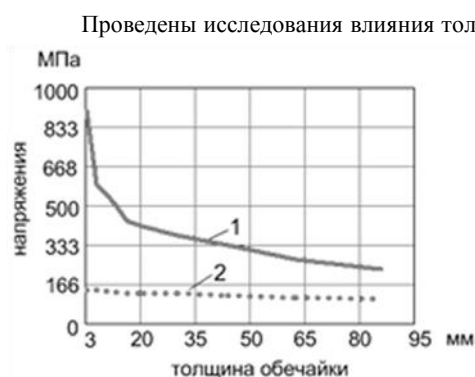


Рис. 2. График зависимости напряжений от толщины обечайки:
1 – без гильзы; 2 – с гильзой

толщины обеспечивает оптимальный уровень напряжений.

Применение обечайки толщиной 3 мм с установленными гильзами по сравнению с исходным проектом с толщиной 15 мм позволяет сэкономить 119 кг стали. Снижение массы уменьшает момент инерции, способствует снижению мощности электродвигателя, способствует снижению нагрузок на подшипниковые узлы и упрощает балансировку.

Первая собственная частота РК при толщине обечайки 3 мм равна 12 Гц, что практически совпадает с основной возбуждающей частотой – частотой вращения ротора, равной 10 Гц.

Для отстройки корпуса РК от основной возмущающей частоты – частоты вращения ротора – 10 Гц – можно использовать ребра, устанавливаемые в корпусе РК. Варьируя параметры ребер, можно добиться необходимой отстройки частот.

Силовой пояс является основной компонентой РК, поэтому нахождение его рационального положения позволит минимизировать массу РК. На рис.3, а показан график зависимости массы корпуса РК от его радиуса. Для исследования рационального положения силового пояса определена зависимость изменения скорости роста массы корпуса РК от радиуса силового пояса (рис. 3, б).

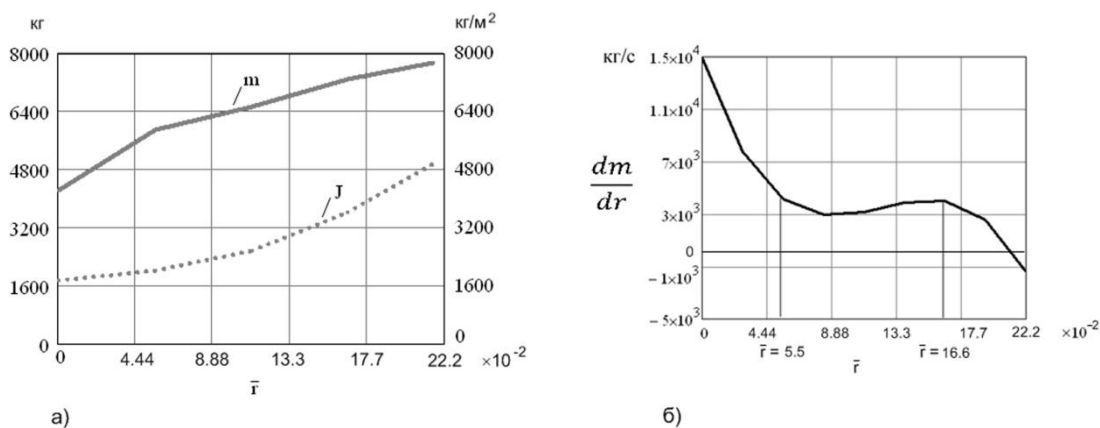


Рис. 3. Графики зависимостей для силового пояса РК:
а – график зависимости массы и момента инерции корпуса РК от расположения силового пояса; б – график изменения скорости роста массы от расположения силового пояса

На графиках координата \bar{r} – безразмерная, и определяется формулой:

$$\bar{r} = \frac{r}{R}$$

где r – радиус силового пояса (переменная величина), R – радиус рабочего колеса по концам лопаток (для осевого вентилятора ВО-36К $R = 3600$ мм).

По графику определяем область минимальной скорости роста массы – это диапазон изменения \bar{r} от 5,5 до 16,6. Или, при переходе в размерную координату r , от 0,2 м до 0,6 м. Конкретное значение координаты сило-

вого пояса в данном диапазоне определяется исходя из требований конструкции и технологии проектируемого корпуса РК.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЙ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ШТАНГ ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОМ БУРЕНИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

А.Л. Саруев

Научный руководитель профессор В.Г. Лукьянов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При вращательно-ударном нагружении резьбовых соединений штанг возникают нормальные и касательные напряжения, а также напряжения изгиба.

Максимальные нормальные напряжения в буровой штанге при продольном ударе можно определить по методике, изложенной в работе Ф. Арндта [1].

В случае, если предупредительная скорость бойка неизвестна, например, при проектировании новых ударных узлов, то формулу Ф. Арндта (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы) можно привести к виду:

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2, \quad (1)$$

где v – предупредительная скорость бойка, м/с;

– модуль упругости;

– скорость звука в материале штанги;

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2, \quad (2)$$

– сечение первой ступени бойка;

– сечение штанги;

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2, \quad (3)$$

– сечение второй ступени бойка.

Для упрощения расчетов параметров новых пневматических ударных узлов и максимальных напряжений сжатия в буровых штангах при продольном ударе по формуле (1) построены номограммы.

Максимальные нормальные напряжения, возникающие в нарезанной части штанги, в муфте (ниппеле) при вращательно-ударном бурении, можно определить по формулам:

а) в нарезанной части штанги (для бойка двухступенчатой цилиндрической формы):

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2, \quad (4)$$

где σ – максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия крутящего момента;

– максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги от действия осевого усилия подачи;

– максимальные статические напряжения, возникающие в резьбовой части штанги при довинчивании штанг в результате нанесения ударов и действия крутящего момента;

– максимальные динамические напряжения, возникающие в нарезанной части штанги при продольном ударе бойка;

– осевое усилие, возникающее в резьбовом соединении от действия крутящего момента, определяемого по формуле

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2, \quad (5)$$

$$\sigma = \frac{v \cdot \rho \cdot \omega^2 \cdot r}{2} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2,$$

– внешний крутящий момент;

– коэффициент трения на опорном торце трубы;

– наружный диаметр опорного торца трубы;

– внутренний диаметр опорного кольцевого торца трубы;

– средний диаметр резьбы;

– угол подъема винтовой линии;

– приведенный угол трения в резьбе;

– сечение в месте резьбы штанги;

– коэффициент, учитывающий отношение максимальной силы, определенной опытным путем к максимальной силе, полученной при расчете. По нашим опытам $\sigma = 0,68 \dots 0,73$.

Равенство (4) остается справедливым до полной разгрузки муфты (ниппеля) от напряжений растяжения (уменьшающихся за счет увеличения осевого усилия подачи), то есть при

$$(6)$$

Если внешняя нагрузка от осевого усилия подачи возрастет до величины, обеспечивающей выполнение неравенства:

(7)

то соединительный элемент (муфта, ниппель) полностью освобождается от осевой нагрузки и максимальные нормальные напряжения в резьбовой части трубы необходимо определять по выражению:

(8)

б) в резьбовой части бурильной трубы (для бойков двухступенчатой цилиндрической формы):

(9)

Формула (8) справедлива до начала полной разгрузки муфты (ниппеля) от напряжений растяжения (уменьшающихся за счет увеличения осевого усилия подачи), то есть при

Если внешняя нагрузка от осевого усилия подачи возрастает до величины, обеспечивающей выполнение неравенства, то соединительный элемент освободится от осевой нагрузки и максимальные напряжения в резьбовой части трубы необходимо рассчитывать по формуле:

(10)

в) максимальные нормальные напряжения, возникающие в муфте (ниппеле), находим по зависимости:

- для одноступенчатых бойков цилиндрической формы:

(11)

- для двухступенчатых бойков:

(12)

где $\sigma_{\text{ст}}$ – максимальные статические напряжения, возникающие в муфте (ниппеле) от действия крутящего момента;

$\sigma_{\text{ст}}^{\text{бу}}$ – максимальные статические напряжения, возникающие в муфте (ниппеле) при довинчивании бурильных труб в результате действия крутящего момента и нанесения ударов.

На основании опытных данных в формулах (6 – 12) принимаем:

$\alpha = 0,54-0,57$ – для круглого профиля резьбы;

$\beta = 0,68-0,73$; $\gamma = 1,15$ – для ниппельного соединения труб; $\delta = 1,2$ – для муфтового соединения.

2. Определяем максимальные касательные напряжения в резьбовой части бурильной трубы и муфты (ниппеля) по известным формулам расчета при кручении полых стержней:

(13)

(14)

где $d_{\text{вн}}$ и $d_{\text{нар}}$ – наружный и внутренний диаметры резьбовой части бурильных труб;

$d_{\text{нар}}^{\text{ни}}$ и $d_{\text{вн}}^{\text{ни}}$ – наружный и внутренний диаметры ниппеля;

$\alpha = 0,3-0,5$ – опытный коэффициент, учитывающий снижение касательных напряжений в соединительном элементе труб при ударных нагрузках.

По нашим опытам коэффициент для ниппельного соединения с круглым профилем резьбы равен 0,85, для муфтового соединения с круглым профилем резьбы равен 0,8.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта на проведение поисковой научно-исследовательской работы в рамках реализации ФЦП "Научные и научно-педагогические кадры инновационной России" на 2009-2013 годы по мероприятию 1.3.1.

Литература

1. Arndt F. K. Der Schlagablauf in Kolben und Stange beim Schlagenden Bohren // Gluckauf – 1960. – Heft №24. – S.1516 – 1524.
2. Шадрин А.В., Саруев А.Л., Саруев Л.А. Динамические процессы в колонне труб при вращательно-ударном бурении скважин малого диаметра из подземных горных выработок: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 175 с.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ЗОН ОПАСНЫХ ПО ВЫБРОСУ УГЛЯ И ГАЗА

Т.У. Сеилханов

Научный руководитель профессор В.С. Портнов

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

Многие исследователи выбросоопасные зоны угля и газа увязывают с геологическими нарушениями, рассматривая эти участки как зоны пониженных прочностных свойств, аномальных коллекторских свойств, аномальных тектонических напряжений. Условия возникновения и развития внезапных выбросов рассмотрены в

работах [2, 3, 5] и др. Общим выводом исследований является приуроченность выбросов угля и газа к трещиновато-пористым, газонасыщенным зонам, обладающих склонностью к послойному разрушению.

Внезапные выбросы происходят при внедрении горной выработки в зону тектонических нарушений угольных пластов, характеризующуюся низкой прочностью и газопроницаемостью угля и высокой тектонической нарушенностью и природной газонасыщенностью. Приуроченность внезапных выбросов к зонам тектонически препарированного и трещиноватого угля подтверждают ситовый анализ, исследование трещиноватости и пористости угля, выбросоопасных зон [5].

С 1959 по 2008 гг. в Карагандинском угольном бассейне зарегистрировано 54 внезапных выброса угля и газа [4], в том числе 19 – на Промышленном участке, 16 – на Саранском участке, 3 – в Шерубай-Нурунском районе и 16 выбросов – в Тентекском районе.

Анализ материалов свидетельствует, о том, что все выбросы в бассейне произошли в зоне геологических нарушений: при приближении выработок к крупным тектоническим нарушениям, в сопутствующих этим нарушениям зонах мелких нарушений и в зонах уменьшения или увеличения мощности пласта. Из всех случаев выбросов угля и газа 23 выброса приурочены к разрывным нарушениям в основном типа – взбросов, 20 – к зонам мелких тектонических нарушений, 10 выбросов произошли в зоне изменения мощности пласта (утонение или раздув пласта) и при наличии интенсивно перемятой пачки пласта и 1 – в зоне ослабленных пород почвы пласта и резкого изменения его гипсометрии.

Так, на Промышленном участке из 13 выбросов, происшедших на пласте К₁₂ «Верхняя Марианна», 10 произошли вблизи взброса VIII с амплитудой 2–10 м. Остальные 3 выброса наблюдались при проведении выработок в зоне мелких нарушений. На шахте «Саранская» 5 выбросов из 8 произошли в зонах мелких нарушений вблизи сброса XXIX с амплитудой 5–15 м. В зависимости от сложности тектонического строения углепромышленных районов (участков) изменяется глубина, начиная с которой происходят выбросы угля и газа. Наиболее нарушены угольные пласты на Саранском участке (табл.). В связи с этим минимальная глубина, на которой отмечены внезапные выбросы, составляет на Саранском участке – 200 м, а в Шерубай-Нурунском районе – 300 м, в Тентекском районе – 320 м, на Промышленном участке – 350 м от поверхности.

Таблица

Сведения о показателях выбросоопасности в зонах внезапных выбросов угля и газа на шахтах Саранского участка Карагандинского угольного бассейна

№ выбросов	Шахта	Индекс пласта	Глубина места выброса от поверхности, м	Газонасыщенность угля X, м ³ /т	Давление газа в пласте, кгс/см ²	Влажность угля W, %	Приуроченность выбросов к зонам геологических нарушений
1	«Сокурская»	K7	277	15,6	17,7	3,35	Взброс с амплитудой 4,0 м
2	«Сокурская»	K7	277	15,6	17,7	3,33	То же
3	«Актаская»	K12	269	10,9	16,9	3,38	В зоне мелких нарушений
4	«Актаская»	K12	271	10,9	17,2	3,37	В зоне мелких нарушений
5	«Саранская»	K12	346	12,3	25,6	2,91	Взброс с амплитудой 0,6 м
6	«Сокурская»	K10	273	11,8	19,3	3,35	В зоне мелких нарушений
7	«Дубовская»	K7	200	10,7	12,5	3,91	Вблизи взброса с амплитудой 5,0 м
8	«Сокурская»	K12	257	10,8	15,7	3,47	Вблизи взброса с амплитудой 5,0 м
9	«Сокурская»	K12	257	10,8	15,7	3,47	То же
10	«Саранская»	K10	353	14,3	26,3	2,87	Взброс с амплитудой 1,0 м
11	«Саранская»	K10	358	14,3	26,8	2,85	Сдвиг с тремя сближенными сместителями
12	«Саранская»	K12	313	11,7	22,3	3,10	Нарушение с амплитудой 0,25 м около сброса XXIX с амплитудой 5-15 м
13	«Саранская»	K12	388	12,9	29,8	2,70	В зоне взброса с амплитудой 1,2 м
14	«Саранская»	K12	373	12,7	28,3	2,77	В зоне послойного нарушения пласта
15	«Саранская»	K12	382	12,8	29,2	2,73	Взброс с амплитудой 0,5 м и сдвиг
16	«Саранская»	K12	383	12,8	29,3	2,73	В зоне мелких нарушений

Выбросы при проведении подготовительных выработок происходили в основном на мощных пластах. Так из 43 выбросов, 39 выбросов (91 %) произошли на пластах мощностью 3,5 м и более. По происшедших

внезапных выбросов наиболее выбросоопасным является мощный пласт K_{12} «Верхняя Марианна», на котором зарегистрировано 23 выброса, или 42,6 % от общего числа. На мощных пластах D_6 «Кассинский» и на K_{10} «Феликс» произошло соответственно по 11 и 9 выбросов. По количеству выброшенного угля и газа пласт D_6 является самым выбросоопасным в бассейне.

Существующие методы прогноза потенциальной опасности по внезапным выбросам зон тектонических нарушений основаны на использовании данных, полученных при бурении скважин. Количество скважин определяется сложностью горно-геологических условий. Однако даже большое их количество не может в полном объеме обеспечить исходную информацию для установления границ потенциально выбросоопасных зон. Так, при детальной геологической разведке выявляются лишь 10–20 % всех тектонических нарушений в опасных по выбросам пластах, а остальные нарушения вскрываются горными выработками.

Для выявления выбросоопасных зон геофизическими методами предлагается следующая геолого-физическая модель выбросоопасной зоны:

1. Тектоническая нарушенность угля и вмещающих пород (уголь и вмещающие породы обладают повышенной трещиноватостью или перемяты до состояния брекчий вплоть до землистой, бесструктурной массы, мощность нарушенной пачки угля, формирующий выброс составляет 20 см и выше), приводит к снижению крепости угля с увеличением интенсивности трещиноватости. Значения коэффициента крепости угля для пласта ($f_{пл}$) опасных и неопасных по выбросам участков изменяются в широких пределах. Потенциально выбросоопасными считаются участки пластов с $f_{пл} < 0,54$. При $f_{пл}$ от 0,54 до 1,52 участки пластов могут быть опасными и не опасными, при $f_{пл} > 1,52$ – участки не опасны по выбросам.

2. Значительная изменчивость физико-механических свойств угольного пласта и вмещающих пород как в массиве в целом, так и выбросоопасных зонах приводит к увеличению общей пористости и уменьшению плотности, изменению степени анизотропии деформационных и геофизических характеристик.

3. В выбросоопасных тектонических нарушениях (взбросы, надвиги и сдвиги, формирование которых происходило при сжимающих напряжениях) при переходе с висячего на лежачее крыло разрывных нарушений, наблюдается резкое изменение скорости упругих волн и их поглощения.

В опасной газодинамической зоне угольного пласта тензор деформации имеет нелинейный характер за счет нелинейности среды. Кроме того, существует физическая нелинейность упругих характеристик среды, обусловленная структурными особенностями нарушенного угольного массива [1].

4. Потенциально выбросоопасные зоны отличаются значительно меньшим электросопротивлением, особенно на входе в эти зоны (в 2–4 раза), и уменьшением скорости упругих волн до 2-х раз.

5. Ширина трещины смещения и приразрывной зоны, а также величины физических свойств пород находятся в зависимости от типа нарушения, амплитуды разрыва, литологического состава, степени вторичного преобразования пород.

6. У сбросов разуплотнение пород наблюдается в обоих крыльях, для надвигов характерно наличие скачка физических свойств у контактируемых по сместителю пород, которой определяется амплитуда надвига.

Литература

1. Зыков В.С., Егоров П.В. Прогноз и предотвращения внезапных выбросов угля и газа в очистных забоях угольных шахт. – Кемерово: КузГТУ, 2003. – 198 с.
2. Мурашев В.И. Механизм развязывания внезапных выбросов угля и газа в горных выработках // Основы теории внезапных выбросов угля, породы и газа. – М.: Недра, 1978. – С. 140 – 161.
3. Петросян А.Э., Иванов Б.М. Причины возникновения внезапных выбросов угля и газа // Основы теории внезапных выбросов угля, породы и газа. – М.: Недра, 1978. – С. 3 – 61.
4. Ходжаев Р.Р. Теоретические основы прогноза и предупреждения газодинамических явлений в угольных шахтах: Автореферат. Дис. ... докт. техн. наук. – Караганда: КарГТУ, 2009. – 15 с.
5. Эттингер И.Л. Внезапные выбросы угля и газа и структура угля. – М.: Недра, 1969. – 160 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАМЕРНО-СТОЛБОВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ИСХОДЯ ИЗ НАДЕЖНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

Д.А. Урбаев, Д.Г. Иванов, Е.С. Майоров

Научный руководитель профессор С.А. Вохмин

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

При применении камерно-столбовых систем разработки основной проблемой является обеспечение надежности подземной конструкции, поскольку в очистном пространстве постоянной находятся люди. Данная особенность технологии горных пород, как сложной производственной системы (ПС), предполагает безотказность действия каждого конструктивного элемента: потолочины и целиков.

Понимая под надежностью сложной технической системы вероятность выполнения последней заданной функции, при условии полной безопасности работ, применяем, что для камерно-столбовой системы (КСС) в качестве одного из определяющих элементов надежности конструкции следует считать устойчивость опорных целиков [1]. Следовательно, поставленная задача должна решаться исходя из затрат на создание подземной конструкции, последующих расходов на поддержание и эксплуатацию подземного сооружения, а также ущерба от потерянной части запасов в целиках.

В общем виде решение данной задачи предполагает определение показателя экономичности рассматриваемой производственной системы в виде:

где C – стоимость сооружения подземного комплекса выработок в долях единиц от ценности запасов;
 B – показатель увеличения стоимости сооружения выработок с учетом ущерба от дополнительных потерь запасов;

P – базовая надежность ПС;

D – показатель увеличения начальной надежности (ПС) вследствие технологических мероприятий;

Π – производительность системы разработки.

Показатель экономичности содержит всю информацию о производительности, надежности и экономичности основной и конкурирующей систем разработки. Очевидно, что если , то предполагаемый вариант отработки запасов будет экономичнее. В общем случае проектирование сложных систем предполагает не только увеличение их надежности, но и улучшение других эксплуатационно-технических характеристик, определяющих повышение эффективности системы разработки.

Литература

1. Попов В.Л. Проектирование строительства подземных сооружений: учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989.

К РАЗРАБОТКЕ МЕТОДИКИ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ И ЗАГЛУБЛЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ СТРОИТЕЛЬНЫХ РИСКОВ

Д.А.Урбаев, Е.С.Майоров, Д.Г.Иванов

Научный руководитель профессор С.А. Вохмин

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Согласно данным [2] при строительстве подземных и заглубленных сооружений количество аварий из-за ошибок при производстве работ и неправильно подобранной технологии производства остается неизменным на протяжении последних 10 лет.

Постоянное число аварий обусловлено некорректным выбором технологии строительства в существующих условиях, что в свою очередь вызвано: во-первых, большим разнообразием разработанных и применяемых технологий; во-вторых, наиболее значимыми факторами при выборе той или иной технологии для строительных и инвестиционных компаний, как правило, являются простота применения и низкая себестоимость.

Выбор оптимальной технологии возведения подземного сооружения в конкретных условиях является сложной задачей. Суть разрабатываемой методики заключается в оценке сложности геотехнических условий и технологии строительства подземных и заглубленных сооружений путем учета совместного влияния нормированных величин существенности, изменчивости и значимости основных показателей на сложность строительства объекта.

На данный момент существуют методики определения геотехнических категорий сложности возводимых или реконструируемых объектов [1]. Также разработана классификация геотехнической категории объекта [3]. Все это помогает предпринять меры по снижению вероятности возникновения аварийных ситуаций при строительстве сооружений, но не выбрать оптимальную в данных геотехнических условиях технологию.

Существующие на рынке строительных услуг технологии применяемые при строительстве подземных и заглубленных сооружений весьма многочисленны. Все представленные технологии можно разделить на три группы:

1. Технологии для крепления стен котлованов;
2. Технологический способ возведения подземных сооружений (открытый, закрытый, полузакрытый);
3. Усиление оснований и фундаментов существующих зданий.

Необходим механизм для применения данных методик в процессе выбора вариантов технологических решений, чтобы от предварительной оценки сложности условий строительства перейти к рекомендуемым технологиям.

Для этого необходимо выделить факторы, влияющие в процессе выбора технологии на окончательное решение. В результате анализа различных факторов выделены их основные группы:

- 1) конструктивная (класс ответственности зданий и сооружений по СНиП 2.01.07-85);
- 2) геологическая и гидрогеологическая (категории сложности инженерно-геологических условий);
- 3) технологическая (уровень сложности применяемой технологии);
- 4) экологическая (уровень влияния на окружающую среду);
- 5) попадание окружающей застройки в зону влияния строящегося сооружения, стесненность площадки строительства.

В ходе дальнейших исследований будет разработана методика оценки сложности геотехнических условий и применяемых технологий, позволяющая упростить выбор подходящей для существующих условий технологии строительства подземных и заглубленных сооружений и тем самым существенно снизить строительные риски и вероятности аварий.

Литература

1. Улицкий В.М., Шашкин А.Г. Геотехническое сопровождение реконструкции городов (обследование, расчеты, ведение работ, мониторинг). – Москва: Изд-во АСВ, 1999.
2. Чунюк Д.Ю. Обеспечение безопасности и снижение рисков в геотехническом строительстве // Вестник МГСУ 2.– М.: МГСУ, 2008.
3. Пособие к МГСН 2.07-01 Обследование и мониторинг при строительстве и реконструкции зданий и подземных сооружений. – М., 2004.

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Филатова

Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, горный инженер М.А. Князев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В Томской области особенно остро стоит проблема с попутным нефтяным газом (ПНГ), растворенным в нефти и выделяющимся из неё при сепарации. Это ценнейшее углеводородное сырьё, значительная часть которого из-за отсутствия экономически эффективных технологий переработки сжигается на факелах.

На территории Томской области выделяют четыре района нефтегазодобычи: Стрежевской, Васюганский, Южно-Васюганский и Пудинский.

Лицензии на право добычи углеводородного сырья имеют 26 юридических лиц. Большая часть предприятий входит в состав холдингов. По этой причине они имеют общую программу утилизации попутного нефтяного газа.

Таблица 1

Объёмы добычи и утилизации попутного нефтяного газа в Томской области

№ п/п	Предприятия	Объёмы добычи ПНГ, млн м ³					
		2007	2008	2009	2010	2011	Всего
1	ОАО «Томскнефть» ВНК	1935,0	1862,4	1908,8	2040,9	2010,7	9757,8
2	ООО «Газпромнефть-Восток»	61,9	102,6	344,6	402,6	350,8	1262,6
3	ОАО «Томскгазпром»	10,5	11,7	144,8	322,3	320,3	809,6
4	НК «Русснефть»	46,0	51,0	79,0	146,0	230,0	552,0
5	ООО «СТС-Сервис»	2,0	11,0	20,1	118,4	156,7	308,2
6	ООО «НордИмперил»	11,9	40,4	54,2	77,4	86,5	270,5
7	ООО «Жиант»	0,0	12,9	24,6	49,1	56,6	143,2
8	ОАО «Восточная транснациональная компания»	23,9	26,7	27,8	26,4	26,1	130,9
9	ООО «Южно- Охтеурское»	3,8	13,4	17,3	19,5	20,9	74,9
10	ООО «Матюшкинская вертикаль»	2,0	6,0	12,0	19,0	33,0	72,0
11	ООО «Томскгеонефтегаз»	0,2	0,4	3,5	8,6	9,7	22,4
12	ОАО «Средне-Васюганское»	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	12,6
13	ОАО «Томская нефтегазовая компания»	0,6	1,3	2,1	2,5	2,9	9,4
	ИТОГО	2100	2142	2641	3235	3307	13425

Требования к нефтяным компаниям, касающиеся рационального использования попутного нефтяного газа при разработке месторождений углеводородов, с каждым годом ужесточаются. В настоящее время существующая инфраструктура в нефтегазовом секторе Томской области не соответствует требованиям 95 %-го сбора и утилизации попутного нефтяного газа к 2012 г. Поэтому, чтобы избежать высоких штрафов, необходимо принять меры по повышению эффективности использования попутного нефтяного газа в период 2008-2012 гг.

Таким образом, основными целями нефтегазодобывающих предприятий на 2008 – 2012 гг. являются: исключить риск отзыва лицензии на право добычи нефти, обеспечить высокое использование попутного нефтяного газа, сократить объёмы сжигаемого газа и предельно допустимых выбросов в атмосферу, обеспечить реализацию попутного нефтяного газа сторонним организациям для переработки в пределах месторождения.

Для достижения этих целей необходимо выполнение следующих задач:

1. Увеличение поставки газа потребителям.
2. Реконструкция существующих газоперекачивающих объектов для сохранения объёмов поставки газа потребителям.

3. Обеспечение топливным газом объектов энергетики.
4. Реализация решений ЦКР по организации газового и водогазового воздействия на продуктивные пласты.
5. Строительство малотоннажных установок по переработке газа на отдаленных месторождениях с развитой инфраструктурой силами специализированных организаций.

В Стрежевском районе по показателям 2009 – 2012 гг. общий объем добычи попутного нефтяного газа составит 1146 млн м³, объем использования – 858 млн м³, утилизация – 75 %. Будет сожжено 288 млн м³. Утилизация увеличится с 62 % в 2007 г. до 89 % в 2012 г. В Васюганском районе величина общего объема добычи попутного нефтяного газа будет составлять 1884 млн м³, объем использования – 810 млн м³, утилизация – 43 %. По прогнозам утилизация вырастит с 21 % в 2007 г. до 69 % в 2012 г. Для достижения 95 %-го уровня необходимо утилизировать ещё 980 млн м³. Доля утилизируемого попутного нефтяного газа от добываемых объемов увеличится с 23 % в 2007 г. до 95 % в 2011 г. Объемы добычи и использования попутного нефтяного газа в Южно-Васюганском районе составят 1250 и 733 млн м³, утилизация – 73 %. Вырастет с 27 % в 2007 г. до 93 % в 2012 г. Для достижения 95 %-го уровня необходимо утилизировать ещё 318 млн м³. Доля утилизируемого попутного нефтяного газа от объемов добываемых в Южно-Васюганском районе увеличится с 28 % в 2007 г. до 80 % в 2011 г. В Пудинском районе общий объем добычи газа – 13198 млн м³, объем использования – 9318 млн м³, утилизация – 71 %. Снизится с 81 % в 2007 г. до 69 % в 2012 г. Для достижения 95 %-го уровня необходимо утилизировать ещё 3220 млн м³.

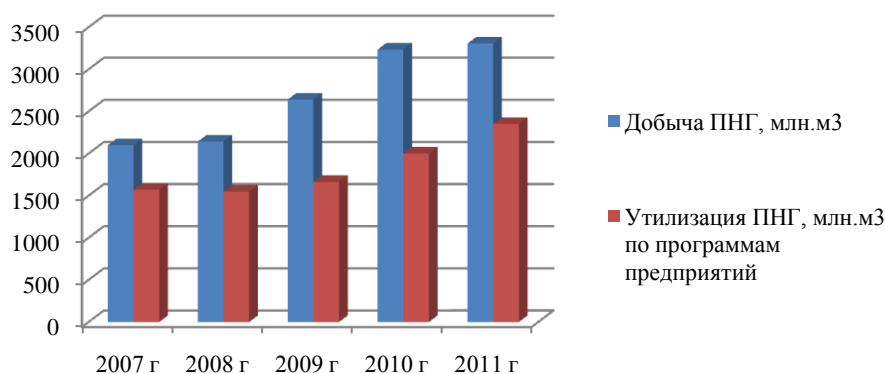


Рис. 1. Объемы добычи и утилизации попутного нефтяного газа в Томской области

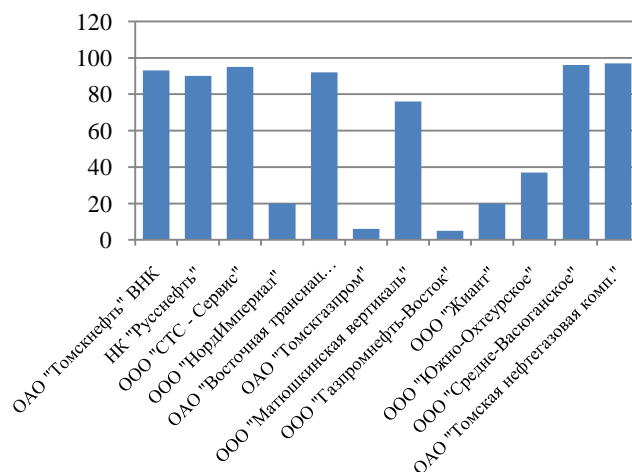


Рис. 2. Утилизация попутного нефтяного газа по предприятиям в 2011 г. (%)

Таблица 2

Объёмы утилизации попутного нефтяного газа по предприятиям

№ п/п	Предприятия	Объёмы утилизации ПНГ, млн м ³					
		2007	2008	2009	2010	2011	Всего
1	ОАО «Томскнефть» ВНК	1527	1504	1548	1690	1865	8134,0
2	НК «Русснефть»	5	9	17	127,73	207,32	366,1
3	ООО «СТС - Сервис»	0,1	0,3	4,4	67,5	148,9	221,2
4	ООО «НордИмперил»	23,9	8,1	10,8	15,5	17,3	75,6
5	ОАО «Восточная транснац. компания»	9,6	13,6	23,7	25	24,5	96,4
6	ОАО «Томскгазпром»	0	0	20	20	20	60,0
7	ООО «Матюшкинская вертикаль»	0,3	0,4	9,6	14,25	25,01	49,6
8	ООО «Газпромнефть-Восток»	2,4	5,5	15,5	17,7	15,8	56,9
9	ООО «Жиант»	0	2,6	4,9	9,8	11,3	28,6
10	ООО «Южно-Охтеурское»	0,5	2,3	3,8	6,4	7,3	20,3
11	ООО «Средне-Васюганское»	1	1,2	2,1	2,4	2,4	9,1
12	ОАО «Томская нефтегазовая комп.»	0,5	1,2	1,9	2,3	2,8	8,7
13	ОАО «Томскгеонефтегаз»	0,1	0,2	1	2,6	3	6,9
	ИТОГО	1570	1548	1663	2001	2351	9133

Секция 14

ГЕОЭКОЛОГИЯ

ОЦЕНКА ПОСТУПЛЕНИЯ МЕТАЛЛОВ-ЭКОТОКСИКАНТОВ В ПРИРОДНЫЕ ВОДЫ С ЗИМНИМИ АТМОСФЕРНЫМИ ВЫПАДЕНИЯМИ (ЮЖНОЕ ПРИБАЙКАЛЬЕ)

М.С. Акимова

Научный руководитель старший научный сотрудник Г.П. Королева
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Южное Прибайкалье отличается большим разнообразием ландшафтно-климатических условий: от обладающих таежных до лесостепных и засушливых степных. Колебания годовой суммы осадков составляют от < 200 мм (Тажеранские степи) до > 1200 мм (юго-западное побережье Байкала). Здесь широко представлены акваландшафты – оз. Байкал, река Ангара и Братское водохранилище. Степень антропогенной трансформации окружающей среды меняется в широких пределах: от практически не затронутых участков побережья оз. Байкал до урбанизированных индустриальных районов Иркутско-Черемховской промышленной зоны. Здесь в районах деятельности промышленных предприятий отмечены крупные техногенные аномалии тяжелых металлов и других загрязнителей. Это – г. Иркутск с ТЭЦ и различными промышленными предприятиями, г. Усолье-Сибирское и г. Саянск – центр химической промышленности (предприятия «Усольехимпром», «Усольехиммаш», «Саянскхимпласт» и др), г. Шелехов (ОАО «Иркутский алюминиевый завод – СУАЛ», Кабельный завод), г. Ангарск – центр нефтехимической промышленности, г. Свирск – «Востсибэлемент-98» в настоящее время переименован в ЗАО «АКТЕХ-Байкал», «Свирский аккумуляторный завод №5» [3]. Станциями наблюдения охвачены практически все основные виды ландшафтов Южного Прибайкалья и весь диапазон атмосферной техногенной нагрузки – от фоновой до селитебно-индустриальной (рис.1).

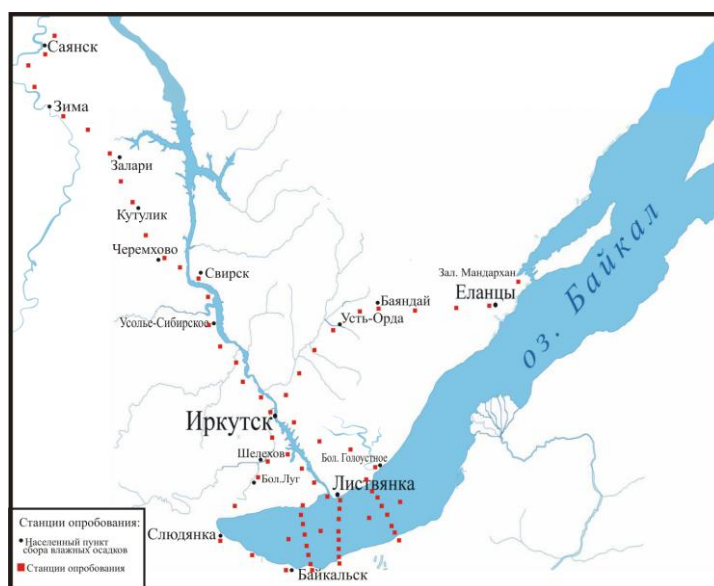


Рис. 1. Схема опробования снегового покрова 2007-2009 гг.

Отбор проб проводился до начала уплотнения снегового покрова и снеготаяния (с 20 февраля по 15 марта). Расстояние пунктов пробоотбора от транспортных магистралей составляло не менее 100-150 м. Отбор, обработка проб и анализ снеговых вод проводились по общепринятым методикам [1-4].

На территории Иркутской области в 2009 г. была проведена снегохимическая съемка с детальным опробованием промышленных центров (гг. Иркутск, Шелехов, Усолье-Сибирское, Ангарск, Байкальск, Слюдянка, Листвянка, Саянск, Свирск) и районов с наименьшей техногенной нагрузкой – залив Мандархан (в районе западной части оз. Байкал), пп. Залари, Кутулик, Бол. Луг, Бол. Голоустное, г.г. Черемхово, Зима (рис. 1).

Проведена предварительная оценка стока с тальми водами мышьяка, свинца, бериллия, кадмия и ртути в жилых массивах (рис. 2а) и в промышленных зонах (рис. 2б) городов Приангарья. Поступление металлов-экоотоксикантов с тальми водами в сопряженные среды (почвы и природные воды) рассчитывалось как и уровни накопления химических элементов в снеговой воде за зимний период.

Для района наших исследований почвенный покров представлен в основном серыми лесными и дерновыми лесными почвами. Для климатической зоны Восточной Сибири и почво-грунтов такого типа согласно действующим в настоящее время СНиП 2.04.03-85; СНиП 2.06.15-85 (Сооружение промышленных предприятий; Инженерная защита территорий от затопления и подтопления) [5]. Средневзвешенный коэффициент стока, учитывающий уменьшения расхода вследствие испарения, фильтрации в грунт и задержки воды на неровностях поверхности земли составляет 0,3. Для каждого частного случая этот коэффициент должен рассчитываться заново с учетом застройки, заселенности, изменении ландшафтных условий. Поверхностный сток – $q = K CV/S$, где C – концентрация экотоксиканта в снеговой воде в мкг/л; V – объем снеговой воды, л; S – площадь пробоотбора, м², в г/с км² [2]. Величины поверхностного стока, фильтрации в грунт металлов-экоотоксикантов могут быть использованы при балансовых построениях геохимических циклов миграции и оценке загрязнения сопряженных природных сред.

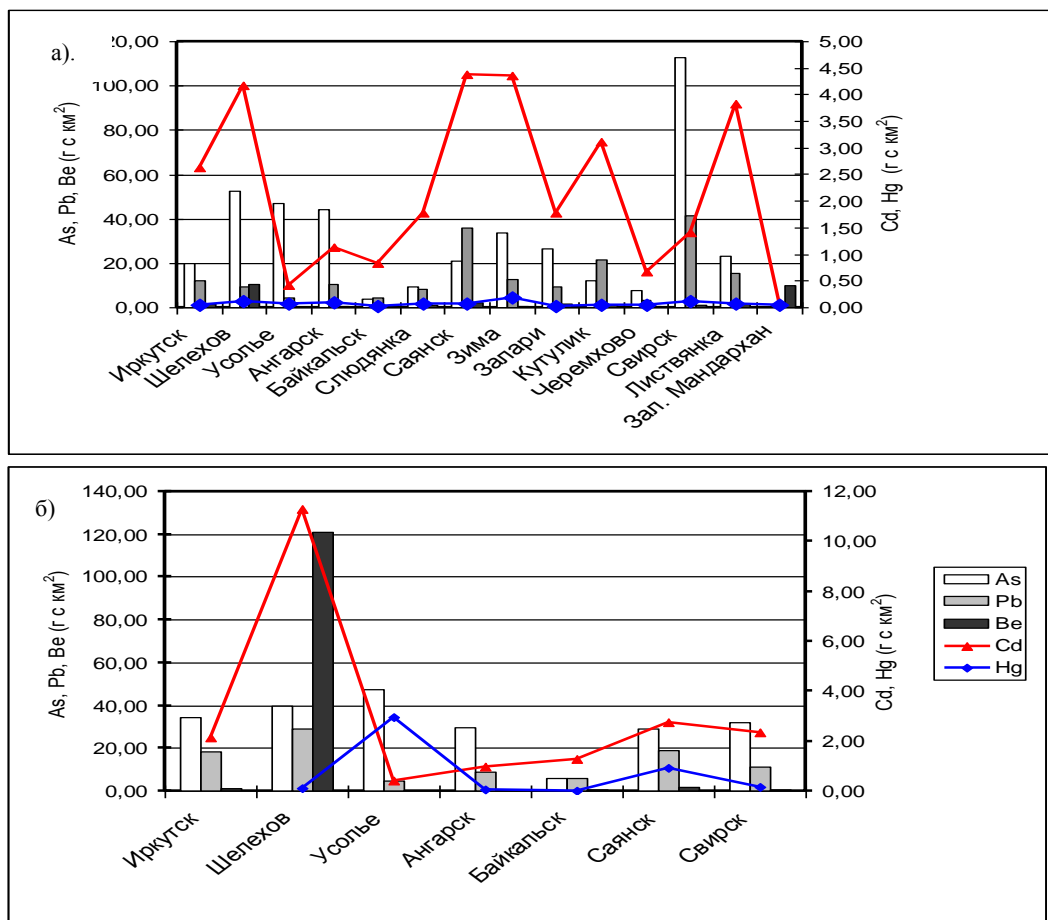


Рис. 2. Поверхностный сток металлов-экоотоксикантов с талыми водами в жилых массивах (а) и в промышленных зонах (б) Южного Прибайкалья

Промышленные зоны г.г. Иркутск, Шелехов, Усолье-Сибирское, Свирск выделяются повышенными содержаниями мышьяка, бериллия и ртути. Такой поток элементов обусловлен деятельностью человека и ведет к интенсивному загрязнению почв, грунтовых вод, вод основных рек Ангара, Ока (г. Шелехов), Ока (гг. Саянск, Зима). Вследствие расположения основных градообразующих предприятий в черте городов, жилые массивы также подвержены техногенному загрязнению (рис. 2а).

Литература

1. Королева Г.П., Горшков А.Г., Виноградова Т.П. и др. Исследование загрязнения снегового покрова как депонирующей среды (Южное Прибайкалье) // Химия в интересах устойчивого развития. – 1998. – № 6. – С. 327 – 337.
2. Королева Г.П., Руш Е.А., Андрулайтис Л.Д. и др. Ртуть и металлы-экоотоксиканты во влажных атмосферных выпадениях и оценка их поступления в природные воды (Южное Прибайкалье). Проблемы геохимии эндогенных процессов и окружающей среды. – Иркутск, 2007. – С. 178 – 181.
3. Ломоносов И.С., Макаров В.Н., Хаустов А.П. и др. Экогеохимия городов Восточной Сибири. – Якутск: Институт мерзлотоведения СО РАН, 1993. – 108 с.

4. Пампура В.Д., Ломоносов И.С., Гапон А.Е. и др. Геохимические исследования и картографирование снегового покрова Прибайкалья // Общая и региональная геология, геология морей и океанов, геологическое картирование. Обзорная информация. – М.: МГП «Геоинформмарк», 1993. – №7. – С. 43.
5. СНиП 2.04.03-85 «Канализация. Наружные сети и сооружения». – М.: Стройиздат, 1986. – С. 203.

СОРБЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ НЕФТЯНЫХ РАЗЛИВОВ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

О.Л. Блохина

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Значительные масштабы органических соединений, поступающих в окружающую среду при освоении нефтяных ресурсов, приводят к тому, что задача сведения к минимуму негативного влияния данного вида загрязнения становится приоритетной для всех районов нефтедобычи. Для очистки поверхности водоемов от загрязнителей используются различные методы, в том числе: механические, физико-химические, химические и биологические. Из физико-химического методов наибольший интерес представляет сорбция, которая является эффективной, так как в процессе многоступенчатой очистки можно максимально исключить содержание нефти и нефтепродуктов в воде. Сорбция углеводородов происходит в две стадии: первая – распределение сорбирующего материала с водной поверхности, вторая – удаление этого материала и последующая его утилизация [1].

Для очистки воды разработано и в настоящее время выпускается множество сорбентов. Особый интерес из группы сорбционных материалов представляют природные сорбенты. Они дешевы, доступны и эффективны. Подобным сорбционным материалом является торф, который используется как самостоятельно, так и в составе комбинированных сорбентов комплексного действия [2].

Целью данной работы является литературный анализ существующих методик, научных разработок, направленных на выявление эффективных методов увеличения сорбционной способности и плавучести торфяных сорбентов, используемых при ликвидации нефтяных разливов с водной поверхности.

Следует отметить, что на максимальную поглощательную способность сорбентов влияет целый ряд внешних и внутренних факторов, обусловленных типом торфа, степенью разложения и зольностью, размером частиц, плавучестью, влажностью и др.

Существенное влияние на сорбционные свойства торфа оказывает содержание в нем зольных элементов. Показатель зольности (общее содержание неорганической части, %) определяется водно-минеральным режимом торфообразования и зависит от типа торфа и степени его разложения. Из исследованных торфов различного видового состава наибольшей сорбционной способностью по отношению к нефти, по мнению авторов [3], характеризуется верховой малоразложившийся (5-10 %) торф моховой и травяной групп, с губчатой и волокнистой структурой. Величина нефтепоглощения для этих видов торфа изменяется от 6,8 до 10,2 г/г. При переходе к другим видам торфа со средней (25-30 %) и высокой (40-60 %) степенью разложения, которым присуща мелкозернистая структура, этот показатель уменьшается до 4,1 и 2,3 г/г соответственно.

Однако с целью увеличения ассортимента экологически чистых сорбентов, а так же расширения сырьевой базы для их получения предложено использование составов в виде смесей низинного и/или переходного и фрезерного верховного торфов. Для их получения авторами [4] предложено использование комбинаций торфов в следующем отношении 0,5:0,5:1. Данный сорбент получают естественным просушиванием до влажности 40 %, прессованием в брикеты под давлением 16,5 МПа и термообработкой без доступа воздуха при 310 °С, на выходе сорбент с низкой влагоемкостью (1 г сорбента поглощает 0,5 мл воды за 200 часов), высокой скоростью впитывания машинного масла (0,25 (г/г)/сек.) при толщине пленки 1мм. Безусловно, экономически целесообразно расширение сырьевой базы, однако одновременно это ведет к увеличению энергозатрат на термическую обработку.

Другим немаловажным фактором, влияющим на поглощательную способность торфяных сорбентов при ликвидации разливов с водной поверхности, является размер гранул материала. Исследователи [1] рассмотрели влияние данного фактора на примере поглощения по керосину и дизельному топливу. Максимум сорбционной емкости гранул разного диаметра по керосину и дизельному топливу приходится на мелкую фракцию. Однако следует отметить негативные факторы использования мелкофракционной крошки (менее 0,6мм): образование гелеобразной массы на поверхности водоема, что затрудняет ее сбор; высокая степень рассеивания даже при маленьком ветре. Таким образом, оптимальным сочетанием фракций торфа для данной сорбции является соотношение средней фракции к мелкой, равной 1:1,5 по керосину (нефтеемкость 6,6 г/г) и 1:1 по дизельному топливу (7,7 г/г).

Необходимой характеристикой сорбентов, применяемых для ликвидации разливов с поверхности воды, является их плавучесть. Увеличение степени гидрофобности сорбентов на основе торфа происходит как при различных физических воздействиях (в том числе термическом), так и при обработке различными гидрофобизаторами. На основании результатов исследования [5] выявлено влияние температуры и продолжительности термообработки торфяных брикетов на сорбционные свойства. В качестве оптимальных выбраны следующие параметры: 270-300 °С, продолжительность 3,5-5 ч, характеризующиеся 100 % плавучестью в течение 24 ч и нефтеемкостью 7,5-8 г/г.

Известно, что в состав торфа входят и гидрофильные (водорастворимые соединения, легкогидролизуемые вещества, фульвокислоты, целлюлоза и др.) и гидрофобные составляющие (битум, воски и т.п.), поэтому в качестве гидрофобизаторов сорбентов на основе торфа могут быть использованы как различные химические реагенты (обработка растворами солей Ca^{2+} , Mg^{2+} , Zn^{2+} , Cu^{2+} и Fe^{2+}) [6], так и его гидрофобные компоненты (обо-

гашение продуктами разложения органического вещества торфа при термической модификации). Авторами [7] такая методика была использована для увеличения нефтеемкости торфяных сорбентов при его нагреве без доступа воздуха до температуры 250-280 °С.

Для регулирования свойств сорбентов применяют и другие физические воздействия: термическое, магнитное, электрическое, воздействие токами высокой частоты и т.п. Приоритетным направлением физического воздействия, характеризующейся существенным уменьшением влажности торфа, увеличением гидрофобности, повышением нефтеемкости, является термообработка. На настоящий момент запатентовано достаточное количество технологий, ведущих к увеличению сорбционной способности торфа за счет термического воздействия. Наименее энергозатратный способ [8]: термообработка верхового торфа при температуре 165-175 °С без доступа воздуха в течение 40-60 минут, в результате – сорбент с нефтеемкостью 2,3 г/г. Важно, что увеличение времени термообработки не приводит к существенному изменению сорбционной емкости гранул торфа, т.к. влечет за собой значительные нарушения структуры торфа в следствии неравномерности прогрева торфа.

Исследования [5] показали, что термическая обработка без доступа воздуха при температуре 270-300 °С в течение 3,5-5 ч с принудительной подачей инертных газов (скорость газов 3-5 м/с) позволяет получить плавучий сорбент с высокой нефтеемкостью 7,5-8 г/г при пылеуносе 1,6 г/кг (как вследствие для данной технологии характерно выделение 3 мм фракции).

На сегодняшний день торфяной сорбент с максимальной нефтеемкостью 10,8 г/г получают, следуя предложенной авторами [9] технологии: верховой торф термообработывают в 2-3 стадии при 120-150, 250-300, 340-350 °С без доступа воздуха. На последней стадии происходит охлаждение выделяющейся газовой фазы с раздельным сбором образующегося конденсата и несконденсированных газов. Безусловно, высокоэффективность сорбента, получаемого данным путем, сложно не оценить, однако вопрос экономического обоснования является недостатком данной схемы (затраченная энергия на обработку 1,8 МДж). В свою очередь, патентообладатели предлагают снизить энергозатраты следующим образом: нагрев герметичной емкости осуществляется дымовыми газами от теплогенератора, в котором сжигали исходный верховой торф (примерно 0,17 кг торфа за цикл), добавляя в дутье несконденсированные газы со 2 и 3 стадий.

Приведенные в настоящей работе данные показывают, что является не только дешевым, доступным, эффективным, но и экологически чистым материалом, применяемым для извлечения с поверхностей водоема широкого ряда загрязнителей – нефти и нефтепродуктов. В ходе работы выявлены эффективные методы увеличения сорбционной способности торфяных сорбентов, используемых при ликвидации нефтяных разливов с водной поверхности, а именно использование:

- верховного малоразложившегося торфа моховой и травяной групп, с губчатой и волокнистой структурой,
- гидрофобизированного собственными компонентами, выделяющимися при его термообработке,
- высушенного до влажности 5-10 %,
- размолотого до размера частиц 2 мм,
- термически обработанный в несколько стадий при температуре 300-340 °С, без доступа воздуха.

Литература

1. Тарасова Т.Ф., Чапалда Д.И., Абдрахимов Ю.Р. Применение резиновой крошки в качестве нефтяного сорбента при аварийных разливах нефти (на примере Оренбургской области) // Вестник ОГУ. – 2007. – № 4. – С. 151 – 157.
2. Сухоносова А.Н., Бурлака В.А., Быков Д.Е., Бурлака И.В., Бурлака Н.В. Очистка почв от нефтяного загрязнения и оценка ее эффективности // Экология и промышленность России. – 2009. – № 10. – С. 18 – 20.
3. Бурмистрова Т.И., Алексеева Т.П., Середина В.П. Исследование свойств торфа для решения экологических проблем // Химия растительного сырья. – 2009. – № 3. – С. 157 – 160.
4. Хохлов А.Л. Способ получения сорбента для очистки от нефти и нефтепродуктов твердых и водных поверхностей. – Патент на изобретение № 2191067.
5. Гридин О.М., Гридин А.О., Муратов В.Ю., Муратов Е.В. Способ получения гидрофобного сорбента. – Патент на изобретение № 2214859.
6. Новоселова Л.Ю., Сироткина Е.Е. Сорбенты на основе торфа для очистки загрязненных сред (обзор) // Химия твердого топлива. – 2008. – № 4. – С. 64 – 77.
7. Острецов В.И. Способ получения сорбента для очистки воды от легких нефтепродуктов. – Патент на изобретение № 2116128.
8. Исприян С.Р. Способ получения сорбента для очистки воды от легких нефтепродуктов. – Патент на изобретение № 2270718.
9. Гридин О.М., Гридин А.О., Дружинин В.Л., Зорькин А.М. Способ получения гидрофобного сорбента – Патент на изобретение № 2185236.

ОЦЕНКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА В РАЙОНАХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА И ЛИШАЙНИКОВ**Т.С. Большунова¹, Т.В. Завалишина¹**Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов²¹*Открытое акционерное общество «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия*²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В последние годы, в связи с нарастающими темпами добычи углеводородного сырья, проблема загрязнения окружающей среды, а в частности атмосферного воздуха, становится всё более актуальной. Результаты экологических исследований, как в России, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что загрязнение приземной атмосферы – самый мощный, постоянно действующий фактор воздействия на человека, пищевую цепь и окружающую природную среду.

Высокая степень риска здоровью населения преимущественно коррелирует с загрязнением атмосферного воздуха от деятельности объектов тяжелой промышленности, автотранспорта и сжигания попутного газа при добыче нефти.

Территория севера и северо-запада Томской области испытывает высокую техногенную нагрузку в связи с преимущественным сосредоточением в этом районе нефтегазодобывающих предприятий области. По величине удельного валового выброса (кг на 1 км²) Каргасокскому району принадлежит – 1872 кг/км², Парабельскому району (с учетом г. Кедровый) – 1807 кг/км², Александровскому району (с учетом г. Стрежевой) – 1524 кг/км² [5].

Источниками выбросов в атмосферу на нефтяных месторождениях являются организованные источники (факела, свечи рассеивания, трубы печей, дымовые трубы подогревательных печей, воздухопроводы насосных блоков, дыхательные клапаны дренажных емкостей) и неорганизованные (технологические резервуары, насосные блоки, замерные установки на кустовых площадках, трубопроводы, а также такие объекты размещения отходов, как полигоны твердых бытовых отходов и нефтешламоакопители). Помимо перечисленных источников выбросов нефтедобывающего комплекса, источниками загрязнения атмосферы являются выбросы от автотранспорта и тяжелой дизельной техники, которые составляют значительную часть от общего загрязнения атмосферы. Так, в среднем по Томской области, выбросы автотранспорта в составляют 33 % от общего объема выбросов [5].

Среди загрязняющих веществ, поступающих в приземный слой атмосферы территории нефтедобывающего комплекса, нормируются такие загрязняющие вещества 1-4 классов опасности, как железа оксид, марганец и его соединения, сероводород, метан, сажа, бензол, фенол, формальдегид, диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, ксилол, толуол, этилбензол, аммиак, оксид углерода, предельные и непредельные углеводороды, бенз(а)пирен, пыль неорганическая и другие вещества.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. В связи с этим, оценка и, тем более, прогноз состояния приземной атмосферы являются очень сложной задачей. В настоящее время ее состояние оценивается главным образом в основном по данным статотчетности предприятий – природопользователей – на основе суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных источников. Недостатки нормативного подхода – ненадежность принятых значений ПДК и других показателей из-за слабой разработанности их эмпирической наблюдательной базы, отсутствие учета совместного воздействия загрязнителей и резких изменений состояния приземного слоя атмосферы во времени и пространстве. Следовательно, такой подход к оценке состояния окружающей среды не отвечает, также, и требованиям экологического нормирования, направленного на установление допустимой экологической нагрузки на природные объекты в целях сохранения видовой разнообразия экосистем.

Наиболее чутким и надежным индикатором состояния приземной атмосферы за кратковременный период (зимние месяцы) является снеговой покров. В снеговых выпадениях фиксируются загрязнители, которые не улавливаются прямыми измерениями или не определяются расчетными данными по пылегазовыбросам. Химический состав фильтра талого снега формируется в результате поступления с осадками различных химических элементов, поглощения снеговым покровом газов, водорастворимых аэрозолей и взаимодействия со снеговым покровом твердых частиц, оседающих из атмосферы. При образовании снегового покрова, из-за процессов сухого и влажного выпадения примесей концентрация загрязняющих веществ в снегу оказывается на 2-3 порядка выше, чем в атмосферном воздухе [1, 2].

Это определяет важность проведения экологического мониторинга снегового покрова как депонирующей среды, позволяющего проследить уровень загрязнения атмосферного воздуха за краткосрочный период. Значительными преимуществами снеговой съёмки перед инструментальными замерами является простота отбора проб снежного покрова. Кроме того, снежный покров позволяет решить проблему количественного определения суммарных параметров загрязнения (сухих и влажных выпадений) и, как естественный планшет-накопитель даёт достаточно объективную величину сухих и влажных выпадений в холодный сезон. Опробование снегового покрова на всю толщу позволяет рассчитать приход вещества за зимний период (практически за полгода – с момента установления снегового покрова до конца марта) и модуль техногенной нагрузки для различных компонентов за то же время. Немаловажно, что применение снеговой съёмки, наряду с высокой достоверностью результатов, в финансовом отношении менее затратно, чем осуществление локальных инструментальных замеров. Для более

чёткой и детальной картины загрязнения атмосферного воздуха, необходимо анализировать и снеготалую воду (на содержание нефтепродуктов, тяжёлых металлов, железа, удельных показателей), и твёрдый остаток (фильтрат) на предмет минерально-вещественного состава, радиогеохимических и геохимических особенностей с помощью современных достоверных методов исследования. Только в комплексе исследований талой воды и фильтрата можно проследить закономерности воздействия объектов нефтедобывающего комплекса на атмосферу.

Если снеговой покров является удобным объектом наблюдения за загрязнением воздуха за короткий временной промежуток, то методы биоиндикации, а в частности лишеноиндикация (изучение загрязнения воздуха при помощи лишайников), позволяет за короткое время определить состояние воздушного бассейна на больших территориях и дает представление о многолетней средней загрязненности воздуха в исследуемом районе. На сегодняшний день лишеноиндикация является одним из перспективных и наиболее разработанных методов экологического мониторинга, который позволяет достоверно и без больших затрат определять степень загрязнения воздуха и оценивать воздействие предприятий на окружающую среду. Основаниями для лишеноиндикации состояния воздушной среды служат низкая способность лишайников к авторегуляции и высокая степень их зависимости от физико-химических параметров среды [6]. Лишайники являются сильными концентраторами радиоактивных изотопов, редких и тяжелых металлов.

Известно, что лишайники обладают способностью поглощать и накапливать минеральные соли, многие химические элементы, как в виде катионов, так и в виде анионов [4]. Минеральные вещества поступают в тело лишайника в виде водных растворов из почвы или горных пород. Но основное количество они получают из атмосферы, с осадками и пылью (в газообразном, жидком и твердом виде).

Среди эколого-субстратных групп наиболее чувствительными к изменению содержания в воздухе химических веществ являются лишайники-эпифиты, обитающие на коре деревьев и кустарников. Поллютанты проникают в слоевища лишайников из атмосферы вместе с осадками и пылью. Более того, осадки насыщаются загрязняющими веществами, проходя через кроны деревьев и стекая по стволам и ветвям. Установлено, что лишайники накапливают тяжелые металлы, содержащиеся в атмосферных осадках в 2-5 раз больше, чем высшие растения, причем лишайники-эпифиты интенсивнее, чем напочвенные лишайники.

Следует отметить, что в России лишеноиндикационные исследования развиваются, однако соотношение российских и зарубежных публикаций в данной области составляет примерно 1:50. В странах Западной Европы и США лишеноиндикация наравне с классическими методами мониторинга окружающей среды входит в программы преподавания многих географических вузов [3]. Таким образом, данное направление исследований соответствует мировым тенденциям развития науки и является актуальным.

В настоящее время в лишеноиндикации применяются различные методы исследования, выбор которых обусловлен уровнем организации, на котором производят исследования: физиологическими, аналитическими, морфологическими, флористическими методами. На основании анализа видового состава проводится картирование района исследования с выделением нескольких зон, характеризующихся разным уровнем загрязнения. Лишеноиндикация может проводиться на основе изучения химического состава слоевищ лишайников. При наличии исторических данных о видовом составе лишенофлоры территории может осуществляться анализ распределения антропогенного загрязнения во времени, но, на сегодняшний день, по Томской области, наработок по данному вопросу недостаточно. В практике проведения лишеноиндикации часто применяются индексы, отражающие степень антропогенного загрязнения атмосферного воздуха. Помимо вышеперечисленного, для оценки атмосферного воздуха, может производиться трансплантация лишайников из фоновых местообитаний в загрязненные. Лишеноиндикация в настоящее время получает все большее развитие и весьма перспективна в области геоэкологических исследований качества среды изучаемой территории.

Таким образом, изучение снегового покрова и лишайников позволяет оценить состояние атмосферного воздуха на территориях, подверженных воздействию нефтедобывающего комплекса. Данные методы дополняют друг друга, так как изучение твердого остатка снега дает информацию о кратковременном периоде загрязнения атмосферы, а лишеноиндикация позволяет оценить степень техногенной трансформации природной среды за длительный период времени.

Литература

1. Бояркина А.П., Байковский В.В. Аэрозоли в природных планшетах Сибири. – Томск: Издательство Томского университета, 1993. – 157 с.
2. Василенко В.Н., Назаров И.М., Фридман Ш.Д. Мониторинг загрязнения снежного покрова. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 182 с.
3. Дюков В.В. Интегральная оценка качества окружающей среды промышленного центра по состоянию древесно-кустарниковых сообществ и лишайников: Автореферат. Дис. ... канд. географ. наук. – Москва, 2004. – 24 с.
4. Инсарова И.Д., Инсаров Г.Э. Сравнительные оценки чувствительности эпифитных лишайников различных видов к загрязнению воздуха // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. – Л.: Гидрометеоиздат, 1989. – Т. 12. – С. 113 – 175.
5. Схема территориального планирования Томской области. Положения о территориальном планировании. – СПб., 2008. – Т.1.
6. Трасс Х.Х. Классы палеотолерантности лишайников и экологический мониторинг // Проблемы экологического мониторинга и моделирования экосистем. – Л.: Гидрометеоиздат, 1984. – Т. 7. – С. 144–159с.

БИОРЕМЕДИАЦИЯ КАК ВАЖНЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ ПОЧВ ОТ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ**Ю.В. Бочкарёва**

Научный руководитель доцент Н.В. Крепша

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Западная Сибирь – основной нефтедобывающий регион страны. Мировой и отечественный опыт разработки месторождений углеводородного сырья свидетельствует о том, что разливы нефти являются неизбежным следствием применения современных технологий. 1-16,5 % нефти и продуктов ее переработки теряется при добычи, подготовке, переработке и транспортировке. В атмосферу поступает приблизительно 65 % загрязнений, в воду – 20 %, в почву – 15 %. Примерно половина нефтяной органики из воздуха оседает в районах добычи и воздействует на природную среду через почву и воду.

Покрытые нефтью территории занимают более 2 % площадей горных отводов месторождений. Площадь сплошных замасоченных участков почв и водных поверхностей может достигать нескольких квадратных километров. Загрязнение территории нефтью, минерализованными водами и химическими реагентами по масштабам воздействия на биосферу занимает ведущее место среди техногенных факторов, сопутствующих нефтедобыче: на его долю приходится 42,3 % всех нарушенных земель. Аварийные выбросы нефти и минерализованных пластовых вод специалисты оценивают как главную экологическую опасность при обустройстве месторождений углеводородного сырья.

Среди основных причин попадания нефти в окружающую среду можно выделить порывы коллекторов нефтесбора, утечки из шламовых амбаров через наружную обваловку. Разбрызгивание и разлив при поломке задвижек, разбрызгивание при фонтанировании с факелов, утечки с кустовых и производственных площадок различных технологических объектов [6].

На современном уровне развития нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности не представляется возможным исключить ее воздействие на окружающую среду, напротив, количество образующихся отходов ежегодно возрастает и все больше ощущается их воздействие. При сжигании отходов, содержащих углеводороды, образуется большое количество оксидов углерода, серы, азота, отравляющих, ядовитых, канцерогенных соединений и веществ. При захоронении опасных отходов на долгие годы остается очаг высокой степени загрязнения, где независимо от принимаемых мер происходит загрязнение атмосферы, водоемов и подземных водных горизонтов, отторжение и отравление значительных земельных площадей.

Биодеградация – это сложный процесс, качественные аспекты которого зависят от природы и состава нефти, количества присутствующих углеводородов, природно-климатических факторов, а также состава микробных сообществ. Считается, что способность нефтяных компонентов к разложению в окружающей среде в значительной степени определяется их структурой и строением и зависит от активности углеводородоокисляющих микроорганизмов. На основе экспериментов нефтяные компоненты были расположены в следующий ряд в порядке уменьшения склонности к биоокислению: нормальные алканы > изоалканы > изопреноидные алканы > цикланы > арены > асфальтены > смолы [7].

При интенсификации процессов естественной биодеградации нефти, находящейся в пахотном слое земли, следует различать три различных этапа протекания данного процесса, которые по-разному и должны быть интенсифицированы.

1 этап – это процесс физико-химического превращения нефти (нефтепродуктов) за счет выветривания, испарения, окисления, воздействия солнечной радиации, вымывания и т.п. Геохимические исследования показали, что продолжительность солнечной радиации и глубина окисления резко интенсифицируют дальнейший процесс биодеградации нефти. Поэтому периодическое рыхление почвы, загрязненной нефтью, выветривание в солнечные дни – одно из главных условий ускорения данного этапа.

2 этап – это начало собственно процесса биодеградации всех углеводородных соединений, в том числе полициклических ароматических углеводородов (смола, асфальтенов и т.п.) под воздействием почвенных бактерий (аэробных и анаэробных), различных микроорганизмов, включая низших кольчаточных червей). Эти процессы могут происходить только в теплое время года (температура почвы должна быть более +4°C, наибольшая эффективность наблюдается при $t = 25-30^\circ\text{C}$). При этом скорость биодеградации нефти (нефтепродуктов) в почве резко возрастает, если в почву ввести специальные (адаптированные) к определенному виду загрязнений штаммы бактерий или типы дождевых червей при одновременном обильном увлажнении почвы и периодическом ее рыхлении.

3 этап – определяется исчезновением в почве каких-либо углеводородных компонентов нефти или продуктов ее физико-химического распада. Качественно это прослеживается по исчезновению какого-либо запаха нефти (нефтепродуктов), которые свойственны 1 и 2 этапам рекультивации земли. В этот период преимущественно протекают процессы естественного восстановления водосолевого баланса и эфтофикации среды, когда на данной почве активно начинают произрастать определенные виды растений (в первую очередь злаковые, луговые травы). Чтобы исключить процессы слипания отдельных структур почвы нефтью (нефтепродуктами) и обеспечить их более эффективный контакт с кислородом воздуха, целесообразно процессы рыхления замасоченной почвы, особенно на 1 и 2 этапе, сочетать с добавлением в почву соломы и торфа. Дополнительное известкование на 2 и 3 этапах, а также введение определенного количества минеральных удобрений будет также способствовать скорейшему процессу восстановления плодородия рекультивируемых участков замасоченных пахотных земель [5].

Наиболее распространенными методами очистки являются биоремедиационные технологии, реализующие возможности микроорганизмов для разложения углеводов с применением различных биопрепаратов «Путидойл», «Деворойл», «Дестройл», «Руден», «Формазан» [1].

Биоремедиация – метод, заключающийся в использовании нефтеразлагающих бактерий. Для ускорения биоразложения предлагают дополнительно вводить косубстраты, стимулирующие активность природной микрофлоры загрязненных почв, например белково-витаминный концентрат, удобрения INIPOL EAP 22 – микроэмульсию соединений азота и фосфора в олеиновой кислоте и адсорбенты. При этом полнота разложения нефтепродуктов увеличивается до 90 ... 95 %.

Биостимуляция природных биоорганизмов путем внесения удобрений непосредственно в очищаемый участок природной среды или путем накопления в лаборатории препарата тех микроорганизмов из загрязненного ценоза, способны наиболее эффективно утилизировать данный загрязнитель;

Улучшения природного ценоза путем внесения относительно большого количества специализированных микроорганизмов, ранее выделенных и отобраных микробиологическими методами и размноженных в виде биопрепарата [3].

К специализированным формам микроорганизмов, способным окислять твердые парафин, газообразные углеводороды, ароматические углеводороды, относятся бактерии родов *Arthrobacter*, *Bacillus*, *Brevibacterium*, *Nocardia*, *Pseudomonas*, *Rhodococcus*, спорогенные дрожжи родов *Candida*, *Cryptococcus*, *Rhodotorula*, *Rhodospiridium*, *Sporobolomyces*, *Totulopsis*, *Trichosporon*. Нефтяное загрязнение влияет на изменение численности актиномицетов, грибов, причем наименее чувствительны грибы *Rhizopus nigricans*, *Fusarium moniliforme*, *Aspergillus flavus* и *A. ustus*. Чувствительными к воздействию нефти являются нитрифицирующие бактерии. В присутствии значительных количеств нефти подавляется развитие целлюлозолитических микроорганизмов. Высокую чувствительность к нефти проявляют зеленые и желтозеленые водоросли [2].

В настоящее время для очистки биотопов от нефтяных загрязнений биотехнологические компании предлагают широкий ассортимент микробных препаратов, так называемых «бактериальных коктейлей». Однако, как свидетельствует практика, применение бактериальных нефтеокисляющих препаратов, разработанных для районов, резко отличающихся по климатическим и экологическим условиям, часто оказывается мало эффективным. Помимо этого, неконтролируемое внесение в открытые экосистемы искусственных микробных популяций, часто неизвестного состава, может представлять значительную опасность как для функционирования почвенных биоценозов, так и для здоровья людей. В связи с этим биорекультивационные технологии необходимо разрабатывать и применять с учетом характерных для региона эколого-климатических факторов, детального анализа углеводородного загрязнения, обязательного микробиологического контроля и объективной оценки биологической способности почвы к самоочищению.

При разработке экологически и экономически обоснованных способов борьбы с загрязнением почвы нефтью и нефтепродуктами наиболее перспективными представляются те биотехнологические методы, которые основаны на способности микроорганизмов использовать углеводороды нефти в качестве единственного источника энергии. В биодegradации нефти и нефтепродуктов участвуют, как правило, и микроскопические грибы, и бактерии, причем доля последних в сообществе микроорганизмов-деструкторов наиболее велика. По некоторым данным, более 20 % штаммов бактерий, выделенных из почв, обладают способностью развиваться на средах с углеводородами [3].

В связи с этим выявление микроорганизмов, способных к окислению углеводов нефти, является реальной основой для разработки биологических приемов борьбы с нефтяными загрязнениями. В разных регионах процессы биодegradации нефти, подходы к их ускорению различны и зависят от природных условий и состава нефти [4]. Поэтому разработка приемов рекультивации, ускорение процессов самоочищения почв от нефтяных ингредиентов остается одной из актуальных задач.

Литература

1. Бурлака И.В., Бурлака В.Н., Бурлака В.А., Клементьев И.М., Рыбкин Д.М. Обезвреживание нефтешламов и замасоченных грунтов – существенное снижение экологической нагрузки на окружающую среду // *Экология и промышленность России*. – М., 2008 – № 9. – С. 34 – 37.
2. Дзержинская И.С., Куликова И.Ю. Микробиологические способы очистки водных поверхностей и прибрежной зоны от нефтяного загрязнения // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – М., 2008. – № 4. – С. 23 – 24.
3. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. Регулярная и хаотическая динамика, 2006. – С. 238 – 285.
4. Киреева Н.А., Онегова Н.В., Жданова Н.В. Интенсификация биодеструкции нефти в почве при использовании биопрепарата // *Нефтяное хозяйство*. – М., 2004 – № 5. – С. 129 – 130.
5. Позднышев Г.Н., Манырин В.Н., Савельев А.Г. Перспективные способы добычи нефти и ликвидации нефтяных загрязнений. – Самара: Издательский дом «БАХРАХ-М», 2004. – С. 285 – 312.
6. Соромотин А.В. Нефтяное загрязнение земель в зоне средней тайги Западной Сибири // *Экология и промышленность России*. – М., 2004. – № 8. – С. 8 – 11.
7. Туров Ю.П., Гузняева М.Ю. Моделирование процесса биодegradации нефти // *Нефтехимия*. – М., 2004 – № 5. – С. 393 – 400.

ТЕКСТУРНЫЕ И СОРБЦИОННЫЕ СВОЙСТВА АКТИВИРОВАННОГО УГЛЯ НА ОСНОВЕ ГУМАТОВ

А.Д. Будаева

Научный руководитель старший научный сотрудник Е.В. Золтоев
 Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ, Россия

Активированные угли являются хорошими адсорбентами для удаления ионов тяжелых металлов из водной фазы благодаря большой площади и высокой реакционной поверхности. Химия поверхности активированного угля определяется присутствием таких гетероатомов, как кислород, водород, азот, фосфор. Эти гетероатомы изменяют кислотно-основный характер углерода. Элементом, существенно изменяющим поверхностные свойства активных углей, является азот. Результаты, опубликованные в литературе, свидетельствуют о влиянии введенного азота на адсорбционные свойства активированного угля. Азот углеродной матрицы может привести к увеличению числа основных групп и изменению распределения зарядов в графитовых слоях. Присутствие в трехмерной углеродной решетке структурно связанного гетероциклического азота, имеющего неподеленную пару электронов, увеличивает электронодонорную способность твердого тела. Это свойство делает азотсодержащие активные угли (ААУ) более эффективными адсорбентами ионов тяжелых металлов за счет образования донорно-акцепторных комплексов [3-6].

Реагентами, используемыми для введения азота в структуру угля, являются аммиак, амины, мочевины. Количество вводимого азота эквивалентно количеству гидроксильных групп на поверхности угля. Один из наиболее простых способов – обработка углей водным раствором аммиака, при котором происходит замещение протонов ОН-кислотных групп на ионы аммония. Этим способом можно ввести достаточно большое количество азота в структуру тех углей, которые обладают большим содержанием карбоксильных и фенольных групп. Последующая обработка азотсодержащего угля (пиролиз, активация) позволит получить азотсодержащий активный уголь. Данный способ наиболее эффективен применительно к низкотемпературным (лигнит, бурый уголь) и окисленным (выветрившимся) углям.

В данной работе использовался окисленный бурый уголь, являющийся отходом угледобывающей промышленности, и не используемый в качестве топлива. Этот уголь обогащен гуминовыми кислотами, которые извлекаются водными растворами щелочей и аммиака, и содержащими большое количество карбоксильных и гидроксильных групп. Целью проведенных исследований явилось получение ААУ на основе гуматов аммония, изучение его текстурных и сорбционных характеристик.

Получение ААУ проводили в процессе пиролиза и активации гуматов в реакторе, помещенном в шахтную печь. Пористую структуру образца углеродного порошка (ААУ) исследовали методом низкотемпературной (77 К) сорбции азота на установке DigiSorb-2600 Micromeritics. Перед адсорбционными измерениями образцы подвергали термовакуумной тренировке в течение 300 минут при остаточном давлении 10-3 мм.рт.ст. и 250°C. Распределение объемов мезопор по размерам пор, рассчитывали по десорбционной ветви изотерм сорбции азота, классическим методом Баретта-Джойнера-Халенда (ВЖН) [1]. Анализы выполнены Гавриловым В.Ю. в Институте катализа СО РАН (г. Новосибирск).

В табл. 1 приведены технические и сорбционные характеристики гуматов аммония, ААУ, полученного при степени обгара 74,4 %, кека после экстракции и промышленных активных углей (БАУ-А и медицинского АУ).

Таблица 1

Технические и сорбционные характеристики гуматов аммония, ААУ, кека и промышленных активных углей

Углеродный материал	A ^d , %	N ^{dat} , %	F, %	Г, мг·г ⁻¹	V _s , см ³ ·г ⁻¹
Гуматы аммония	8,1	6,1	-	-	0,018
ААУ	15,0	2,4	68,4	109	0,264
Кек	47,7	-	18,0	121	0,040
БАУ-А	2,2	-	54,8	89	0,280
Медицинский АУ	1,3	-	80,2	224	0,330

F, Г, V_s – сорбционная активность по йоду, метиленовому голубому и бензолу соответственно.

ААУ, полученный на основе гуматов аммония, обладает высокими сорбционными характеристиками, сравнимыми с промышленными АУ (БАУ-А и медицинским АУ).

Высокие сорбционные свойства кеков обусловлены образованием дополнительных пор в органической матрице после полного извлечения гуминовых кислот из углей, а также присутствием глинистых минералов, повышающих сорбционные свойства по отношению к молекулам красителя.

Изотерма адсорбции азота на ААУ характеризуется наличием петли капиллярно-конденсационного гистерезиса, относится к IV типу по классификации Брунауэра, Деминга, Деминга, Теллера (БДДТ) и является типичной для мезопористых сорбентов, но при этом значителен вклад изотермы I типа, которая характерна для микропористых сорбентов (рис.). Согласно расчетам по изотерме адсорбции азота [2] поверхность БЭТ (S_{БЭТ}) составляет 557 м²·г⁻¹, поверхность мезопор (S_γ) 299 м²·г⁻¹, суммарный объем пор (V_s) 0,457 см³·г⁻¹, объем микропор (V_μ) 0,127 см³·г⁻¹. По типу петли гистерезиса (тип НЗ по классификации ИЮПАК) ААУ относится к адсорбентам с щелевидными порами.

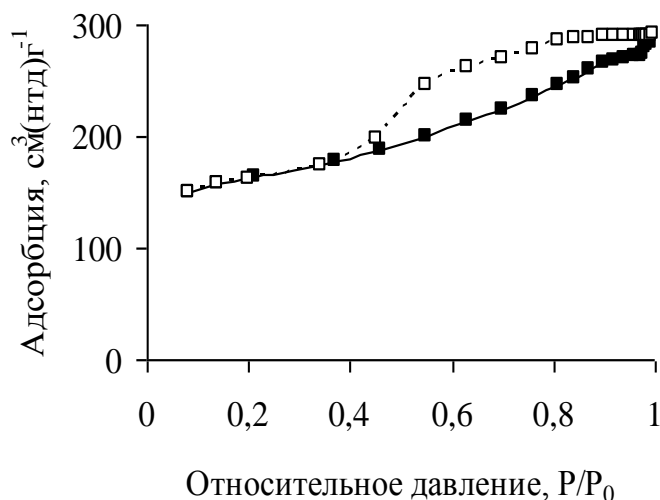


Рис. Изотерма адсорбции азота (77К) на активированном угле

Адсорбция ионов тяжелых металлов углями определяется преимущественно наличием поверхностных функциональных групп. В таблице 2 приведены рН и количество функциональных групп в активных углях и показано, что поверхность ААУ имеет преимущественно основной характер. Азот, встроенный в углеродную матрицу, способствует увеличению количества основных групп.

Таблица 2

рН и содержание функциональных групп в активированных углях

Образцы	рН	Функциональные группы, мг-экв/г	
		основные	кислотные
ААУ	9,4	1,07	0,45
Медицинский АУ	9,0	0,49	0,30
БАУ-А	8,5	0,40	0,10

При адсорбции ионов тяжелых металлов атомы гетероциклического азота могут играть доминирующую роль в качестве лигандов, образуя поверхностные комплексы. Установлено, что ААУ обладает высокой сорбционной способностью в области невысоких концентраций Cu^{2+} и Pb^{2+} (до $\sim 3 \text{ мг}\cdot\text{л}^{-1}$). В данной области концентраций емкость ААУ по Cu^{2+} возрастает до $23 \text{ мг}\cdot\text{г}^{-1}$, по Pb^{2+} — до $33 \text{ мг}\cdot\text{г}^{-1}$; медицинского АУ — до 3 и $19 \text{ мг}\cdot\text{г}^{-1}$ соответственно. Дальнейшее увеличение концентрации металлов способствует медленному приросту сорбционной емкости сорбента. Предельные сорбционные емкости ААУ по Cu^{2+} и Pb^{2+} составляют 33 и $56 \text{ мг}\cdot\text{г}^{-1}$ соответственно; медицинского АУ — 30 и $50 \text{ мг}\cdot\text{г}^{-1}$.

Таким образом, азотсодержащий активный уголь на основе гуматов аммония имеет высокие сорбционные характеристики сравнимые с промышленными АУ, в некоторых случаях даже превосходящие их (например, поглощение молекул красителя и ионов металлов Cu^{2+} , Pb^{2+}) и может быть использован для очистки сточных вод от данных загрязнителей.

Литература

1. Грег С., Синг К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. — М.: Мир, 1984.
2. Карнаузов А.П. Адсорбция. Текстура дисперсных и пористых материалов. — Новосибирск: Наука, 1999.
3. Bagreev A., Bashkova S., Bandosz T.J. Adsorption of SO_2 on activated carbons: the effect of nitrogen functionality and pore sizes. *Langmuir* 2002; 18(4):1257-64.
4. Biniak S, Pakula M, Szymanski G.S, Swiatkowski A. Effect of activated carbon surface oxygen- and/or nitrogen-containing groups on adsorption of copper (II) ions from aqueous solution // *Langmuir*. — 1999. — 15 (18). С. 6117 — 6122.
5. Pels J.R., Kapteijn F., Moulijn J.A., Zhu Q., Thomas K.M. Evolution of nitrogen functionalities in carbonaceous materials during pyrolysis // *Carbon*. — 1995. — 33(11). — С. 1641 — 1653.
6. Pietrzak R, Jurewicz K, Nowicki P, Babel K, Wachowska H. Microporous activated carbons from ammoxidised anthracite and their capacitance behaviours // *Fuel*. — 2007. — 86. — С. 1086 — 1092.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦЕОЛИТА САХАПТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ДЛЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ОТ АММОНИЙНОГО АЗОТА****А.С. Вейсгейм**

Научный руководитель профессор О.Б. Назаренко

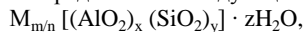
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия наблюдается ухудшение качественных показателей состояния водных объектов, используемых для хозяйственной деятельности. Это связано с увеличением загрязненности источников водоснабжения за счет повышения объемов сброса в них сточных вод. Сточные воды содержат большое количество различных вредных веществ, в том числе и аммонийный азот.

Аммонийный азот, являясь первичным загрязнителем, окисляется до нитратов и нитритов, неблагоприятно влияющих на здоровье человека и окружающую среду. Сброс соединений азота с хозяйственно-бытовыми, промышленными, сельскохозяйственными стоками приводит к эвтрофикации природных водоемов, уменьшению содержания растворенного кислорода, оказывает токсическое влияние на рыб, способствует усиленной коррозии распределительных систем водоснабжения [1, 5]. Поиск эффективных методов удаления иона аммония является одной из важнейших проблем водоочистки.

Наибольшее распространение получили методы отдувки воздухом и биологической очистки [2, 5]. Однако они имеют существенные недостатки. Эффективность метода отдувки воздухом резко снижается в холодную погоду от 90-98 % до 30-50 %. Введение в очищаемую воду больших количеств $\text{Ca}(\text{OH})_2$ для повышения pH приводит к отложению CaCO_3 в виде плотной корки при продувании воздуха, и эффективность работы системы резко падает. Процесс экономически целесообразен при концентрации аммиака в воде, поступающей на очистку, больше 100 мг/л. Поэтому для очистки сточных вод, сбрасываемых в реки, этот метод нецелесообразен. Необходимость дополнительного введения метанола (для интенсификации процесса), двухстадийность процесса удорожают стоимость биологического метода. Наличие в очищаемой воде фенолов и ионов тяжелых металлов замедляет процесс очистки и ухудшает качество воды, при этом степень очистки сточных вод от соединений азота не превышает 80-90 % [4].

Известно, что природные цеолиты, являясь широко распространенным и дешевым минеральным сырьем, обладают уникальным спектром физических, физико-химических, адсорбционных и ионообменных свойств, благодаря чему они нашли широкое применение во многих отраслях народного хозяйства, в том числе и в практике очистки сточных вод. Цеолиты являются каркасными алюмосиликатами, в структуре которых имеются полости, занятые большими катионами и молекулами воды, способными свободно удаляться и поглощаться структурой, благодаря чему происходит ионный обмен и обратимая дегидратация [3]. Структурная формула цеолита может быть представлена следующим образом:



где $x+y$ – сумма тетраэдров в элементарной ячейке, m – число катионов M (калия, натрия, кальция, магния), n – валентность катиона.

Цеолиты обладают высокой избирательностью к ионам больших размеров, в частности, к иону аммония. По литературным данным [3, 6] наибольшей избирательностью обладает клиноптилолит. Обменные катионы Na^+ , расположенные в больших полостях клиноптилолита, легко замещаются в водных растворах солей на ион аммония. Поэтому, чем больше фазы клиноптилолита содержится в цеолите, тем лучше он очищает воду от аммонийного азота.

В данной работе представлены результаты исследования возможности применения цеолита Сахаптинского месторождения Красноярского края для очистки воды от аммонийного азота.

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.

Для исследований свойств сахаптинского цеолита использовались следующие методы анализа: рентгенофазовый анализ (РФА), термический анализ, инфракрасная (ИК) спектроскопия, химический анализ. Анализы были выполнены в НАЦ ТПУ и УНПЦ «Вода» ИГНД.

Согласно данным РФА исследуемый образец содержит в своем составе 45-50 % клиноптилолита, гейландит, а также примесные породы – кварц, монтмориллонит, полевой шпат и кристобалит. Исследуемый цеолит содержит в своем составе связанную и сорбированную воду (рис. 1). Потеря веса при нагревании образца природного цеолита до 1000 °С составляет 9,22 %, причем максимальная потеря массы ~6 % наблюдается в температурном диапазоне от 80 до 300 °С.

Спектры поглощения образца цеолита в инфракрасной области спектра (4000-400 cm^{-1}) были сняты на ИК-Фурье спектрометре Nicolet 5700. Наиболее интенсивный пик наблюдается для полосы поглощения 1046 cm^{-1} , что характеризует связь Si–O–Si. Полосы поглощения 1612, 2361, 2925 и 3406 cm^{-1} связаны с наличием цеолитной воды.

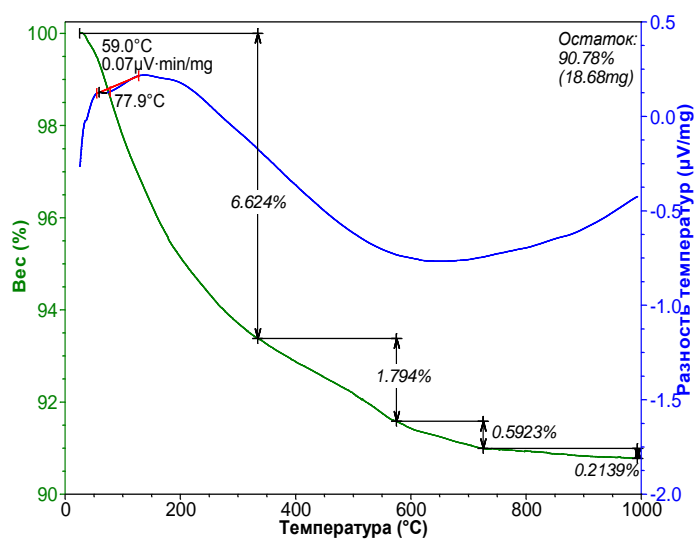


Рис. 1. Термограмма природного цеолита Сахатинского месторождения

В экспериментах по очистке модельного раствора хлористого аммония с концентрациями 5 и 20 мг/л использовалась предварительно отсеянная на сите фракция цеолита размером 1-2 мм. Объем цеолита в фильтре составлял 80 мл. Концентрацию ионов аммония в очищенной воде определяли фотометрическим методом с реактивом Несслера. Снижение концентрации ионов аммония в растворе составило 42,5 % и 69,4 % (рис. 2).

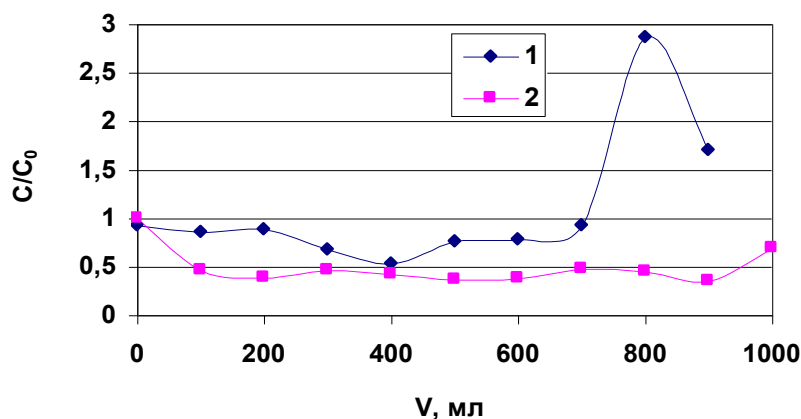


Рис. 2. Зависимость концентрации ионов аммония в фильтрате от объема модельного раствора, прошедшего через фильтр с цеолитом: 1 – исходная концентрация NH_4^+ – 20 мг/л; 2 – NH_4^+ – 5 мг/л

Таким образом, в ходе проведенных исследований была показана возможность использования природного цеолита Сахатинского месторождения Красноярского края для очистки воды от аммонийного азота. На основании изучения физико-химических свойств данного минерала предложено для увеличения эффективности процесса очистки провести химическое и термическое модифицирование.

Литература

1. Грушко Я.М. Вредные неорганические соединения в промышленных сточных водах: Справочник. – Л.: Химия, 1979. – 160 с.
2. Иевлева О.С., Гончарук В.В. Методы удаления нитратов из природных и питьевых вод // Химия и технология воды. – 2006. – Т. 28, № 3. – С. 256 – 273.
3. Минералогическая энциклопедия: пер. с англ. / Под ред. К. Фрея. – Л.: Недра, 1985. – 512 с.
4. Природные сорбенты в процессах очистки воды / Тарасевич Ю.И. – Киев, 1981. – 208 с.
5. Слипченко В.А., Малицкая Т.Н. Удаление минеральных азотсодержащих веществ из питьевой воды // Химия и технология воды. – 1992. – Т. 14. - № 1. – С. 35 – 47.

6. Челищев Н.Ф. Ионообменные свойства природных высококремнистых цеолитов / Н.Ф. Челищев, В.Ф. Володин, В.Л. Крюков; Академия наук СССР; Институт минералогии, геохимии и кристаллохимии редких элементов; под ред. Л.Н. Овчинникова. – М.: Наука, 1988. – 128 с.

К ВОПРОСУ ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ РАЙОНА УЧЕБНОЙ ПРАКТИКИ В ХАКАСИИ

К.А. Гаак

Научный руководитель доцент Н.П. Соболева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогрессирующее воздействие хозяйственной деятельности на природную среду достигло уровня, при котором происходят существенные изменения в химическом составе почвенного покрова обширных территорий [1]. Не является исключением и район летних практик в Хакасии, имеющий на своей территории большое количество объектов, относящихся к той или иной промышленной структуре. На общем фоне наибольший интерес вызывают объекты добычи полезных ископаемых, потому что их разработка предполагает широкое воздействие на почвы в зоне их расположения.

В общем процессе антропогенного преобразования почв, как отмечают М.А. Антипов, М.С. Голицын и др., важную роль играет загрязнение их тяжелыми металлами (ТМ), которые входят в одну из приоритетных групп загрязняющих веществ. Основная масса их вовлекается в аэральную миграцию и аккумулируется в приповерхностном слое почв [2]. Распределение металлов-загрязнителей в пространстве весьма сложно и зависит от многих факторов, но в любом случае, именно почва является главным приемником и аккумулятором ТМ [3,4].

Так как почвы – это биокосная система, в которой неживое (косное) вещество и живые организмы тесно связаны и взаимообусловлены, то явно возникает необходимость выявления особенностей распределения ТМ в каждом из типов почв, находящейся в изучаемом районе.

На территории летних практик в Хакасии наблюдаются следующие типы почв: дерново-подзолистые (месторождение золота - п. Коммунар), серые лесные (карьер по добычи меди – г. Сорск), черноземы (Черногорский и Восточно-Бейский угольные разрезы), каштановые (рекреационные объекты – пос. Шира) [5].

Наибольшую опасность загрязнения представляют те тяжелые металлы, которые при нормальных условиях необходимы растениям как микроэлементы. К ним в первую очередь относятся Zn, Cu, Mn, Co и другие. Основными факторами, влияющими на поступление и накопление в растениях ТМ, являются: элемент и его концентрация в почвенном растворе, рН почвы, вид растения. Попадая на поверхность почв, ТМ могут либо накапливаться, либо рассеиваться в зависимости от характера геохимических барьеров, свойственных данной территории. Большая часть ТМ, поступивших на поверхность почвы, закрепляется в верхних гумусовых горизонтах. Тяжелый гранулометрический состав и высокое содержание органического вещества приводят к связыванию ТМ почвой. Рост рН усиливает сорбированность катионообразующих металлов (Cu, Zn, Ni, Pb и др.) и увеличивает подвижность анионообразующих (Mo, Cr, V и др.). Усиление окислительных условий увеличивает миграционную способность металлов. В итоге по способности связывать большинство ТМ исследуемые почвы образуют следующий ряд: черноземы>дерново-подзолистые>серые лесные>каштановые [6].

Помимо загрязнений тяжелыми металлами существует и другие виды загрязнения почв, например, захоронение радиоактивных и других отходов различных классов опасности и многое другое.

В ходе прохождения учебной практики на полигоне ТПУ в Хакасии нами для анализа всех вышеперечисленных типов почв были отобраны пробы. В дальнейшем планируется проведение детальных анализов с целью получения данных о накоплении загрязняющих веществ почвами в районах воздействия предприятий различного производственного профиля в сопоставлении с природными аналогами, не затронутыми антропогенной деятельностью.

Литература

1. Вальков В.Ф. Почвоведение / В.Ф. Вальков, Ю.А. Штомпель, В.П. Тюльпанов. – Краснодар: Изд-во Сов. Кубань, 2002. – 728с.
2. Антипов М.А. Подвижные формы тяжелых металлов в почвах и грунтах зоны аэрации / М.А. Антипов, М.С. Голицын // Обзор. Информацион. – Вып. 2. – М.: Геоинформцентр, 2002. – С. 13.
3. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами / А. С. Яковлев, В. П. Кузнецов, Ю. М. Матвеев. – М., 1993.
4. Добровольский, В. В. География микроэлементов. Глобальное рассеяние / В.В. Добровольский. – М., 1983. – 872 с.
5. Гаак К.А. Геоэкологическая характеристика ландшафтов района учебной практики в Хакасии / К.А. Гаак // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. – Томск: Изд. ТПУ, 2009. – С. 678 – 680.
6. Вальков В.Ф. Почвоведение: учебник для вузов / В.Ф. Вальков, К.Ш. Казаев, С.И. Колесников. – М.: ИКЦ «МарТ», 2006. – 496 с.

ВЛИЯНИЕ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА ОХОТСКОГО МОРЯ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Гальцев

Научный руководитель профессор В.А. Мелкий

Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск, Россия

С началом обустройства морских нефтегазовых месторождений в Охотском море и установкой ледостойких нефтяных и газодобывающих платформ на сахалинском шельфе в 1998–2000 гг., остро встала проблема обеспечения их круглогодичного обслуживания. Для гидрометеорологических условий Охотского моря это, в первую очередь, проблема безопасного плавания судов в период наличия ледяного покрова, который в районах месторождений может наблюдаться от шести до восьми месяцев в году. В зимний период для обслуживания стационарных платформ используются суда-снабженцы (саплайеры). В исключительных случаях допускается работа судов с более низким ледовым классом, но при обязательном сопровождении ледокола.

Освоение морских нефтегазовых месторождений на современном уровне развития человечества еще не может осуществляться без техногенного воздействия на морскую экологическую систему. Мировой опыт показывает, что особенно тяжелые условия ликвидации аварийных разливов нефти возникают при наличии ледяного покрова. Мониторинг ледовых условий занимает особое место и является важнейшим звеном обеспечения безопасности мореплавания и работы инфраструктуры нефтедобывающих комплексов.

Анализ большого объема исторической информации, накопленной в результате регулярного выполнения еженедельных ледовых авиационных разведок с середины 1950-х до середины 1980-х годов и коллекции ежедневных снимков ледяного покрова со спутников серий МЕТЕОР, РЕСУРС, ОКЕАН, NOAA, а в последнее десятилетие спутников TERRA и AQUA, дают практически полное представление о характеристиках ледяного покрова Охотского моря. По мере развития материальной базы, накопления опыта работы и знаний о ледовом режиме, со временем сформировалась типовая схема покрытия галсами дальневосточных морей (рис. 1).



Рис. 1. Схема стандартных галсов ледовой авиационной разведки для умеренных зим

Схема эпизодически видоизменялась с появлением новых задач. Систематические авиационные наблюдения за ледяным покровом были прекращены в 1988 г., но уже со второй половины 1970-х годов на Дальнем Востоке был налажен устойчивый прием снимков со спутников серий МЕТЕОР и NOAA, что позволило в течение 10 лет проводить параллельные наблюдения за состоянием ледяного покрова с самолетов, обрабатывать методологию его дешифрирования по спутниковым данным.

В настоящее время, из всего комплекса негативных воздействий ледяного покрова Охотского моря на инфраструктуру нефтегазового комплекса Сахалинской области, важное место занимает проблема обеспечения безопасности мореплавания судов, обслуживающих нефтегазовые проекты в шельфовой зоне северо-восточной части о. Сахалин. Специфика формирования ледяного покрова дальневосточных морей, расположенных на границе Азиатского материка и Тихого океана, во многом определяется ветровым режимом и генеральной циркуляцией вод. В рассматриваемом регионе благодаря различиям в тепломкости Азиатского материка и Тихого океана формируется атмосферная циркуляция муссонного типа, т.е. в холодный период года преобладают ветры северо-западного направления, а в теплый – наоборот. Преобладание ветров северо-западных румбов в зимний период инициирует развитие над акваториями морей одновременно двух процессов:

- 1) активную генерацию льда в квазистационарных полыньях вдоль их северо-западных побережий;
- 2) постоянный генеральный дрейф ледяного покрова в южном и юго-восточном направлениях [1]. В результате этого формируется главная особенность ледового режима дальневосточных морей – увеличение толщины льда (тождественно – возраста) по мере его продвижения с севера на юг. Сочетание географического положения Охотского моря с особенностями рельефа дна (наличия обширных мелководных районов вдоль северо-западного побережья) делают его самым холодным из дальневосточных морей.

Основная проблема зимнего плавания судов в юго-западной части Охотского моря заключается в преодолении пояса тяжелого льда, который образуется в Сахалинском заливе и на акваториях, прилегающих к Шантарским островам. Преимущественно зональная ориентация береговой черты с глубоко вдающимися в сушу за-

ливами в условиях работы зимнего муссона делают этот район (равно как и крайнюю южную часть Охотского моря) своеобразной «ловушкой» для дрейфующих льдов (рис. 2). Упираясь в берег, льды многократно наслаиваются, деформируются, образуя параллельно береговой черте гряды торосов, и под воздействием низких температур воздуха быстро смерзаются. В результате здесь формируется сильно деформированный «тяжелый» лед (в середине зимы средняя толщина льда составляет 1-2 м, степень деформации может достигать 80-90 %).

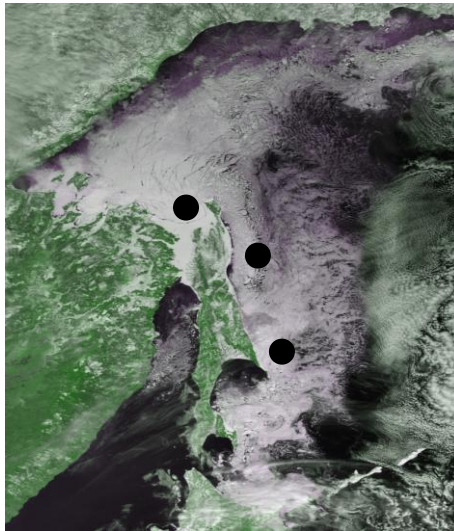


Рис. 2. Спутниковый снимок Terra (Modis) Охотского моря за 14 марта 2009 г. (кружками обозначены зоны тяжелого льда)

Исследования направления и скорости дрейфа льда вдоль восточного побережья о. Сахалин с помощью спутниковых снимков по идентифицированным льдинам показали, что наибольшие средние скорости генерального дрейфа льда наблюдаются в январе-феврале (26,8 км/сут.). В апреле они уменьшаются до 10,4 км/сут. Максимальная скорость дрейфа составляла 95,0 км/сут. Эксперименты с автономными буями ARGOS показали, что время прохождения ими пути от зал. Пильтун (~53° с.ш.) до о. Хоккайдо или южных Курильских проливов колеблется от 36 до 60 сут. Средняя скорость дрейфа составляла от 25,6 до 31,6 км/сут., а максимальная – от 56,0 до 64,0 км/сут. [2].

Повышения эффективности зимнего мореплавания с учетом сложной ледовой обстановки в Охотском море позволит:

1. Уменьшать до 50% финансовые затраты и время на перевозку и обслуживание морских судов;
2. Многократно снижать риск техногенных катастроф, которые могут привести к непредсказуемым экологическим последствиям;
3. Разрабатывать новые эффективные маршруты плавания и ледовые трассы для выполнения своих задач;
4. Круглогодичное обслуживание нефтегазовых проектов на о. Сахалин.

Литература

1. Плотников В.В. Ледовые условия и методы их прогнозирования / В.В. Плотников, Л.П. Якунин // Проект «Моря». Гидрология и гидрохимия морей. Том IX. Охотское море. Выпуск 1. Гидрометеорологические условия. – С.-Пб.: Гидрометеиздат, 1998. – С. 291 – 340.
2. Астафьев В.Н. Торосы и стамухи Охотского моря // В.Н. Астафьев, Г.А. Сурков, П.А. Трусков. – С.-Пб., прогресс-Погода, 1997. – 197 с.

СПОСОБЫ СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ НА КОМПОНЕНТЫ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ ООО «КИНЕФ»

М.В. Гвоздецкая, И.Р. Левчук, К.А. Моисеева

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Наиболее значительной техногенной нагрузке подвергаются компоненты природной среды на территориях складирования нефтесодержащих отходов, поскольку отсутствие современных технологий их ликвидации и обезвреживания превратило значительное число хранилищ из средства предотвращения нефтезагрязнения в угрозу крупномасштабного загрязнения компонентов природной среды (почв, подземных и поверхностных вод, атмосферы) [2].

Серьезной проблемой для предприятий топливно-энергетического комплекса является утилизация избыточных илов и осадков, образующихся при биологической очистке сточных вод. Этот метод очистки является одним из самых эффективных, однако ему присущ крупный недостаток – необходимость переработки образующихся избыточных илов и осадков, в противном случае для их складирования требуются большие по площади и объему иловые карты, аналогичные шламонакопителям.

ООО «Киниф» ОАО «Сургутнефтегаз» является одним из самых крупных нефтеперерабатывающих предприятий Северо-Запада России. Ежегодно на предприятии перерабатывается более 16 млн. т Западно-Сибирской и Ухтинской нефти с суммарным потреблением материалов более 17 млн. т.

Производство продукции сопровождается образованием большого количества отходов с явно выраженной тенденцией к ежегодному увеличению их объемов. К настоящему времени на территории ООО «КИНЕФ» временно хранится более 184,4 тыс. т отходов. Состав отходов отличается разнообразием и содержанием групп токсичных веществ со значительным превышением предельно-допустимых концентраций (ПДК). Динамика накопления отходов представлена на рис.

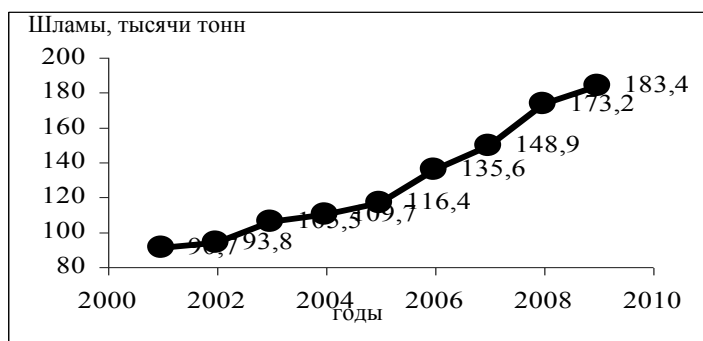


Рис. Динамика накопления био- и нефтешламов (тыс. тонн в год)

Территория ООО «КИНЕ» подвержена загрязнению почв и вод. Это объясняется тем, что территории функционирования техногенных массивов происходит полная трансформация подстилающих грунтовых вод, которые разгружаясь в поверхностные водотоки (р.р. Волхов, Черная, Кересть и Тигода), являются главными источниками их загрязнения [1].

Высокий уровень загрязнения компонентов природной среды высокотоксичными веществами, изъятие площадей более 10 га под хранилища отходов в черте земельного отвода предприятия, а также увеличение количества нефтесодержащих отходов с вводом в эксплуатацию завода глубокой переработки нефти, обуславливает необходимость оперативного обезвреживания уже существующих и вновь образующихся нефтяных и биологических шламов.

Собранные в шламонакопителях для временного хранения осадки, загрязненные нефтепродуктами, образующимися при эксплуатации очистных сооружений промканализации под действием гравитационных сил и термодеструкции расслаиваются. Осадок – нефтешламы, состоящие, в основном, из мазутоподобных веществ с содержанием влаги 12 % и органической части 71-84 %, накапливаются в шламонакопителях. В настоящее время возможности накопления нефтесодержащих отходов в шламонакопителях практически исчерпаны.

Ликвидация существующих шламонакопителей на территории ООО «КИНЕФ», а также быстрое оперативное обезвреживание вновь образовавшихся нефтяных и биологических шламов представляются важной мерой по снижению техногенной нагрузки на компоненты природной среды.

В настоящее время существует много различных способов утилизации углеросодержащих отходов.

Каждый метод обезвреживания отходов и технология на его основе имеют определенную нишу, то есть, совокупность физико-химических параметров отходов и возможностей метода, оптимальное сочетание которых позволяет достичь наибольшей прибыли или минимальных затрат на обезвреживание определенного вида отходов при наименьшем экологическом ущербе природе.

При проведении анализа вещественного состава илов (табл.) было выявлено наличие компонентов, которые при должной обработке могут быть направлены в другие отрасли промышленности (никель, марганец, медь, кобальт в концентрациях от 5 до 30 г/л).

В настоящее время существует много различных способов утилизации углеросодержащих отходов [3].

- физико-химические;
- химические;
- биологические.

Учитывая специфику объекта, состав отходов, а также необходимость извлечения ценных компонентов, было принято решение остановиться на методах «мокрой» химии и экстракции. В основу технологии положено разделение компонентов и удаление органических компонентов, которые могут помешать извлечению ценных компонентов.

На первой стадии будет осуществляться переводим катионов в хлоридную форму при помощи 2-нормальной соляной кислоты. Осадок промывается горячей водой и переходит на вторую стадию. В результате

получаем раствор катионов свинца и хлорид ртути, готовый к продаже. На третьей стадии производим повышение рН для образования осадка.

Таблица

Результаты вещественного анализа отходов

№ элемента	Элемент	Концентрация г/л
1	Mn	26
2	Ni	18
3	Cu	16
4	Co	14,3
5	Pb	5,8
6	Fe	4
7	Hg ₂ ²⁺	1,3

Раствор отправляется на нейтрализацию слабой соляной кислотой и отводится в оборотную сеть предприятия (снижение объемов водопотребления). Осадок, содержащий гидроокислы марганца, железа, меди, никеля, кобальта, смешивается с нагретой азотной кислотой не высокой концентрации, затем к смеси приливаются гидроксид аммония. Осадок с катионами железа и марганца смешивается с азотной кислотой и отправляется на экстракцию. К раствору, содержащему гидроокислы меди, никеля, кобальта, добавляется 2- нормальный тиосульфат аммония и 2-нормальная серная кислота. В осадок выпадает медь. Раствор направляется на экстракцию.

Основой для дальнейшей работы станет отработка предложенной схемы с подбором аппаратного обеспечения, а также предложение данной схемы предприятию.

СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНОГО ШЛАМА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОГО ГРУНТА С ПОМОЩЬЮ БИОДЕГРАДАЦИИ И В ПЛАЗМОКАТАЛИТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКЕ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. Голещихин

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г.Томск, Россия

В настоящее время в нефтяной промышленности актуальна проблема утилизации нефтяных шламов. Решение этой проблемы предлагается двумя способами:

1. Технология биодegradации нефтезагрязненных грунтов.

Твердая фаза, накапливаясь в картах шламонакопителя, представляет потенциальную опасность для окружающей среды. Нефтезагрязненные грунты необходимо обезвреживать, превращая из умеренно-опасного отхода (3-й класс опасности) в малоопасный (4-й класс опасности).

Оптимальным сроком хранения нефтезагрязненных грунтов представляется срок в 1 год. За один год нахождения в карте предполагается полное завершение разделения твердой и жидкой фаз, а также удаление жидкой фазы за пределы карты. Нефтезагрязненные грунты в картах уплотняются за счет испарения легких фракций, частичного окисления и разложения. Обработка сжатым воздухом позволяет диспергировать корку уплотненных грунтов и создать условия для получения однородного твердого слоя. Дальнейшее обеззараживание нефтезагрязненных грунтов предлагается проводить биодegradацией, т.е. микробиологическим разложением нефти, конечными продуктами которого являются вода, углекислый газ и бактериальная масса в почвенном слое донных осадков.

Для проведения биодegradации донных осадков накопителей нефтезагрязненных грунтов предусматриваются поля биодegradации, которые располагаются на одной территории с картами-отстойниками.

По истечении года нефтезагрязненный грунт перегружается из карт с помощью погрузчика в автосамосвал и вывозится на поля биодegradации. Работы проводятся в зимний период, когда грунты менее вязки и наиболее транспортабельны. На полях биодegradации нефтешламная масса разравнивается слоем 25-30см с помощью бульдозера. Биодegradация донных осадков на отведенной площадке дополняется рыхлением с одновременным внесением минеральных удобрений и аборигенной микрофлоры (микробов-деструкторов нефти). При проведении биологической переработки необходимо учитывать, что в условиях низких температур микробиологическая активность понижена, что меньшим образом сказывается на аборигенной почвенной микробиоте, по сравнению с существующими биопрепаратами.

Применение микробов-деструкторов, выделенных из естественного микробиоценоза, исключает непредсказуемые экологические последствия, возможные при использовании посторонних видов микроорганизмов. Процесс рыхления нефтезагрязненных грунтов на площадке биодegradации увеличивает диффузию кислорода в почвенный слой, снижает концентрацию углеводородов, обеспечивает разрыв поверхностных пор, насыщенных нефтью, способствует увеличению активной поверхности. Рыхление донных осадков на площадке биодegradации проводится трактором МТЗ-80 "Беларусь" с дисковым культиватором ИПЭ-3.8 или плугом ПЛН-335. Внесение биопрепарата и раствора удобрений проводится прицепными штанговыми опрыскивателями ОПШ-15, ОПШ-15-01 или подкормщиками-опрыскивателями ПОУ, ПОМ-630 в комплекте с рекультиваторами КРН-4.2;

КРН-5.6. Внесение удобрений (азота, фосфора, калия) обеспечивает интенсивность разложения нефти и нефтепродуктов. В пересчете на нефтезагрязнения необходимое количество удобрений составляет 15 - 20 г/кг нефти, требуемое соотношение азота, фосфора, калия и магния 5:1:1:0.01. Норма для внесения смешанных минеральных удобрений совместно с культурой микробов-деструкторов на 1га нефтезагрязненных осадков (при фрезеровании на глубину 25 - 30см) приведена в табл.

Таблица

Норма внесения удобрений

Донный осадок Нефтяного шлама с содержанием нефти, г/кг	Культура микро- бов-деструкторов, кг	Аммиачная селитра, кг	Диаммоний фосфат, кг	Хлористый калий, кг	Всего удоб- рений, кг/га
> 250 - ≤500	200	500	200	150	850

Оптимальной температурой для разложения нефти и нефтепродуктов является температура 20-37°C. Поддержание донных осадков нефтезагрязненных грунтов на площадке биодegradации во влажном состоянии является одним из агротехнических приемов биологической активностью и оказывает эффективное воздействие на темпы разложения нефти и нефтепродуктов.

Благоприятный водный режим достигается путем орошения водой из пруда-накопителя с помощью дождевальной установки ДДН-100 на базе трактора Т-150.

Кислотность донных осадков играет важную роль в разложении нефти и нефтепродуктов. Значения рН, близкие к нейтральным, являются оптимальными для роста на углеводородах большинства бактериальных микроорганизмов. Для создания рН, оптимального для биоразложения нефти и нефтепродуктов, донные осадки подвергаются раскислению известью или доломитовой мукой (при рН ниже 3.9 вносится 5 т/га известь или доломитовая мука однократно вместе с удобрениями в виде суспензии). После проведения цикла работ по биодegradации донный осадок нефтезагрязненных грунтов с конечной концентрацией нефтезагрязнений ≤ 1 г/кг с площадки биодegradации (обогащенный микрофлорой и минеральными компонентами) удаляется и может применяться для отсыпки новых кустовых оснований и ликвидации разливов нефти в качестве биологически активного грунта.

2. Технология утилизации с помощью плазмокаталитической установки.

Нефтешламы от зачистки емкостей, проливов нефти и нефтепродуктов и т.д. сливаются в отдельную карту размером 40x12x2м, где перемешиваются и подаются в плазмокаталитическую установку. Конструкция карты подобна картам нефтезагрязненных грунтов. С целью поддержания водно-нефтяного баланса, необходимого для работы установки, а также проведения ремонтных работ проектом предусматривается устройство поперечной бетонной перегородки с шандорным затвором. Торцевая стенка со стороны отсека приемки шламов также выполняется из фундаментных бетонных блоков. Для обеспечения возможности проведения ремонтных работ и зачистки карты один из торцевых бортов карты предусматривается в виде грунтового откоса.

Установка обеспечивает одностадийную переработку нефтяных шламов, содержащих в своем составе нефтепродукты, воду и механические примеси, с получением безвредных твердых отходов и газообразных продуктов утилизации.

Высокочастотный генератор размещён в экранированном металлическом шкафу, обеспечивающем надёжную защиту от электромагнитного излучения, и является источником питания установки.

Высокочастотный факельный плазмотрон предназначен для генерирования потоков каталитически активной воздушной плазмы с температурой до 6000°K. Плазмокаталитический реактор предназначен для утилизации нефтяных шламов в условиях каталитически активной воздушной плазмы с температурой до 6000°K. Узел подготовки и дозированной подачи нефтяного шлама, установленный в шламонакопителе, предназначен для предварительной специальной подготовки нефтяного шлама (механическое измельчение и гомогенизация), и дозированной его подачи в виде горючей топливной композиции (ГТК) в узел диспергирования нефтяного шлама. Сюда же из узла очистки отходящих газов от механических примесей подается обратная вода в виде водной композиции ультрадисперсных каталитически активных материалов, полученных в процессе плазмокаталитической утилизации нефтяных шламов.

В результате получают горючую водотопливную композицию (ГВТК) с адиабатической температурой горения не менее 1500°K, способную самостоятельно гореть. ГВТК диспергируют и подают в виде диспергированной горючей водотопливной композиции (ДГВТК) в плазмокаталитический реактор навстречу потоку каталитически активной воздушной плазмы, генерируемой высокочастотным факельным плазмотроном. В плазмокаталитическом реакторе утилизируют полученную ДГВТК, чтобы не допустить образования различных токсичных органических соединений и получают газообразные и твердые продукты утилизации. Горячие отходящие газы, содержащие в своем составе пары воды, грубодисперсные и ультрадисперсные продукты утилизации, поступают из плазмокаталитического реактора в узел очистки отходящих газов от механических примесей, охлаждаются и отделяют механические примеси.

Оборотная вода узла очистки отходящих газов от механических примесей, постоянно циркулируя через узел очистки оборотной воды, освобождается от этих примесей и в виде водной суспензии сбрасывается в карту продуктов утилизации. Охлаждённая в карте обратная вода (ООВ) вновь возвращается в узел очистки отходящих газов от механических примесей. Часть ООВ в виде водной композиции ультрадисперсных каталитически

активных материалов направляется в узел диспергирования нефтяного шлама для образования ГВТК на основе нефтяного шлама. Сброс загрязненных вод отсутствует.

Очищенные отходящие газы через вытяжной вентилятор узла очистки отходящих газов от механических примесей выбрасываются в атмосферу на высоте 5,1 м. После утилизации нефтешламов состояние твердого остатка соответствует IV классу опасности и по массе может составлять до 20 %. Выгрузка твердого остатка, по мере его накопления в карте продуктов утилизации, производится бульдозером с последующей перевозкой автосамосвалом в карту складирования нефтезагрязненных грунтов.

По мнению автора необходимо развивать оба направления утилизации нефтяного шлама и нефтезагрязненного грунта, т.к. данные методы появились сравнительно недавно и технология их применения в настоящее время не доведена до совершенства. При выборе способа утилизации нефтяного шлама и нефтезагрязненного грунта необходимо учитывать многочисленные факторы (условия): наличие развитой инфраструктуры, территории под площадочные объекты, энергоёмкости, постоянное наличие спецтехники, обслуживающий персонал, климатические условия региона и сезонность работ.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И МИГРАЦИИ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ И МЫШЬЯКА В ПОЧВАХ Г. СВИРСКА (ЮЖНОЕ ПРИБАЙКАЛЬЕ)

О.Н. Гордеева

Научный руководитель ведущий научный сотрудник Г.А. Белоголова
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

Проблема загрязнения почв в городах Южного Прибайкалья в настоящее время стоит очень остро. Особенности распределения и миграции тяжелых металлов и мышьяка в почвах рассмотрены на примере одного из промышленных городов Прибайкалья – г. Свирска. На территории города установлено два основных источника загрязнения почв тяжелыми металлами. Первый из них, наиболее контрастный, связан с техногенными отвалами бывшего Ангарского металлургического завода (АМЗ) по производству мышьяка для нужд обороны. Отвалы АМЗ сложены продуктами обжига сульфидных руд, представленными оксидами и гидроксидами железа, алюмосиликатным материалом, слюдой, кварцем, полевым шпатом, гипсом, сульфатами железа и содержат высокие концентрации As, Pb, Cd, Cu, Zn, Fe. В результате почвы, прилегающие к данной техногенной аномалии, загрязнены тяжелыми металлами и As. Указанные отвалы, а также разрушенные здания завода, находящиеся в центре города, недалеко от р. Ангары. Второй участок с повышенным содержанием тяжелых металлов в почвах приурочен к заводу «Востсибэлемент», специализирующемуся на производстве и переработке аккумуляторов.

Для изучения распределения химических элементов в почвах г. Свирска в 2002-2009 гг. были отобраны почвы по всей территории города, включая рекреационные зоны и дачные участки, расположенные в черте города, побережье р. Ангары и лесные массивы, участки вблизи техногенных отвалов АМЗ и завода «Востсибэлемент». Высушенные почвенные образцы анализировались атомно-абсорбционным и рентгено-флуоресцентным методами. В данную выборку ($n = 68$) вошли пробы почв из верхнего гумусового горизонта (A_0+A , A_{max}), отобранного на глубину 0-25 см. На основании полученных данных были построены карты распределения тяжелых металлов в почвах г. Свирска масштаба 1:50 000.

Помимо общего распределения тяжелых металлов и As в почвах города, были изучены их формы нахождения, что позволило выяснить особенности их миграции и бионакопления в условиях техногенного загрязнения. В Свирске имеются дачные участки, где выращиваются овощи, ведется выпас животных, поэтому изучение форм нахождения тяжелых металлов и As в почвах города является актуальной и необходимой задачей.

Изучение особенностей миграции тяжелых металлов рассмотрено на примере As, Cd, Pb, Cu и Zn в почвах, расположенных вблизи отвалов АМЗ (техноземы), на территории дачных участков и лесного массива на окраине Свирска. Для сопоставления изучены пахотные почвы условно-фонового участка, расположенного в 15 км от г. Свирска. Последовательное выделение форм (фракций) проводилось по стандартной методике [6]. Было выделено 5 фракций: 1) легкообменных ионов, 2) карбонатная, 3) органическая, 4) Fe-Mn-гидроокислов, 5) нерастворимый остаток. Принято считать, что элементы, находящиеся в легкообменной фракции наиболее подвижны и доступны для растений. Элементы, связанные с карбонатами, Fe-Mn-гидроокислами и органическим веществом почв обладают меньшей подвижностью и представляют собой ближайший резерв питания растений. Наименее подвижны и малодоступны для растений элементы, находящиеся в нерастворимом остатке (труднорастворимые силикаты). Анализ полученных вытяжек проводился на атомно-абсорбционном спектрометре модели «Perkin-Elmer-503».

Мышьяк. Мышьяк является приоритетным загрязнителем г. Свирска. Содержания его в почвах города колеблются в широких пределах – от 2,5 до 36700 мг/кг (ОДК 2-10 мг/кг) [5]. Максимально высокие концентрации As выявлены в пределах участка 1. Содержания As в почвах, прилегающих к отвалам АМЗ, достигают 21400 мг/кг, а в почвах вблизи зданий АМЗ – 36700 мг/кг. Почвы дачных участков, расположенные вблизи участка 1, характеризуются повышенными содержаниями As – 120-310 мг/кг. В целом, в почвах всей территории г. Свирска концентрации As значительно выше кларковых значений (5-8,7 мг/кг [2]).

Изучение особенностей миграции As в почвах показало, что основная его часть в техноземах вблизи отвалов находится в малоподвижной форме, связанной с нерастворимым остатком (73,4 %). Значительная часть As сорбирована Fe-Mn-гидроокислами (6,95 %), в больших количествах присутствующих на поверхности этих почв. Подвижность As во всех свирских почвах выше, чем в почвах условно-фонового участка. Особенностью миграции As является увеличение его подвижности в почвах по мере удаления от отвалов АМЗ. Так, в техноземах (3 м

от отвалов) содержание As в легкообменной фракции составило 6,88 мг/кг или 0,03%, в почвах в 150 м от отвалов – 10 мг/кг или 4,03%, в почвах дачных участков (~800 м от отвалов) – 9,5 мг/кг или 14,6 %. В результате изучения миграции As из почв в растения установлено накопление его в овощах, что свидетельствует о достаточно высоком содержании подвижного As в сельскохозяйственных почвах Свирска. Для этого элемента характерны самые высокие коэффициенты биологического поглощения (К_б) – 9,07 (картофель) и 9,73 (капуста).

Кадмий. Содержания Cd в почвах города колеблются в пределах 0,1-16 мг/кг (ОДК 0,5-2 мг/кг). Почвы, расположенные вблизи отвалов АМЗ, наиболее загрязнены Cd. Здесь установлены его максимальные концентрации. Содержание Cd в техногенном грунте отвалов – 17 мг/кг. На остальной территории города содержания этого элемента не превышает кларков (0,48±0,09 мг/кг [4]).

В отличие от мышьяка, кадмий наиболее подвижен в технозомах вблизи отвалов АМЗ. В этих почвах содержания его в легкообменной и нерастворимой фракциях составляют 18,2 и 29,1 %, соответственно, т.е. в соотношении 1:1,6. При удалении от отвалов подвижность Cd в почвах снижается на 2-3 порядка за счет сорбции его органическим веществом почв, Fe-Mn-гидроокислами, а также благодаря увеличению доли Cd в нерастворимом остатке. Несмотря на низкое содержание Cd в легкообменной фракции сельскохозяйственных почв Свирска (0,01 мг/кг), биодоступность его оказалась достаточно высокой. Содержание Cd в овощах Свирска установлено на уровне 0,25-0,26 мг/кг (ПДК 0,3 мг/кг). К_б Cd составляет 0,13. Повышенная биофильность Cd, сопоставимая с Zn, отмечалась в работах [1, 4].

Свинец. Концентрации Pb в почвах города находятся в пределах 7,8-90000 мг/кг (ОДК 32-130 мг/кг). В почвах, расположенных в пределах промплощадки АМЗ, содержания Pb – 40-90000 мг/кг. Концентрации Pb на участке, приуроченном к заводу «Востсибэлемент» также высокие – до 800 мг/кг, т.к. свинец является одним из основных элементов-загрязнителей, поступающих в окружающую среду при производстве и переработке аккумуляторов. Концентрации Pb в почвах, удаленных от указанных участков, не превышают кларковых значений (10-40 мг/кг [2]).

Основная часть Pb в технозомах находится в малоподвижной форме – нерастворимом остатке (92,2 %). Подвижность Pb в этих почвах относительно невысокая, а при удалении от отвалов АМЗ еще более уменьшается, достигая минимума в почвах условно-фоновом участка. В почвах дачных участков Свирска и в почвах под лесом возрастает доля Pb в органической фракции. Это указывает на увеличение сорбции Pb органическим веществом почв, благодаря чему происходит снижение его подвижности и, как следствие, биодоступности – содержания Pb в овощах невысокие. Свинец обладает самыми низкими К_б – 0,0003 (картофель) и 0,001 (капуста).

Цинк. Колебания концентраций Zn в почвах г. Свирска наблюдаются в пределах 48-1833 мг/кг (ОДК 55-220 мг/кг). Установлено, что высокие и повышенные содержания цинка характерны для обоих участков с максимумом в почвах вблизи отвалов АМЗ. На территории, примыкающей к заводу «Востсибэлемент», содержание Zn в почве достигает 688 мг/кг. На остальной территории города концентрации Zn в почвах ниже или повышены относительно кларков (50-90 мг/кг [3]).

Как и большинство изученных тяжелых металлов, основная часть Zn в почвах вблизи отвалов АМЗ находится в нерастворимом остатке (67,5%). При удалении от отвалов доля закрепленных форм Zn увеличивается, а доля подвижных форм уменьшается. Несмотря на низкое содержание Zn в легкообменной фракции сельскохозяйственных почв Свирска, ему присущ достаточно высокий уровень биоаккумуляции. Установлено накопление Zn в картофеле (13,6 мг/кг, К_б 0,12) и капусте (29,3 мг/кг, К_б 0,25) при ПДК 10 мг/кг. По-видимому, повышенная биофильность Zn привела к накоплению его в растениях, особенно листовых.

Медь. Содержание Cu в почвах г. Свирска колеблется в пределах 9-14020 мг/кг (ОДК 33-132 мг/кг). Максимально высокие содержания Cu зафиксированы в почвах участка, связанного с отвалами АМЗ. На участке, примыкающем к территории завода «Востсибэлемент», концентрации Cu находятся ниже или на уровне ОДК. На остальной территории города содержание Cu в почвах значительно ниже допустимых норм, но повышено относительно кларков (23,9±2,7 мг/кг [3]).

Медь, как и цинк, находится в технозомах преимущественно в связанных формах. Подвижность ее в почвах снижается пропорционально увеличению расстояния от отвалов АМЗ. При низком содержании Cu в легкообменной фракции почв дачных участков не выявлено ее накопления в овощах. К_б Cu – 0,04-0,06.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что почвы г. Свирска загрязнены тяжелыми металлами и As, источниками которых являются, преимущественно, отвалы и здания АМЗ и завод «Востсибэлемент». Установлено, что не все изученные тяжелые металлы накапливаются в почвах выделенных участков в высоких концентрациях. Почвы участка 1 характеризуются следующей геохимической ассоциацией элементов – As-Cd-Pb-Cu-Zn-Hg, почвы участка 2 – Pb-Zn-Hg.

Изучение особенностей миграции и бионакопления тяжелых металлов и As в почвах города показали, что защитные свойства почв по отношению к тяжелым металлам возрастают при удалении от отвалов. Об этом свидетельствует снижение подвижных и увеличение закрепленных форм тяжелых металлов в почвах по мере удаления от отвалов АМЗ. В этом большая «заслуга» принадлежит почвенным карбонатам, органическому веществу, Fe-Mn-гидроокислам, сорбирующим тяжелые металлы и тем самым сдерживающим их поступление в сопредельные среды и в растения. По отношению к соединениям As защитная функция почв, особенно расположенных в зоне влияния отвалов АМЗ, нарушена. Увеличение подвижности As в сельскохозяйственных почвах Свирска стало причиной накопления его в овощах, выращенных на этих почвах. Накопление химического элемента в растениях не всегда зависит от содержания его в наиболее подвижной фракции, что наглядно видно на примере Cd и Zn. Поглощение Cd растениями, по-видимому, зависит от особой его способности поступать в растения.

Проведенные исследования выполнены при финансовой поддержке гранта РФФИ № 09-05-00710-а.

Литература

1. Волков С.Н., Иванов В.В. Новая информация по экологической геохимии металлов и изменению их свойств в техногенезе // Прикладная геохимия. Вып. 2. Экологическая геохимия. – М.: ИМГРЭ, 2001. – С. 433 – 458.
2. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. – М.: Недра, 1996. – Т. 3. – 353 с.
3. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. – М.: Экология, 1996. – Т. 4. – 409 с.
4. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. – М.: Экология, 1997. – Т. 5. – 576 с.
5. Контроль химических и биологических параметров окружающей среды / под ред. Л.К. Исаева. – СПб: Эколого-аналитический информационный центр «Союз», 1998. – 896 с.
6. Кузнецов В.А., Шимко Г.А. Метод поэтапных вытяжек при геохимических исследованиях. – Минск: Наука и техника, 1990. – 88 с.

БИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КРОВИ ЖИТЕЛЕЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**Т.Ч. Дамдинова**

Научный руководители доцент Н.В. Барановская, аспирант Т.Н. Игнатова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучением элементного состава живого вещества занимается наука биогеохимия. Биогеохимия – комплексная научная дисциплина на стыке биологии и геохимии, изучающая жизнедеятельность организмов в качестве ведущего фактора миграции и распределения масс химических элементов на Земле. Основные задачи биогеохимии: 1) изучение путей миграции химических элементов, анализ биогеохимических циклов миграции; 2) исследование географических закономерностей распределения химических элементов, используемых живыми организмами; 3) изучение биосферы как единой системы живого вещества и минеральных соединений; 4) изучение влияния жизни на историю земных химических элементов, их миграцию и накопление, ее участие в геохимических процессах зоны гипергенеза и почвообразования; 5) изучение химического обмена в системе человек – организмы – окружающая среда; 6) изучение химического состава живых организмов и роли химических элементов в развитии организмов, установление оптимальных потребностей живых организмов в различных химических элементах; 7) изучения влияния техногенного процесса на процессы биосферы [1].

Ф.Я. Шипунов выделял следующие группы биогеохимических функций человека: газовая, водная, пылевая, нефтяная, тяжело металлическая, хлор-углеводородная и легко летучая органическая. Антропогенное поступление веществ в биосферу, связанное с этими функциями человека, составляет от долей процентов до десятков и даже сотен тысяч процентов от их природного поступления. Отличительной особенностью многих биогеохимических функций человека является их чужеродность в биосфере, поэтому с ними связана нецикличность антропогенных веществ, которая проявляется как их неразлагаемость, синергизм, токсичность и подавление естественных биогеохимических функций живого вещества (газовых, концентрационных, окислительно-восстановительных, биохимических).

Данные проявления можно рассмотреть на примере крови жителей Томской области. Нами был выбран именно этот субстрат, поскольку система крови может рассматриваться как совокупность тканей для веществ, проникающих в организм, и как органическая система, которая может быть подвергнута неблагоприятному воздействию потенциально опасных агентов. Пробы крови могут служить биологическим мониторингом внешнего воздействия и обеспечивать оценку его влияния на кровяную, лимфатическую и другие системы [5].

В организме взрослого человека находится около 5 л крови. Основную ее часть составляет жидкое межклеточное вещество – плазма, которая и выполняет почти все функции крови: дыхание, питание, выделение, поддержание в организме нормального кислотно-щелочного равновесия, регуляция водного баланса, регуляция температуры тела путем распределения тепла, защита от инфекций, транспорт гормонов и регуляция метаболизма, транспорт различных метаболитов [2].

В плазме находятся клетки крови – эритроциты и лейкоциты, и кровяные пластинки – тромбоциты. Плазма в основном состоит из воды, в которой растворены органические и неорганические вещества. Вода составляет в плазме около 90 %, остальные 10 % – это белки, жиры, глюкоза, минеральные соли и другие вещества.

Изменение состава плазмы губительно действует на организм. Несмотря на постоянное поступление в кровь многих веществ, состав плазмы не меняется. Избыток веществ удаляется из плазмы через органы выделения: в легких кровь освобождается от углекислого газа, а в почках – от избытка воды и растворенных в ней минеральных солей.

Поскольку плазма является «фундаментом» крови и имеет постоянный состав, нами были рассчитаны коэффициенты концентрации химических элементов в крови детей относительно показателей содержания этих элементов в плазме. Самые высокие концентрации обнаружены для Fe (от 2454 до 4174), однако относительно эритроцитов коэффициент для Fe в среднем равен 3,4, что объясняется их ролью – синтез и распад гемоглобина эритроцитов определяют обмен железа в количественном отношении.

Эритроциты – одна из наиболее специализированных клеток человеческого тела. Он состоит из мембраны, окружающей раствор белков и электролитов. Более 95 % белка приходится на гемоглобин, а около 5% остальных белков – ферменты, которые необходимы для поддержания гемоглобина в рабочем состоянии и для производства энергии. Каждый эритроцит содержит примерно 29 пикограммов гемоглобина [3]. В эритроцитах нет ядер, митохондрий и рибосом, они составляют 36-48% всего объема крови, во всей крови взрослого человека содержится $2,5 \cdot 10^{13}$ эритроцитов, ежедневно распадается $2 \cdot 10^{11}$ и образуется столько же новых.

Нами были рассчитаны коэффициенты концентрации химических элементов относительно крови условно здорового человека (табл.).

Таблица

Распределение элементов относительно крови здорового человека

Александровский	Бакчарский	Верхнекетский	Зырянский	Карго-сокский	Кожевниковский	Первомайский	Томский	Чаинский	среднее
Sr _{464,4}	Sr _{464,4}	Co ₂₀₀₀	Co ₂₀₀₀	Co _{333,3}	Co _{1333,3}	Co ₁₆₂₂	Co _{1655,9}	Co ₁₃₃₃	Co ₁₂₂₆
Co _{333,3}	Co _{429,5}	Sr _{913,3}	Au _{526,9}	U _{246,7}	U _{65,8}	Hg _{282,6}	Sr _{315,9}	U _{65,8}	Sr _{352,8}
U _{63,16}	Au ₁₉₈	Au _{222,2}	Sr _{309,6}	Hg _{157,6}	Au _{55,6}	U _{153,5}	Au _{132,3}	Au ₅₅	Au ₁₅₇
Au _{55,56}	U _{64,3}	U _{98,7}	U _{156,8}	Au _{104,2}	Cr _{44,7}	Au _{64,8}	Cr _{45,9}	Sb _{11,6}	U _{105,6}
Ba _{55,25}	Ba _{55,25}	Ba _{41,4}	Ba _{27,6}	Se _{65,7}	Sb _{43,4}	Se ₆₄	Hg _{41,9}	Fe ₁₀	Hg _{90,2}
Hg _{47,8}	Hg _{47,2}	Hg _{28,3}	Hg _{25,7}	Cs ₃₇	Fe _{10,4}	Cr _{14,7}	U _{35,6}	Cr _{9,6}	Ba _{30,3}
Sb _{23,3}	Cr _{44,63}	Ca ₂₈	Cs _{18,5}	Cr _{27,4}	Br ₄	Ca _{13,3}	Ba _{32,4}	Rb _{5,2}	Se _{20,9}
Ca ₂₀	Sb _{23,5}	Cs _{16,7}	Sb _{12,9}	Ca ₂₀	Rb _{2,6}	Cs ₁₁	Cs _{20,3}	Br _{2,3}	Cr _{24,25}
Cr ₁₁	Ca ₂₀	Cr _{13,8}	Ca _{10,7}	Zn _{12,4}	Na _{2,36}	Fe _{6,8}	Ca _{8,6}	Na _{2,15}	Ca _{17,2}
Zn _{8,2}	Zn _{10,2}	Sb ₇	Cr _{6,5}	Sb ₇	Zn _{1,5}	Zn _{5,6}	Sb _{8,54}	Zn _{1,8}	Cs _{16,9}
Cs _{7,4}	Cs _{7,4}	Fe _{6,85}	Fe _{6,3}	Fe _{6,2}		Na ₅	Br _{8,5}		Sb _{15,5}
Fe _{6,1}	Fe _{6,4}	Na ₆	Rb _{5,1}	Na _{4,5}		Sb ₂	Fe _{6,4}		Fe _{7,3}
Br _{5,5}	Br _{5,8}	Rb _{5,2}	Na _{4,8}	Ag _{1,4}		Sr ₁	Zn _{4,8}		Zn _{5,45}
Na _{4,63}	Na _{4,9}	Se _{3,54}	Zn _{4,4}	Sr _{0,8}		Ag _{0,26}	Rb _{4,3}		Na _{4,3}
Rb _{4,13}	Rb _{3,86}	Br ₃	Br _{3,5}	Rb _{0,04}		Br _{0,03}	Se _{4,2}		Br _{4,1}
Se ₃	Se _{3,2}	Ag _{0,84}	Se _{2,6}	Ba _{0,02}		Rb _{0,01}	Ag _{0,64}		Rb _{3,4}
Ag _{0,56}	Ag _{0,56}	Zn _{0,2}	Ag _{1,4}			Ba _{0,01}			Ag _{0,8}

Биогеохимической особенностью крови жителей Томской области является наличие следующих элементов: Co, Sr, U, Hg, Ba. Роль данных микроэлементов в организме человека весьма высока, так, например, они входят в состав ферментов, аминокислот и т.д.

Кобальт поступает в организм главным образом через органы дыхания и желчно-кишечного тракта. Период биологического полураспада Co – несколько дней. В организме Co связан с белками крови, молока, тканей, плаценты, аминокислотами и другими веществами, а также входит в состав витамина B₁₂, от адекватного уровня которого зависят те ткани, которые делятся наиболее интенсивно, в первую очередь, это клетки крови. Co играет роль катализатора, способствующего более быстрому переходу депонированного Fe в состав гемоглобина новых эритроцитов, а также вызывает понижение функциональной активности щитовидной железы. Co обладает свойством одни ферменты активировать, другие – тормозить и таким образом влиять на обменные процессы.

Вместе с пищей в организм взрослого человека поступает 0,8-3,0 мг стронция в сутки. Основными накопителями стронция в организме являются кости и зубы, в который он частично заменяет собой кальций. Повышенное содержание стронция приводит в первую очередь к поражению костной ткани, возникает так называемый «стронциевый рахит» или «уровская болезнь», а затем поражаются печень и кровь. Стронций, поступающий с пищей, относительно плохо усваивается организмом (около 5-10%).

Живые организмы в силу физиологической потребности обладают способностью накапливать радиоактивные элементы из окружающей среды и в необходимом количестве распределять их в различных органах и тканях. За счет радиоактивных ультрамикроэлементов в живых организмах создается естественная радиоактивность. По степени концентрации урана в организме человека кровь занимает одно из последних мест среди других органов и тканей. Есть лишь предположения о роли радиоактивных элементов в организме человека, одна из них – стимуляция хода физиологических процессов, в частности его защитных функций.

Ртуть обнаружена во всех органах и тканях организма человека. Она поступает в организм человека с морской рыбой, морепродуктами и рисом, общим количеством до 0,2 мг/кг в сутки.

Токсичность ртути зависит от той химической формы, в которой она попадает в организм. Металлическая ртуть (в жидком виде) при попадании в организм в целом нетоксична и всасывается в желудочно-кишечном тракте практически полностью. Элементарная ртуть в взвешенном состоянии очень хорошо резорбируется в респираторном тракте (до 85-90%). Неорганические соединения Hg²⁺ всасываются в желудочно-кишечном тракте в пределах 10% от поступившей дозы. Органические соединения ртути (алкилртутные и арилртутные соединения) всасываются в ЖКТ практически полностью (90%). Максимальная концентрация ртути отмечается в почках. Период полувыведения металлической ртути у человека составляет 70 дней, органической – 40 дней, паров – 50 дней. Соединения ртути высокотоксичны. В организм человека ртуть обычно поступает через легкие или желудочно-кишечный тракт. Соединения ртути хорошо растворяются в липидах, поэтому легко проникают через альвеолярную мембрану, стенку кишечника, плацентарный барьер, кожу.

При хроническом отравлении ртутью развивается синдром меркуриализма с нарушениями деятельности нервной системы и пищеварительного тракта, возникновением дерматозов (меркуриализм кожи).

Барий относится к токсичным ультрамикроэлементам. Содержание бария в организме взрослого человека составляет около 20 мг, среднесуточное поступление лежит в пределах 0,3-1 мг. Всасываемость растворимых солей бария в желудочно-кишечном тракте составляет около 10 %, иногда этот показатель доходит до 30%.

В дыхательных путях резорбция достигает 60-80 %. В незначительных количествах барий находится во всех органах и тканях, однако всего его больше в головном мозге, мышцах, селезенке и хрусталике глаза. Около 90% всего содержащегося в организме бария концентрируется в костях и зубах. Токсичны все соединения бария (за исключением сульфата бария, применяемого в рентгенологии). Барий оказывает нейротоксическое, кардиотоксическое и гематоксическое действие. Основные проявления избытка бария при хроническом отравлении: пневмокониоз (баритоз), развивающийся при хроническом вдыхании пыли сульфата бария и отличающийся относительно доброкачественным течением.

В организме взрослого человека содержится около 10 мг золота, примерно половина от этого количества сконцентрировано в костях. Распределение золота в организме зависит от растворимости его соединений. Коллоидные соединения в большей степени накапливаются в печени, тогда как растворимые – в почках.

Механизм действия соединений золота до конца не ясен, однако в настоящее время известно, что золото может входить в состав металлопротеидов, взаимодействовать с медью и с протеазами, гидролизующими коллаген, также как и с эластазами и другими активными компонентами соединительной ткани. Золото может вовлекаться в процессы связывания гормонов в тканях.

Золото относят к потенциально-токсичным (иммунотоксичным) элементам. Металлическое золото почти не всасывается, данные о его токсичности отсутствуют. В то же время, некоторые соли золота обладают токсичным действием, сходным с действием ртути. Основные проявления избытка золота при хроническом отравлении: симптомы угнетения центральной нервной системы, боли по ходу нервов, появление болезненных пятен на коже, усиленное потоотделение, боли в костях, суставах, мышцах, отеки ног, конъюнктивит, апластическая гипоплазия костного мозга, панцитопения (лейкопения, тромбоцитопения), уменьшение массы тела.

Таким образом, выяснив, роль специфических элементов в крови жителей Томской области можно предположить о путях их поступления. Это связано либо с техногенным влиянием имеющихся на территории области предприятий (ФГУП «Сибирский химический комбинат», ООО «Томскнефтехим», ОАО «Сибкабель», ОАО «Сибэлэотромотор», Томская ГРЭС-2 ОАО «Томскэнерго», ОАО «Томский электроламповый завод»), либо с наличием природных геохимических систем (месторождения бурых углей, циркон-ильменитовых россыпей).

Высокие концентрации данных элементов можно объяснить влиянием двух факторов – техногенным и природным. К техногенным относятся различные промышленные предприятия региона, в первую очередь, такие как, к природным – месторождения бурых углей, циркон-ильменитовые и другие.

Литература

1. Безуглова О.С. Биогеохимия. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2000. – 320 с.
2. Биохимия человека: Т. 2.: пер. с англ. / Р. Марри, Д. Греннер, П. Мейес, В. Родуэлл. – М.: Мир, 2004. – 414 с.
3. Дамдинова Т.Ч. Кровь человека как индикатор состояния окружающей природной среды // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова, посвященного 110-летию со дня рождения профессора, Лауреата государственной премии СССР К.В. Радугина. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2009. – С. 685-689
4. Дамдинова Т.Ч. Особенности элементного состава крови жителей Томской области // Экология России и сопредельных территорий. Проблемы изучения и состояния биосистем, методы биоэкологических исследований (МЭСК–2009): XIV Международная экологическая студенческая конференция с элементами молодежной научной школы. – 2009. – С. 204-204
5. Оптическая биомедицинская диагностика / Под ред. В. В. Тучина. – М.: Физматлит, 2007. – Т. 1. – 2007. – 560 с.
6. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, Ю.И. Сухих и др. – Томск, 2006. – 216 с.
7. Энциклопедия по безопасности и гигиене труда: Пер. с англ.: В 4 т / Гл. ред. А.П. Починок. – 2001. – 1279 с.
8. <http://www.microelements.ru>

ОЦЕНКА ТОКСИЧНОСТИ И КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ УГЛЕДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.И. Демура

Научный руководитель профессор А.А. Кроик

Днепропетровский национальный университет им. О. Гончара, г. Днепропетровск, Украина

Введение в Украине новых законов связанных с охраной окружающей среды и соответственно более жесткий контроль природоохранными организациями по выполнению требований этих законов вызвали острую необходимость разработки новых и усовершенствовании действующих природоохранных мероприятий связанных с определением состава и свойств отходов, степени их опасности для окружающей среды и здоровья человека.

Особо жесткий контроль требуют отходы, содержащие тяжелые металлы. Это связано с тем, что даже незначительная доля тяжелых металлов относительно общего объема содержащихся токсикантов приводит к значительному загрязнению на территориях складирования отходов и ухудшению экологического состояния этих территорий. Это проявляется в антропогенном рассеивании тяжелых металлов в биосфере, что приводит к отравлению или угрозе отравления живых организмов [1].

В настоящее время для определения токсичности и класса опасности отходов используют несколько способов, которые базируются на разных теоретических положениях и принципах подхода и отличаются по своей методологической основе.

Наиболее современным и продуктивным решением вопроса оценки отходов является геохимический подход, который позволяет оценить процессы техногенной трансформации тяжелых металлов и их влияние на окружающую среду. Суть этого подхода состоит в том, что тяжелые металлы поступают в окружающую среду в виде пыли, аэрозольных частиц и как составная сточных вод и т. п. Тяжелые металлы за счет транслокационного, миграционно-воздушного, миграционно-водного переноса поступают в почву, из почвы в растения, грунтовые воды, поверхностные воды [2].

Оценка токсичности промышленных отходов и их влияние на объекты окружающей среды сопровождается определенными сложностями, поскольку состав отходов производства характеризуются многокомпонентностью. Это в свою очередь требует учета комбинированного действия отдельных составляющих отхода. Без учета этих факторов снижается достоверность конечных результатов оценки токсичности отходов.

Для оценки опасности загрязнения территорий необходимо знать, в какой форме находятся загрязняющие элементы в отходах: в водорастворимой, в обменно-сорбированной формах или в виде труднорастворимых карбонатов, сульфатов, органоминеральных соединений, гидроксидах. Формирование ореолов загрязнения, выделение зоны загрязнения тяжелыми металлами происходит лишь за счет миграционноспособных форм тяжелых металлов, которые в свою очередь могут перемещаться по трофическим цепям [3].

Цель данной работы состояла в определении химического состава и разработке способа оценки токсичности и класса опасности отходов горнодобывающей промышленности.

Особенность отходов горнодобывающей промышленности связана с их значительными объемами и складированием на дневной поверхности на длительный период. Такие отходы, обычно, занимают большие площади и являются источником загрязнения окружающей среды. Расположенные вблизи больших городов со значительным количеством населения отходы, содержащие тяжелые металлы, влияют на здоровье населения, вызывая заболевания бронхов, легких, верхних дыхательных путей и др.

С целью повышения экологической безопасности нами разработан способ определения класса опасности твердых отходов горнодобывающей промышленности, который позволяет обеспечить достоверную экологическую оценку степени токсичности отходов, и является объективной основой для прогнозирования наиболее вероятного загрязнения объектов окружающей среды в зоне расположения отходов за счет дополнительного определения содержания тяжелых металлов.

Предложенный способ, определения класса опасности отходов относится к отходам, которые не перерабатываются и складываются в виде отвалов и терриконов. Эти отходы представлены разными типами горных пород, которые представляют собой природные материалы и в их состав входят суглинки, пески, глины, супески, включающие различные минералы, которые в своем составе содержат соединения тяжелых металлов. При хранении отходов под влиянием атмосферных осадков в зоне расположения отвалов формируются техногенные потоки рассеивания, содержащие тяжелые металлы, которые за счет процессов миграции будут поступать в поверхностные воды, почвы, растения и загрязнять их.

Оценка степени токсичности и определение класса опасности отходов, как источника загрязнения окружающей среды металлами I, II и III классов токсичности проводилась на образцах отвальных шахтных пород Западного Донбасса. Наряду с валовым содержанием тяжелых металлов определяли содержание водорастворимых, а также подвижных форм элементов, извлекаемых ацетатно-аммонийным буфером с рН=4,8 (табл. 1). Валовое содержание контролировалось с использованием спектрального метода анализа, а содержание тяжелых металлов в вытяжках определяли атомно-абсорбционным методом.

На основе полученных данных рассчитывали индексы токсичности для каждого из металлов по формулам:

$$K_i = \frac{C_{\text{вал.}}}{\text{ПДК}_{\text{вал.}}} ; K_i = \frac{C_{\text{п.}}}{\text{ПДК}_{\text{п.}}} ; K_i = \frac{C_{\text{в.}}}{\text{ПДК}_{\text{п.}}} ,$$

где K_i – индекс токсичности каждого металла;

$C_{\text{вал.}}$, $C_{\text{п.}}$, $C_{\text{в.}}$ – валовое содержание компонента, содержание его в подвижной форме и содержание в водорастворимой форме соответственно, мг/кг;

$\text{ПДК}_{\text{вал.}}$, $\text{ПДК}_{\text{п.}}$ – предельно допустимая концентрация соответственно для валового содержания или для содержания подвижных форм тяжелых металлов в почве, мг/кг.

Таблица 1

Содержание тяжелых металлов в отвальных шахтных породах Западного Донбасса

Элементы	Валовое содержание, мг/кг			Содержание подвижных форм, мг/кг			Содержание водорастворимых форм, мг/кг			ПДК _{вал.} , мг/кг	ПДК _{п.} , мг/кг
	от	до	среднее	от	до	среднее	от	до	среднее		
Pb	15,0	20,0	18,3	<0,05	19,0	12,0	<0,05	2,5	0,77	32	2
Zn	30,0	100,0	75,0	6,0	23,0	9,5	0,2	3,0	1,24	100	23
Co	15,0	30,0	21,6	<0,05	0,8	0,3	<0,05	0,05	0,09	50	5
Ni	30,0	100,0	61,6	<0,05	8,0	4,8	0,05	3,8	1,27	85	4
Cu	20,0	50,0	38,3	2,0	7,0	4,2	<0,05	0,05	0,16	55	3
Mn	300,0	700,0	533,3	31,0	200	133,5	0,3	100	26,5	1500	50

Класс опасности и степень токсичности отходов определяли по сумме индексов токсичности отдельно по валовому содержанию, по содержанию подвижных форм и по содержанию водорастворимых форм. Значения индексов токсичности приведены в таблице 2.

Таблица 2

Индексы токсичности тяжелых металлов в отвальных шахтных породах Западного Донбасса

Элементы	Индексы токсичности		
	по валовому содержанию	по подвижным формам	по водорастворимым формам
Pb	0,57	6,0	0,39
Zn	0,75	0,4	0,05
Co	0,43	0,07	0,02
Ni	0,72	1,2	0,32
Cu	0,70	1,4	0,05
Mn	0,35	2,67	0,53
Суммарный индекс токсичности	3,53	11,74	1,36

Исследования по оценке степени токсичности и класса опасности отходов горнодобывающей промышленности Западного Донбасса показали, что суммарный индекс токсичности рассчитанный с учетом валового содержания и содержания водорастворимых форм тяжелых металлов соответствует умеренно опасным (III класс опасности), а расчет по содержанию подвижных форм тяжелых металлов соответствует чрезвычайно опасным (I класс токсичности).

Предложенный способ позволяет:

- решить вопрос влияния отходов на степень загрязнение поверхностных и подземных вод, почв и растений на прилегающих к отвалам территориях и соответственно на здоровье населения;
- обосновать разработку и проведение рекультивационных мероприятий в горнодобывающей промышленности, поскольку технические возможности переработки в полном объеме отходов горнодобывающей промышленности отсутствуют.

Таким образом, оценка класса опасности отходов по валовому содержанию дает представления о вероятном загрязнении территории в целом, а учет содержания подвижных форм позволяет прогнозировать загрязнение почв и растений за счет транслокационного перехода. Расчет класса опасности отходов по величине содержания в них водорастворимых форм позволяет судить о возможной трансформации химического состава природных вод в зоне влияния отвалов.

Разработанный способ универсален, поскольку может быть использован для отходов других отраслей промышленности.

Литература

1. Медведева М.В., Федорец Н.Г., Яковлев А.С. Влияние полигона промышленных отходов на химический состав почв // Экология и промышленность России. – М., 2006. – № 10. – С. 30 – 33.
2. Радомская В.И., Радомский С.М., Жилин О.В. Экологическое состояние природной среды в районах размещения отвалов угледобывающей промышленности // Экология и промышленность России. – М., 2008. – № 7. – С. 46 – 50.
3. Санина Н.Б., Чернов А.Ю., Пройдакова О.А., Арсентьева А.Г. Распределение и баланс токсичных металлов в природно-техногенных системах топливно-энергетических комплексов Прибайкалья // Геоэкология. – 2002. – № 2. – С. 145 – 156.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ФОРМИРОВАНИЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНОГО ДОНБАССА

Д.А. Довганенко

Научный руководитель доцент Л.И. Довгаль

Днепропетровский национальный университет им. О. Гончара, г. Днепропетровск, Украина

Одним из аспектов исследования степени трансформации стокового режима р. Самары является анализ режима подземных вод на заданной территории. При этом первоочередной задачей является выявление антропогенной составляющей и степени ее воздействия на формирования подземного стока реки. В этих целях, в пределах водосборного бассейна были выделены участки, где формирование подземного стока наиболее вероятно подвержено влиянию антропогенных факторов. Одним из таких участков является Западный Донбасс. Формирование гидрогеологического режима и подземного стока реки зависит от угледобычи широко представленной в данном районе. В этой связи, предмет исследования – формирование режима подземного стока р. Самары в условиях угледобывающей промышленности. Объектом исследования является участок бассейна р. Самары от места впадения р. Малая Терновка до устья р. Бык.

В пределах данной территории можно выделить следующие проявления техногенного воздействия: образование депрессионных воронок; развитие проседаний дневной поверхности над горными выработками, что приводит к нарушению структуры водоносных горизонтов; подтопление и заболачивание территории водосборного бассейна и т.д. Подобные негативные проявления оказывают воздействие не только на формирование подземного стока, но также и поверхностного стока в основном путем изменения морфометрии водосборного бассейна (просадочные явления, отвалы горной породы, строительство гидротехнических сооружений и т.д.). Наиболее четко это прослеживается на пойменно-береговом регулировании стока воды в русловую сеть реки.

В данной статье приводятся некоторые результаты исследования режима подземных вод в пределах данного участка водосборного бассейна р. Самары. Анализ производился на основе данных наблюдательной сети скважин ОАО «Павлоградуголь», а также Павлоградского, Синельниковского и Чаплинского метеорологических постов.

Во внимание принимались данные пьезометрических отметок первого от поверхности водоносного горизонта, который находится в толще отложений четвертичной системы. Четвертичные отложения в пределах заданного района представлены современными аллювиальными отложениями ($a_{Q_{IV}}$), слагающими пойму низкого уровня, верхнечетвертичными отложениями пойм высокого уровня ($a_{Q_{III}}$) и первой надпойменной террасы ($a_{Q_{III}^I}$). Аллювиальные отложения обводнены повсеместно. Мощность обводнения составляет 1,95-15,8 м. Водоносный горизонт грунтового типа. Коэффициент фильтрации для четвертичных отложений в пределах данной территории в среднем составил 0,8 м/сут. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет атмосферных осадков, паводковых вод и, частично, подтока из нижележащих водоносных горизонтов.

Расчетный период составил 18 лет (1990-2008 гг.). Общее число скважин, по которым производился расчет – 61. Кроме динамики уровня режима подземных вод для территории Западного Донбасса была количественно оценена величина инфильтрационного питания, как функция пространства и времени.

Расчет инфильтрационного питания производился по формуле [2, 3]:

$$\varepsilon = \frac{\Delta h \mu}{t}$$

где ε – инфильтрационное питание, м/сут; μ – коэффициент водоотдачи, доли единицы; t – период наблюдения, сут; Δh – величина подъема грунтовых вод, м, которая находилась по формуле:

$$\Delta h = H_i^{\tau+1} - H_i^{\tau}$$

где, H_i^{τ} и $H_i^{\tau+1}$ – абсолютные отметки уровня грунтовых вод, м, в i -й скважине на момент времени τ , $\tau+1$.

Анализ уровня подземных вод за указанный период показал, что на территории исследования происходит его понижение. В среднем понижение уровня подземных вод за расчетный период составило 0,08 м. При этом приращения уровня подземных вод изменяется в пределах от 1,71 до -6,38 м. Понижение уровня по территории имеет не повсеместный характер. Так, по 21-ой скважине отмечается подъем уровня в среднем на 0,15 м, а по оставшимся 40-а понижение в среднем составило 0,23 м.

Следует отметить, что в исследованиях Павлоградской геологоразведочной экспедиции за более ранний период (1949-1989 гг.) отмечалась общая тенденция подъема уровня подземных вод в пределах заданной территории. Среди факторов способствовавших подъему уровня подземных вод можно выделить увеличение объема водоотлива шахтных вод, например, в районе б. Косминная, б. Свидовок, образование мульд оседания. Действие последнего фактора может заключаться в снижении скорости фильтрации и подъеме уровня подземных вод за счет вертикального смещения водоносных горизонтов на локальных участках. Для некоторых скважин повышение уровня подземных вод можно объяснить вегетативной активностью древесной растительности. В частности, этот фактор может быть характерным для скважин 47ПР, 167ПР, 22309А. Поскольку, подъем уровня подземных вод имеет локальный характер рассматривать корреляционную связь «атмосферные осадки – подземный сток» нет необходимости.

Тенденция понижения уровня подземных вод в пределах территории исследования, в отличие от предыдущей ситуации, имеет повсеместный характер. Определяющую роль в данной ситуации могут играть техногенные факторы. Прежде всего, это разработка угольных пластов имеющих гидравлическую связь с водоносными горизонтами оказывает дренирующее воздействие. При этом снижение уровня наблюдается во всех вышележащих водоносных горизонтах. Подобная ситуация характерна для восточной группы шахт. Так, согласно данным Павлоградской геологоразведочной экспедиции на момент 1991 года депрессии подземных вод четвертичного водоносного горизонта имели размер 9,2*18,4 км, при максимальном срабатывании уровня воды 10,2 м.

Кроме этого на снижение уровня оказывает воздействие эксплуатация водоносных горизонтов для целей водоснабжения. В пределах заданного района расположено 5-ть действующих водозаборов. Два водозабора расположены менее чем в полукилометре от реки, 3-и оставшиеся – от 1,5 до 3 км.

Расчетные значения инфильтрационного питания имеют в большинстве своем отрицательные значения, что может быть обусловлено климатическими и антропогенными (шахтные подработки, урбанизированный ландшафт, нерациональное использование земель и т.д.) факторами. Касательно климатических факторов необходимо отметить, что для данной территории характерно незначительное количество осадков. Среднегодовые показатели колеблются от 380 до 410 мм. Абсолютный максимум осадков 754 мм был зафиксирован в 1976 году, а минимум 306 мм – в 1946. Согласно А.С. Горбу и Н.М. Дук [1] наиболее влажными годами (более 600 мм осадков) в пределах заданного периода были 1995, 1997 и 1999. Наиболее засушливых годов в заданный промежуток времени не было. То, что указанные года являлись наиболее влажными, частично объясняет характерное повышение уровня подземных вод в период с 1994 по 1999 гг. Также этот факт может частично объяснить положительные значения инфильтрационного питания за этот же период. Минимальное значение инфильтрационного питания за период 1994-99 гг. составило – 0,00027 м/сут (1998-99 гг.), максимальное – +0,00027 м/сут (1997-98 гг.). При этом, абсолютный максимум 0,000463 и минимум -0,0021 м/сут приходятся на 2007-08 гг. Такие значительные разбежности в показателях инфильтрационного питания можно объяснить характером гидравлической связи подземных вод и реки. В случае с максимальным значением река питает подземные воды, при минимальном – река дренирует водоносный горизонт. Кроме того, во втором случае, возможно, величина испарения была больше, чем в первом, поскольку подземные воды залегают почти на 2,5 м выше (5,25 м от земной поверхности). Ниже, на рисунке приведена карта гидроизогипс и изолиний с одинаковыми значениями инфильтрационного питания (расчетный период 2007-08 гг.).

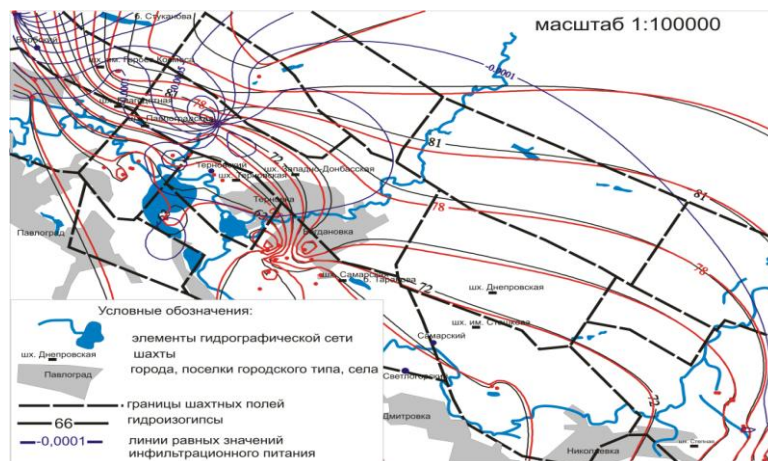


Рис. Карта гидроизогипс и линий с одинаковыми значениями инфильтрационного питания (по состоянию на 2007-08 гг.)

Полученные результаты будут учтены при последующем исследовании трансформации стока р. Самары. В дальнейшем расчетные данные будут дополнены и уточнены.

Литература

1. Горб А.С., Дук Н.М. Клімат Дніпропетровської області. – Д.: Дніпропетровський національний університет, 2006. – 204 с.
2. Евграфкина Г.П. Влияние горнодобывающей промышленности на гидрогеологические и почвенно-мелиоративные условия территорий. – Д.: Монолит, 2003. – 200 с.
3. Лебедев А.В. Методы изучения баланса баланса грунтовых вод. – М.: Недра, 1976. – С. 60 – 75.

ПОЛУЧЕНИЕ ЦИАНИДА НАТРИЯ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ ФОСФОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**Л.К. Дуисенбекова**

Научный руководитель доцент А.К. Турсунбаева

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

В настоящее время цианистые соединения широко используются в различных областях народного хозяйства. Однако, несмотря на весьма широкий спектр применения этих соединений до настоящего времени на территории Республики Казахстан производство цианидов отсутствует. Предприятия, использующие цианиды, закупают такие соли в странах ближнего и дальнего зарубежья. Это приводит к высоким затратам как на приобретение, так и на транспортировку и хранение указанных материалов, относящихся к группе ядовитых сильнодействующих веществ [1].

В настоящее время цианиды складываются в специальных хранилищах, создавая угрозу загрязнения окружающей среды токсичными фосфорными и цианистыми соединениями, занимая значительные площади общественно-полезных земель. В связи с этим организация производства цианистых соединений из отходов промышленности является актуальной задачей.

Анализ сырьевых ресурсов Республики Казахстан указывает на возможность получения цианосодержащих соединений из нетрадиционных источников сырья. К таким источникам относятся техногенные отходы фосфорных предприятий, прежде всего твердая фаза котельного «молока» (водная суспензия котельной пыли фосфорного производства) ПК «НДФЗ» (бывший АО «Нодфос»).

Присутствие цианидов в отходах газоочистки ПК «НВФЗ» связано с использованием азота при электротермической возгонке элементарного фосфора. При высоком напряжении, в электрической дуге происходит взаимодействие атомов азота и углерода, входящего в состав шихты, с образованием дициана. Как известно, дициан очень реакционноспособное соединение и по свойствам является аналогом галогенов, поэтому происходит дальнейшее его взаимодействие с натрием или калием, количество которых в печном газе достаточно для образования цианидов соответствующих металлов. В составе шихты, используемой для получения фосфора, в значительном количестве присутствуют железо и углеродосодержащие компоненты. При высокой температуре в результате взаимодействия железа шихты и частично металла корродированного оборудования с дицианом или свободным циан-анионом котельной пыли образуются гексацианоферраты. Далее комплексные гесацианоферрат-анионы, взаимодействуют с железом или с щелочными металлами до устойчивых комплексных молотокислых цианидов.

Таким образом, в отходах газоочистки производства желтого фосфора, в частности котельное «молоко» ПК «НДФЗ», присутствуют простые и сложные цианиды. Стабильное существование этих соединений обусловлено высокими значениями pH среды котельного «молока», которое является следствием агломеррационных процессов в производстве элементарного фосфора на ПК «НДФЗ».

Состав и свойства котельного «молока» в значительной мере определяется технологическими условиями процесса получения элементарного фосфора, характеризуются переменным содержанием недоокисленных форм фосфорных соединений и не стабильностью pH среды, что приводит к повышению пенообразования и выделению взрывоопасного газа фосфина. Это вызывает необходимость стабилизации состава котельного «молока». Для ее стабилизации использовали кислотную вытяжку феррофосфора нейтрального состава. Для этого феррофосфор крупностью до 10 мм обрабатывали сернокислотной (10-15 % раствор серной кислоты и 3-4 % раствор сульфата железа (III)) и азотнокислотной (10-15 % раствор азотной кислоты и 3-4 % раствор нитрата железа (III)) смесями. Затем кислотную вытяжку феррофосфора смешивали с водой при соотношении 1:7. При этом установлено, что состав кислотной вытяжки феррофосфора не оказывает существенного влияния на условия стабилизации котельного «молока», поэтому далее в работе использовали сернокислотную вытяжку феррофосфора.

В результате проведенных исследований найдено, что введение в котельное «молоко» кислотной вытяжки феррофосфора с концентрацией сульфата железа (III) ниже 0,3 масс. % не позволяет повысить седиментационную устойчивость суспензии и аниать выделение фосфина. Использование вытяжки с концентрацией выше 0,4 масс. % сульфата железа (III) приводит к инкрустации оборудования за счет гидролиза солей железа. На основании полученных данных в исследованиях использовали серно-кислотную вытяжку феррофосфора следующего состава, содержащую (масс.%): сульфат железа (III) 0,3-0,4; сульфат марганца 0,04-0,045; серную кислоту 0,8-3,0; фосфорную кислоту 0,1-0,15 и воду, взятую в количестве, обеспечивающем содержание соли железа (III) 2,8-3,8 % от массы твердого остатка суспензии.

Введение в суспензию сернокислотной вытяжки феррофосфора с низким содержанием свободной кислоты, менее чем 0,8 масс. % (серная кислота) и 0,1 масс. % (фосфорная), приводит к снижению процесса химической пептизации системы, а с высоким содержанием свободной кислоты, более чем 2,0 масс. % (серная кислота) и 0,15 масс. % (фосфорная кислота) и 0,15 масс. % (фосфорная кислота), к коррозии оборудования.

Состав сернокислотной вытяжки феррофосфора оказывает существенное влияние также на изменение значений pH среды суспензии, от которой в значительной мере зависит пенообразование и выделение фосфина. При значении pH ниже 5,6 и плотности суспензии выше 1,20 кг/м³ наблюдается инкрустация оборудования, а при значениях pH выше 6,8 и плотности суспензии ниже 1,13 кг/м³ повышается выделение фосфина и нарушается технологический режим удаления пыли из электрофильтров. Количество фосфора перешедшего в фосфин, составляет около 0,81 %. Количество вводимой кислотной вытяжки составляет 3,0 % от масс сухого остатка котельного молока, при этом плотность пульпы соответствует 1,15 кг/м³.

Таким образом, расход разбавленной кислотной вытяжки феррофосфора достигает $2 \text{ м}^2/\text{т}$. Пенообразование не наблюдается, скорость осаждения частиц составляет $4 \text{ см}/\text{мин}$.

Стабилизация котельного «молока» осуществляется по технологической схеме, в которой предусмотрено 2 варианта приготовления кислотной вытяжки:

- растворение измельченного феррофосфора;
- кучное выщелачивание феррофосфора на территории завода.

Поскольку исследуемый объект представляет собой тонкодисперсную и сложную систему, то идентификацию ее фазового состава проводили современными физико-химическими методами анализа: ИК-спектроскопическим, рентгенофазовым, термическим и петрографическим.

Согласно схеме (рис.) в специальном баке готовится смесь, состоящая из 10 % раствора серной кислоты и 3-4 % раствора сульфата железа (III), подается в реактор, туда же добавляется измельченный феррофосфор. Во втором варианте для получения кислотной вытяжки используется метод кислотного выщелачивания, который проводится на специальной площадке, расположенной на территории завода. Полученная по одному из вариантов кислотная вытяжка собирается в приемную емкость, из которой далее ее направляют в реактор с котельным «молоком», после перемешивания стабилизированное котельное «молоко» (СКМ) перекачивается в бак [1].

Введение в котельное «молоко» сернокислотной вытяжки феррофосфора (СВФ) приводит к образованию стабилизированной мицеллы золя гидроксида железа (III), а присутствующие в стабилизирующем растворе свободные кислоты участвуют в химической пептизации системы, повышая седиментационную устойчивость ее дисперсной фазы.

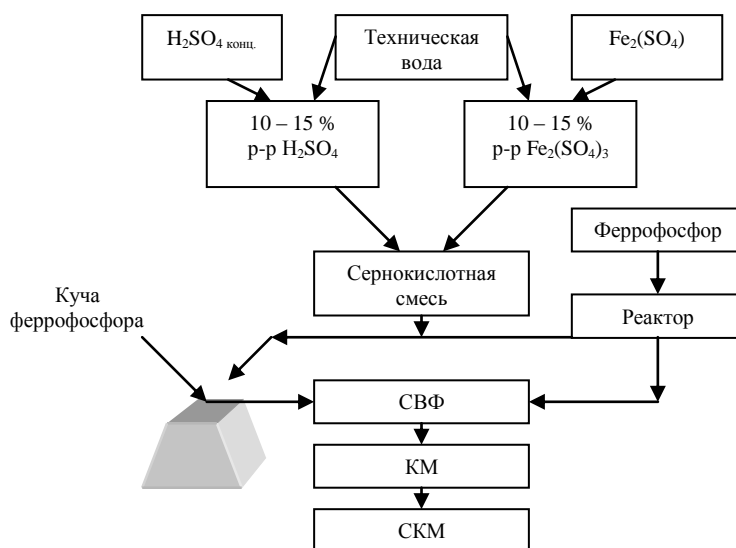


Рис. Технологическая схема стабилизации котельного «молока»

В жидкой фазе котельного «молока» в основном содержатся водорастворимые компоненты котельной пыли, а в твердой фазе соответственно мало и плохо растворимые составляющие. К последним относится и гексацианоферраты железа (III и II), образование которых происходит на стадии формирования котельной пыли и котельного «молока», а также в результате введения в котельное «молоко» стабилизирующей кислотной вытяжки феррофосфора, содержащей в своем составе железо (III).

Кроме того, вместе с сернокислотной вытяжкой феррофосфора дополнительно в систему вводится железо (III), последнее взаимодействует с цианид – ионами, наличие которых нами обосновано выше, с образованием устойчивых в кислой среде ферроцианидов, при отстаивании котельного «молока» переходящих в твердую фазу системы. Учитывая сорбционную способность образовавшейся золи гидроксида железа (III), не исключена возможность сорбции ею свободных цианид-ионов, а также механического соосаждения простых цианидов со взвесями. Вследствие указанных процессов в твердой фазе стабилизированного котельного «молока» содержатся как простые, так и комплексные цианиды различных металлов.

Таким образом, для эффективного получения цианосодержащего соединения предлагается твердая фаза стабилизированного котельного «молока» в виде сырьевого источника, что позволит расширить сырьевую базу химического производства, а также будет способствовать ликвидации промышленных отходов и охране окружающей среды.

Литература

1. Турсунбаева А.К., Исагулов А.З., Акимбаева Д.Г., Портнов В.С. Использование цианосодержащего реагента для выщелачивания руд // Вестник Российского университета дружбы народов, 2008. – № 3. – С. 68 – 72.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА В РАЙОНЕ ТРАССЫ СКОРОСТНОГО ТРАМВАЯ ГОРОДА ВОЛГОГРАДА

Н.С. Дымченко

Научный руководитель профессор В.Н. Синяков
Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Волгоград, Россия

Волгоград – крупнейший индустриальный центр Нижнего Поволжья. Город-герой Волгоград один из важнейших промышленных и культурных центров страны. Здесь сосредоточены предприятия металлургии, тракторостроения, химии, химического машиностроения, деревообрабатывающей, легкой и пищевой промышленности. Население города составляет более 1 млн. человек. По форме городской территории Волгоград является ярким примером линейного города, вытянутого вдоль Волги на 70 км, а с пригородами – на добрую сотню. При этом ширина застройки весьма невелика – 2-3 км, и только в северной части город значительно вдаётся в сушу, площадь около 400 км².

В отличие от воды и атмосферного воздуха, которые являются лишь миграционными средами, почва является наиболее объективным и стабильным индикатором техногенного загрязнения. Она чётко отражает эмиссию загрязняющих веществ и их фактического распределения в компонентах городской территории. Наиболее крупные промышленные города, к которым относится и Волгоград, образуя обширные зоны загрязнений, постепенно превращаются в сплошные техногенные территории, представляющие серьезную опасность для здоровья проживающего на них населения.

Более трети территории города Волгограда (35 %) характеризуется в различной степени опасным уровнем загрязнения. Практически на всей остальной территории города фиксируются повышенные (надфоновые) концентрации загрязняющих веществ.

Резкое ухудшение экологической обстановки в городе Волгограде – тема на сегодняшний день довольно актуальная, требующая проведения тщательных исследований и принятия решений, способствующих устранению сложившейся кризисной экологической ситуации.

Наиболее значимым фактором, заставляющим обратить внимание на эту проблему, является ухудшение здоровья населения города, поскольку именно это обстоятельство отражает уровень экологического состояния региона. Увеличение общей заболеваемости жителей города связано с негативным воздействием на них современной геохимической обстановки различных функциональных зон Волгограда, в том числе, и трассы скоростного трамвая, а также химическим загрязнением почв и поверхностных грунтов данной территории тяжелыми металлами.

Загрязнению почв происходит следующим образом: выбросы в атмосферу авто- и авиатранспорта, а также близлежащих промышленных предприятий и ТЭС (продуктов неполного сгорания каменного угля, нефти, мазута, всех марок жидкого топлива) поступают в виде твердых частиц и капелек жидкости, содержащих весь спектр тяжелых металлов и их окислов. Данные соединения в городском воздухе находятся во взвешенном состоянии, и выпадают на землю вместе с дождями и снегом. Накапливаясь в почвах и грунтах и загрязняя приземный воздух, они вызывают различные заболевания населения.

С методологической точки зрения необходимо тщательно исследовать распространения химических веществ по цепи: источники загрязнения (выбросы, отходы, стоки, средства химизации) – депонирующие среды-концентраторы (почва, донные отложения) – транспортирующие и главные жизнеобеспечивающие среды (вода и воздух) – организм человека.

Исследованиями геохимического загрязнения почв в городе Волгограде занимались кафедра инженерной геологии Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета и геологическая партия Министерства геологии, которыми были составлены геохимические карты загрязнения почв г. Волгограда токсичными элементами. Для этого был произведен отбор проб загрязненных почв в зоне вдоль трассы скоростного трамвая, преимущественно в районе пр. Ленина и прилегающих улиц, что обусловлено перегруженностью этой территории автотранспортом и загрязнением выхлопными газами.

Степень загрязнения оценивалась по геохимическим показателям – коэффициентам концентрации *КК* элементов в почвах и поверхностных грунтах и суммарному показателю загрязнения *СПЗ*.

КК показывает, во сколько раз фактическая концентрация элемента в пробе превышает его фоновый аналог и определяется по формуле:

$$KK = \frac{C_i}{C_\phi},$$

где C_i – фактическая концентрация элемента; C_ϕ – его фоновое содержание.

За фоновые приняты средние мировые содержания элементов в почве (кларки) [1].

СПЗ отражает суммарную техногенную нагрузку на природную среду всех определявшихся токсикантов (за вычетом их фонов):

$$СПЗ = \sum_i^n (KK_i - 1),$$

где n - количество элементов, присутствующих в пробе в аномальных концентрациях; KK_i - коэффициент концентрации отдельного элемента.

Значения СПЗ до 16 определяют допустимую степень опасности загрязнения, 16-31 - умеренно-опасную, 32-127 - опасную, 128 и более - чрезвычайно опасную.

Анализ почв исследуемой зоны города показал, что для данной территории характерно накопление в почвах и грунтах ртути, фтора, никеля, кобальта, молибдена, хрома, бария. Результаты отбора проб почв исследуемого района приведены в табл.

Таблица

Содержание в почвах и грунтах химических элементов

Местоположение отбора проб	Содержание элементов (мг/мг)										
	Hg	As	Pb	F	Zn	Cu	Ni	Co	Mo	Cr	Ba
Проспект им. В. И. Ленина	0,01-0,03	13	86-115	300-500	150-300	50-150	60-150	5-30	8-10	600	300-500

Общий повышенный фон в почвах и грунтах в большей части территории г. Волгограда создается преимущественно свинцом (северная и центральная части) и мышьяком (южной часть). Содержания свинца в почвах достигают значений в 100-150 мг/кг (коэффициент концентрации $KK=10-15$), близких к умеренно опасному уровню загрязнения, что обусловлено перегруженностью городских улиц и магистралей автотранспортом, как правило, с плохо отрегулированной топливной системой. Аномальные концентрации мышьяка от 50 до 100 мг/кг в почвах исследованных зон города связаны с применением мышьякостойких ядохимикатов, как правило, в сельскохозяйственных целях.

Наложение на этот фон повышенных содержаний других токсичных элементов, специфических для каждой промзоны, создает на отдельных участках города суммарную нагрузку на почвы, достигающую опасных уровней.

Площадь трассы скоростного трамвая находится в зоне с допустимым и умеренно опасным уровнем загрязнения (суммарный показатель загрязнения СПЗ=16-24). Она охватывает территорию, прилегающую к улице Рабоче-крестьянской и проспекту Ленина от нижнего течения р. Ельшанка – на юго-западе и до Мамаева Кургана – на северо-востоке. Преобладающая часть территории характеризуется повышенным, но не превышающим допустимого уровня, фоном токсикантов. Тем не менее, в отдельных частях выявлен ряд аномальных полей с умеренно опасным уровнем (СПЗ=16-24).

К северу от этой зоны практически вся трасса скоростного трамвая находится в зоне с умеренно опасным уровнем загрязнения. Это обусловлено, как уже упоминалось выше, более интенсивным движением автотранспорта по проспекту Ленина и, как следствие, высоким загрязнением данной территории выхлопными газами.

Умеренно опасная степень загрязнения окружающей среды обуславливает увеличение общей заболеваемости населения; опасная – увеличение сердечно-сосудистых заболеваний и расстройств нервной системы; чрезвычайно опасная – степень загрязнения оказывает разрушающее воздействие на генофонд.

При проведении исследовательских работ было установлено, что только 4 % общей площади г. Волгограда могут считаться экологическими чистыми относительно изученного комплекса токсикантов. Содержание токсичных элементов здесь соответствует фоновому. 96 % городской территории в селитебной зоне характеризуются повышенными (надфоновыми) концентрациями токсичных элементов, в том числе, допустимыми, умеренно опасными, опасными, чрезвычайно опасными, что негативно отражается на состоянии здоровья волгоградцев.

Литература

1. Барабошкина Т.А., Зилинг Д.Г. Методические подходы к оценке геохимического экологического состояния литосферы // Геоэкология. – 2000. – №3. – С. 264 – 273.
2. Инструкция по геохимическим методам поисков рудных месторождений. – М.: Недра, 1965.
3. Саэт Ю.Е., Ревич Б.А., Янин Е.П. Геохимия окружающей среды. – М.: Недра, 1990. – 336 с.
4. Сняжков В.Н., Кузнецова С.В., Марченко Н.С., Каехтина М.А. Эколого-геохимические условия в зоне трассы скоростного трамвая в г. Волгограде. Качество внутреннего воздуха и окружающей среды: материалы V Международной научной конференции. – Волгоград, 2007. – С. 30 – 34.
5. Сняжков В.Н., Кузнецова С.В., Махова С.И., Честнов С.В., Долганов А.П. Инженерная геология и геоэкология Волгограда. – Волгоград, 2007. – 126 с.

СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРЫ ГОРОДА БИЙСКА АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Е.В. Дутт

Научный руководитель профессор В.В. Севастьянов

Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

Атмосферный воздух является одним из основных жизненно важных элементов окружающей человека природной среды. Воздействие общества на состояние атмосферного воздуха всё усиливается вследствие развития промышленности, транспорта и роста городов. В наше время в воздухе содержится огромное количество вредных для здоровья человека загрязняющих веществ, поступающих с пылевыми и газообразными выбросами производственных и бытовых отходов. Сохранение благоприятного состояния атмосферного воздуха – необходимое условие для обеспечения оптимальных условий для жизни и хозяйственной деятельности человека.

Цель данной работы – проследить динамику изменения уровня загрязнения атмосферы различными примесями г. Бийск за 2003-2007 гг.

Материалом для исследования послужили данные наблюдений Комплексной лаборатории мониторинга окружающей среды (КЛМС) в г. Бийск. Задачи КЛМС по мониторингу состояния природной среды включают в себя ежедневные наблюдения за загрязнением воздуха города, оценка уровня загрязнения воздуха и выявление причин его изменения под влиянием хозяйственной деятельности, прогноз ожидаемых изменений состояния загрязнения воздуха, в том числе в зависимости от метеоусловий, эпизодические отборы проб воздуха под факелами промышленных предприятий и в жилых зонах по жалобам жителей города на загрязненность воздуха с последующим экспресс-анализом проб в лаборатории, с выдачей заключения о качестве воздуха заинтересованным лицам, администрации, средствам СМИ.

В настоящее время г. Бийск является вторым по величине в промышленном отношении городом в Алтайском крае, в котором находится более 200 предприятий.

В г. Бийске наблюдения проводятся ежедневно 4 раза в сутки на стационарных постах наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха (ПНЗ), расположенных в разных районах города: ПНЗ № 2 – на квартале АБ по ул. Декабристов 13; ПНЗ № 5 – в центральной части города на пересечении пер. Коммунарский и пр. Красноармейский; ПНЗ № 11 – в посёлке котельщиков. Посты условно подразделяются на “городские фоновые” в жилых районах (посты 2, 11) и “авто” - вблизи автомагистралей (пост 5).

На каждом посту в 07, 13, 19, 01 ч. проводятся отборы проб воздуха на 10 ингредиентов, часть из которых специфична только для г. Бийск (растворимые сульфаты, аэрозоль серной кислоты, азотная кислота). Часть примесей специфична только для отдельных районов города, например, хлористый водород, оксид азота - в юго-западной части, формальдегид и сажа – в восточной части. Анализ проб воздуха производят на содержание взвешенных веществ (пыль), сернистого диоксида (SO_2), сульфатов растворимых, оксида углерода (CO), диоксида азота (NO_2), оксида азота (NO), сажи, водорода хлористого (HCl), формальдегида (рис.), бенз(а)пирена (ПНЗ № 11).

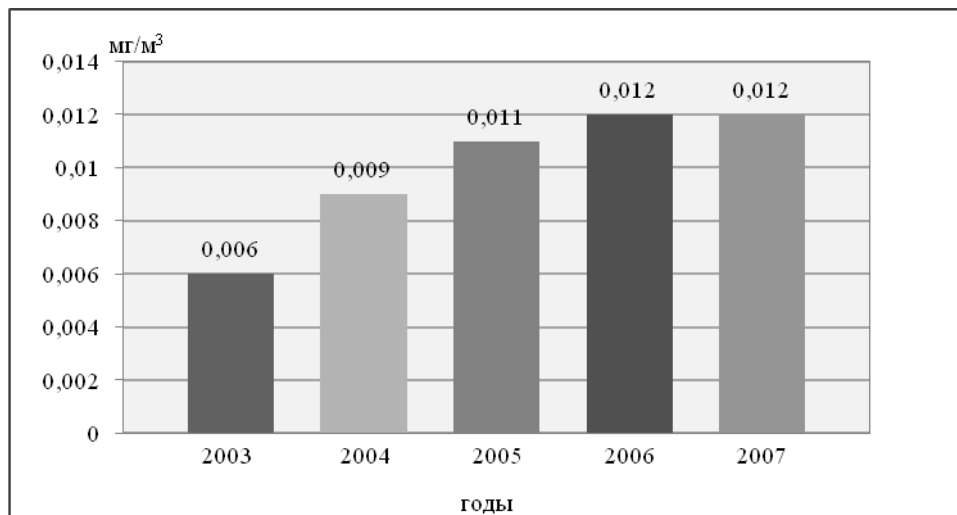


Рис. Динамика загрязнения атмосферы г. Бийск формальдегидом в период 2003-2007 гг. [1]

Из рис. видно, что, начиная с 2003 г., происходило постоянное увеличение содержания формальдегида в атмосферном воздухе г. Бийск от 2 ПДК в 2003 г. до 4 ПДК в 2007 г. [2].

Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха города являются предприятия топливной энергетики, деревообрабатывающей, химической и пищевой промышленности, рассредоточенные по всей территории города, автотранспорт [2].

Формальдегид образуется при сгорании топлива, поэтому его концентрации существенно возрастают вблизи автомагистралей (ПНЗ № 5), в летние месяцы при высокой интенсивности солнечной радиации, во время дорожно-строительных работ с применением битума.

Наибольшее загрязнение воздуха диоксидом азота, поступающим в атмосферу города с выбросами предприятий, котельных и автотранспорта, в период с 2003 по 2007 гг. наблюдалось вблизи дорог. На посту №5 (пер. Коммунарский) в 2005 г. среднегодовое содержание превысило ПДК в 2,3 раза; в среднем по городу за 2005-2007 гг. достигло 1 ПДК [2].

Повышенные концентрации оксида углерода отмечались чаще всего вблизи дорог – в 15,4% от всех отборов проб. Максимальное содержание примеси было зарегистрировано в 2004 г. и составило 1 ПДК. Оксид углерода поступает в атмосферу города от промышленных предприятий в результате неполного сгорания топлива, но главным источником является автотранспорт [2].

Бенз(а)пирен, наблюдения за которым проводятся на ПНЗ №11 (пос. котельщиков), образуется при сгорании различных видов топлива, поэтому наибольшее его количество наблюдается в период отопительного сезона. Среднегодовая концентрация примеси превышала санитарную норму в 2-3 раза.

Основной причиной повышенного загрязнения атмосферы города почвенной пылью остается неблагоустройство отдельных территорий города. Особенно это ощутимо в переходные периоды года, когда растительный покров минимален, а полив улиц затруднен. В апреле 2005 г., при усилении ветра, в центральной части города содержание пыли достигло 10 ПДК.

В июле 2005 г. в воздухе было зарегистрировано до 17,5 ПДК аммиака. Источник загрязнения явился ОАО «Бийский котельный завод», в одном из цехов которого при несоблюдении технологического режима произошел выброс аммиака.

Среднегодовые концентрации остальных наблюдаемых веществ (диоксид серы, растворимые сульфаты, оксид азота, хлорид водорода) в период с 2003 по 2007 гг. не превышали санитарные нормы.

Наличие развитого транспортного хозяйства, крупных предприятий, работающих на угле (ТЭЦ, тепловые сети, котельные), химических предприятий (химический комбинат, олеумный завод, НПО "Алтай"), машиностроительных предприятий (ПО "Сибприбормаш", котельный завод, завод "Электропечь" и другие) привело к возникновению напряжённого экологического и санитарного состояния в городе и регионе и, как следствие этого, к резкому ухудшению здоровья населения.

Из всех предприятий необходимо отметить следующие, оказывающие существенное влияние на атмосферу:

1. Фабрика корпусной мебели выбрасывает в атмосферу формальдегид, бутанол, ацетон, золу, оксиды азота, углерода и т.д.;
2. ФГУП «Бийский олеумный завод» загрязняет атмосферный воздух оксидом и диоксидом азота, оксидом серы, хлористыми соединениями;
3. ОАО «Бийский котельный завод», объединение «Восток», авторемонтный завод, маслоэкстракционный завод, маслосыркомбинат расположены среди жилых кварталов и выбрасывают неорганическую и металлургическую пыль, сварочные аэрозоли, соединения марганца и хрома, продукты сгорания угля; лакокрасочный завод наряду с аналогичными веществами выбрасывает растворители;
4. Предприятия строительных материалов загрязняют атмосферу неорганической пылью (известь, цемент);
5. Асфальтобетонный завод загрязняет атмосферу города оксидами серы и углерода, углеводородами;
6. Автотранспортом выбрасывается до 40% загрязнителей от общей суммы выбрасываемых веществ всеми стационарными источниками города. К числу основных токсичных веществ, выделяемых с отработанными газами, относятся окись углерода, окислы азота, сернистый ангидрид, альдегиды, углеводороды, сажа, свинец и другие соединения. Не полностью сгоревшие углеводороды представляют собой смесь нескольких сотен химических соединений. Эта смесь, имеющая неприятный запах, является причиной многих заболеваний. Особенно опасен бенз(а)пирен, который является канцерогеном.

Литература

1. Ежегодник состояния загрязнения атмосферного воздуха в городах и промышленных центрах, расположенных на территории деятельности Западно-Сибирского межрегионального территориального управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды за 2003-2007 год. – Новосибирск: Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Западно-Сибирское межрегиональное территориальное управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. Новосибирский центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды с функциями регионального специализированного метеорологического центра всемирной службы погоды, 2004-2008.
2. Руководящий документ. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. – М.: Гос. Комитет СССР по гидрометеорологии. Министерство здравоохранения СССР, 1991. – 693 с.
3. Теоретические и прикладные вопросы современной географии. Материалы Всероссийской научной конференции. – Томск: Томский университет, 2009. – 343 с.

ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СПЕЦИФИКИ РЕГИОНА НА НАКОПЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В ЗОЛЕ ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА

Т.Н. Игнатова

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время одновременно с одной стороны актуальной и в тоже время трудноразрешимой задачей можно считать количественное и качественное определение элементного состава организма человека. В начале XX века профессор Московского университета Владимир Иванович Вернадский сделал основополагающий доклад о связи химического строения земной коры, рассеянных элементов (микроэлементов) и состояния здоровья человека. Необходимость изучения живых организмов с геохимической точки зрения зародилась у В.И. Вернадского еще в конце XIX века. Владимир Иванович Вернадский – основатель биогеохимии, академик первым пришел к выводу, что, несмотря на ничтожно малое содержание многих химических элементов в окружающей среде, они присутствуют в растительных и животных организмах постоянно и не случайно [2-4]. А.П. Виноградовым (учеником и последователем В.И. Вернадского) и его учениками был создан Институт геохимии и аналитической химии АН СССР. В 1932 г. вышла работа А.П. Виноградова «Геохимия живого вещества», в которой он писал, что: «Геохимия живого вещества, иными словами биогеохимия, является частной проблемой общей геохимии, неразрывно с ней связанной общностью идей и методик исследования. Но если геохимия, в целом базируется, в своих современных исканиях базируется на неиссякаемых запасах фактов, накопленных в течение многих десятков и даже сотен лет, то геохимия живого вещества начинает свою историю заново, с первой страницы. В биогеохимии еще отсутствует количественная сторона явления» [5]. Сейчас уже 2009 год, а элементный состав организма человека до сих пор остается до конца неизученным.

По этой причине нами была сделана и осуществлена попытка по изучению элементного состава сначала биопсийного материала органов и тканей человека, а теперь и золы организма человека. На данный момент у нас имеются результаты высокочувствительного, неструктивного анализа инструментального нейтронно-активационного, который, проводили в ядерно-геохимической лаборатории кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф).

Общее количество проанализированных проб – 41. Пробы представляют собой зольный материал жителей двух регионов России Западно-Сибирского и Южного.

По результатам исследований были сделаны следующие основные выводы. Во-первых, определена специфика исследуемых регионов (табл.). Так для золы жителей Южного региона характерно повышенное содержание Zn, Rb, Ce, Sm, Eu, Th. Зола жителей Западно-Сибирского региона характеризуется повышенным содержанием Au. Месторождения золота весьма широко распространены по Сибирскому региону, в Новосибирске имелся золотоплавильный завод, необходимо отметить, как выше было сказано, золото фиксируется в углях Сибири [1], поэтому данный элемент это специфика Западно-Сибирского региона.

Таблица

Специфичный спектр химических элементов для разных регионов (мг/кг)

Регион	<0,1	0,1-1	1-10	10-100	100-1000	>1000
Западно-Сибирский	Sm, Eu, Tb	Sc, Ce, Yb, Hf, Ta, Th	Co, Rb, Ag, La, Au,	Sr, Sb	Cr, Zn, Ba	Na, Ca, Fe
Южный	Tb	Sc, Sm, Eu, Yb, Hf, Ta, Au	Co, Ag, La, Th, Ce,	Rb, Sr, Sb	Cr, Ba	Na, Ca, Fe, Zn

Во-вторых, было проведено сравнение со справочником «Человек медико-биологические данные» [8] (рис.). При сравнении был сделан вывод, что содержание элементов в зольном материале жителей Западно-Сибирского и Южного регионов в несколько раз выше справочных данных. Информация по содержанию группы РЗЭ в организме человека в данном справочнике отсутствует. В целом сравнение с литературными данными показало только лишь тенденцию содержания.

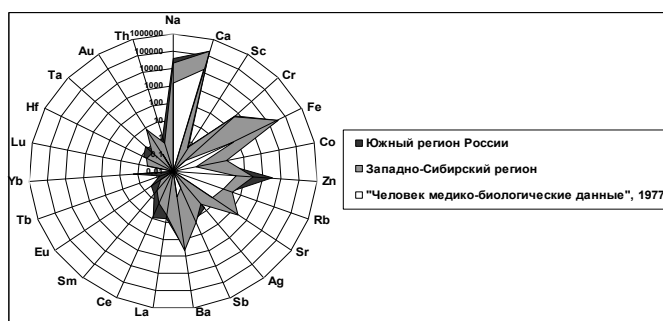


Рис. Сравнение содержания элементов в золе жителей

Таким образом, отчетливо видно, что в исследуемом материале Южного региона отмечается повышенное содержание группы Zn, РЗЭ, Hf, Ta, Th. Такие особенности можно объяснить только присутствием на данной территории или месторождений полезных ископаемых (природная геохимическая составляющая) или промышленных предприятий (техногенная составляющая). В Южном регионе источников повышенного содержания элементов достаточно много, это: Волгодонская АЭС, АО «Ростсельмаш», АО «Таганрогский металлургический завод», АО «Машзавод», АО «Сулинский металлургический завод», АО «Атоммаш», АО «Шахтуголь» и ряд других [6]. Южный регион испытал непосредственное влияние от аварии на Чернобыльской АЭС. Месторождения в Южном регионе это полезные ископаемые в основном осадочного происхождения: уголь, нефть, газ, пески, последние возможно являются источниками РЗЭ. Но, несмотря на это в Западно-Сибирском регионе также существует как спектр производств (особенно близость Томской области на территории, которой имеются предприятия ядерно-топливного цикла (СХК)), так и множество месторождений полезных ископаемых. На территории Новосибирской области существует ряд источников радиационной опасности природного и техногенного характера, которые формируют потенциальную угрозу негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения области. К ним относятся потенциально радиационно-опасные объекты – ОАО «Новосибирский завод химконцентратов» («НЗХК»), расположенный в Калининском районе г. Новосибирска и ФГУП Новосибирский специализированный комбинат радиационной безопасности «Радон». Кроме того, при возникновении нештатных ситуаций, определенную угрозу для населения могут создать источники ионизирующего излучения (ИИИ) суммарной активностью $9,42 \times 10^{14}$ Бк (25 500 Ки), находящиеся в 40 организациях города Новосибирска и области. Около 70 % территории города Новосибирска расположено на гранитах, в состав которых входят естественные природные радиоактивные минералы с элементами урановой группы: уран-238, радий-226, торий-232 и продукты их распада (радон, торон, висмут, свинец). Повышенные концентрации этих элементов в подстилающих гранитах представляют потенциальную угрозу для здоровья населения (по данным Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области) [7]. Но, несмотря на это содержание в исследуемом материале оказалось ниже по сравнению с Южным регионом, что приводит к выводу о том, что в Южном регионе источники повышенных содержаний гораздо серьезнее.

Как известно, организм человека – сложнейшая биогеохимическая структура. В.И. Вернадский утверждал, что «организм человека связан с химией земной коры и рассматривать их по отдельности нельзя» [4].

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Д-Принт, 2007. – 468 с.
2. Вернадский В.И. Живое вещество // Живое вещество и биосфера – М.: Наука, 1994. – С. 19 – 314.
3. Вернадский В.И. Об условиях проявления жизни на Земле. – Избранное собр. сочинений. Т. V. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – С. 147-159.
4. Вернадский В.И. Заметки о распространении химических элементов в земной коре. – Избранное собр. сочинений. Т.1. – М.: АН СССР, 1954. – 624 с.
5. Виноградов А.П. Геохимия живого вещества. – Ленинград: АН СССР, 1932. – 67 с.
6. О состоянии окружающей среды и природных ресурсов Ростовской области в 2008 году. / Под общей редакцией Курдюмова С.Г., Скрипки Г.И., Паращенко М.В. // Экологический вестник Дона. – Ростов-на-Дону, 2009. – 354 с.
7. Состояние окружающей среды в 2006 году // Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области. – Новосибирск, 2007.
8. Человек. Медико-биологические данные. Доклад рабочей группы комитета И МКРЗ по условному человеку. – М.: Медицина, 1977. – 496 с.

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ СКАНДИЯ В УГЛЯХ СИБИРИ

С.С. Ильенко

Научный руководитель профессор С.И. Арбузов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Часто в углях и отходах их утилизации содержатся высокие, иногда промышленно значимые концентрации ценных элементов: Ge, Au, Sc, U и др. [1]. В настоящее время скандий – один из наиболее перспективных элементов для извлечения из углей. В мире выявлено значительное количество месторождений с аномальными концентрациями Sc. В Сибирском регионе к их числу относится хорошо освоенное Черногорское месторождение Минусинского бассейна, угли отдельных месторождений Канско-Ачинского, Иркутского и Западно-Сибирского бассейнов.

Попытки разработки технологий извлечения Sc из углей предпринимались неоднократно. Однако существует ряд проблем, значительно осложняющих и удорожающих процесс его извлечения. В частности, не разработаны технологии, позволяющие получать концентрат скандия на стадии предварительного обогащения золы. Первичное вскрытие золы и эффективный перевод металла в раствор с выходом 60-80% возможен лишь в автоклаве, что значительно удорожает процесс. Кроме того, как правило, содержится много остаточного органического вещества и мешающих компонентов (Fe и др.). Знание форм нахождения элементов позволило бы безопасно для окружающей среды использовать уголь в энергетике, коксохимии, металлургии, а также эффективно извлекать концентраты ценных элементов-примесей.

Несмотря на относительную простоту аналитических методов определения скандия и сравнительно высокий кларк этого элемента в угле (4,1 г/т для бурого угля и 3,7 г/т для каменного угля) [2], формы его находде-

ния в углях до сих пор в достаточной мере не изучены. Сравнительно немногочисленные данные по распределению скандия во фракциях угля разной плотности, данные о его распределении в групповом составе угля и сведения о его содержании в отдельных минералах и мацералах не позволяют сформулировать целостную картину его концентрирования в углях.

С целью решения вопроса о формах нахождения были выполнены специализированные исследования форм нахождения скандия в торфах, бурых и каменных углях Сибири.

При изучении торфа использовали разделение его на различные компоненты по методу Инсторфа: сначала извлекались битумы, затем водорастворимые и легкогидролизруемые вещества и гумусовые кислоты (гуминовая и фульвокислота). При изучении бурых углей сначала извлекались битумы, затем гумусовые кислоты. Определялся выход фракций и их зольность. Во всех полученных фракциях методом ИНАА анализировалось содержание скандия. Здесь же выполнялась ступенчатая деминерализация угля. Сначала проба обрабатывалась ацетатом аммония или 5 % раствором HCl с целью извлечения ионообменных форм металлов, сорбированных на органике. Затем проводилась последовательная деминерализация концентрированными HCl, HF и H₂SO₄.

Одновременно с этими исследованиями в МИНОЦ "Урановая геология" кафедры геоэкологии и геохимии выполнялось изучение особенностей состава углей на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S3400N с энергодисперсионной приставкой Bruker.

В групповом составе торфа скандий отчетливо тяготеет к органическому веществу гумусовой природы. Основная масса его сосредоточена в гумусовых кислотах (ГК+ФК). Суммарно в щелочную вытяжку NaOH из торфа извлекается от 54,8 до 75,7 % скандия с отчетливо доминирующей ролью гуминовых кислот по сравнению с фульвокислотами. Бензолные битумы бедны скандием, выход его в эту фракцию не превышает 0,1 %. Во фракцию водорастворимых и легкогидролизруемых веществ извлекается не более 5,5 % металла, обычно 2-3 %. От 22 до 40,9 % от суммы скандия содержится в нерастворимом остатке. Здесь он может быть представлен минеральными веществами или входящими в состав нерастворимых в NaOH высокомолекулярных гумусовых веществ – гуматов.

В изученном групповом составе угля марки 2Б Латынского месторождения 79,5 % скандия содержится в гумусовых кислотах и лишь 20,5 % – в остаточном угле. Спирто-толуоловый и бензольный экстракты (битумы) бедны скандием (на них приходится 0,1 % от общего содержания элемента в угле).

В углях марки 1Б Талду-Дюргунского месторождения с гумусовыми кислотами связано более 60% металла. Близкие результаты получены и В.Н. Крюковой (2001), изучавшей уголь марки 2Б Рыбинского пласта Бородинского месторождения и уголь марки 1Б Хандинского месторождения, с рядовыми содержаниями скандия. Однако, в более метаморфизованных углях Азейского месторождения марки 3Б, с низким выходом гуминовых кислот, основная его масса концентрируется в остаточном угле, с гуминовыми кислотами связано лишь 10% скандия.

Ещё меньше доля остаточных гумусовых кислот в каменном угле марки Д Черногорского месторождения. При выходе гумусовых кислот в щелочную вытяжку лишь 0,6 % от массы угля, в ней сосредоточено 5,3 % скандия. Основное количество элемента находится в остаточном угле. Спирто-толуольный и бензольный экстракты (битумы) так же, как и в бурых углях, бедны скандием.

С целью оценки роли минерального вещества в концентрировании скандия была выполнена ступенчатая деминерализация 9 проб угля различного марочного состава. При обработке угля 5 % раствором HCl в раствор ушло около 5 % металла. Обработка проб концентрированной HCl обусловила перевод в раствор 19,5-23 % Sc. Соляная кислота растворяет карбонаты, некоторые алюмофосфаты, фосфаты, окислы и гидроокислы железа. Обработка проб концентрированной HF обеспечила перевод в раствор ещё 31% скандия из угля пласта IV-V и 71% из угля пласта I. Плавиковая кислота обеспечивает растворение силикатов и алюмосиликатов, в том числе каолинита и гидрослюд. Оставшееся количество элемента содержится, вероятно, в нерастворимых и слабо растворимых в кислотах цирконе, ксенотиме, монаците, вольфрамите и других минералах.

Электронно-микроскопические исследования углей пласта Двухаршинный подтвердили наличие в них ксенотима, содержащего до 5% Sc. Отчасти Sc может содержаться в металлорганических комплексах.

Электронно-микроскопические исследования золы угля показали, что скандий содержится как в минеральной так и в органической форме. В золе угля Ловинского месторождения Западно-Сибирского бассейна основная форма скандия, предположительно, органическая. При изучении, в золе Sc преимущественно был установлен в составе сложных алюмосиликатных пленок, содержащих цирконий и 3-7% скандия. Было обнаружено несколько зёрен Sc-содержащего ксенотима, также находящегося в алюмосиликатной массе, что отразилось на спектре (рис.).

Из всего вышесказанного можно заключить, что в торфах и низкзолных углях скандий накапливается преимущественно в составе органического вещества в гумусовых кислотах. В более метаморфизованных углях он концентрируется в остаточном угле в форме аутигенных минералов и металл-органических комплексов.

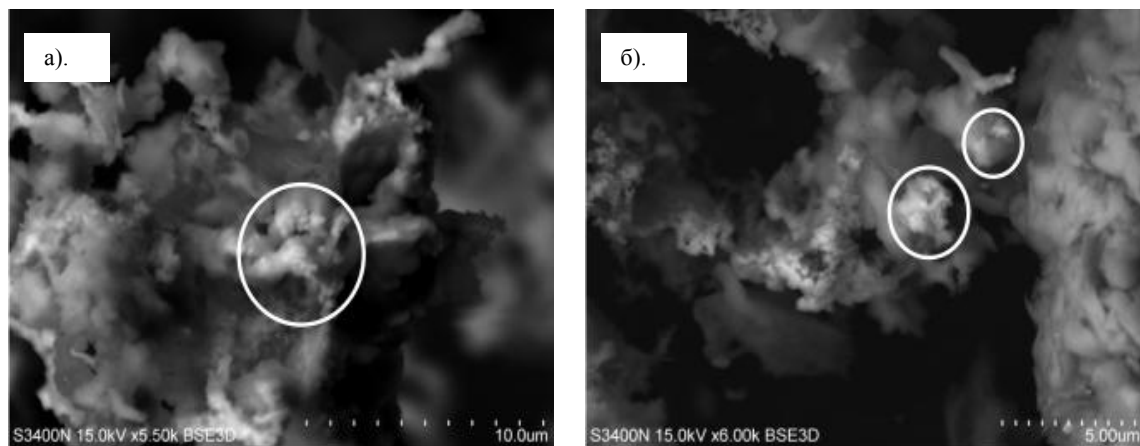


Рис. Вещественный состав углей: а) Sc-содержащий циркон; б). Sc-содержащий ксенотим

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Изд. дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
2. Крюкова В.Н., Вязов Н.Г., Латышев В.П. Распределение скандия в веществе углей Восточной Сибири // Химия твёрдого топлива. – 2001. – №3. – С 73 – 76.
3. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Ценные элементы-примеси в углях. – Екатеринбург: КрО РАН, 2006. – 538 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИС ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ Г. УФЫ

Р.К. Ильясов

Научный руководитель профессор Л.Н. Белан
Башкирский государственный университет, г. Уфа, Россия

Уфимский район и г. Уфа занимают лидирующее положение в экономике Республики Башкортостан. В Уфе сосредоточено более половины промышленного потенциала республики, а территория района, благодаря своему специфическому пригородному положению, характеризуется очень высокой сельскохозяйственной и транспортной освоенностью. Под влиянием этих факторов повсеместно происходит загрязнение компонентов природной среды, деградация ландшафтов, что в свою очередь обуславливает общее ухудшение качества среды проживания населения. В этих условиях вопросы рационального природопользования и охраны природы принимают первостепенное значение и требуют незамедлительных решений. В связи с этим возрастает роль непрерывного экологического мониторинга компонентов окружающей среды.

Графическое представление данных, помещенных на карту, воспринимается намного лучше, чем большое количество различных таблиц, графиков и диаграмм. Следовательно, решение задач экомониторинга неизбежно приводит к созданию и применению геоинформационных систем (ГИС). Технологии ГИС позволяют создавать многослойные тематические электронные карты и оптимизировать информационную поддержку принятия экологически значимых решений на всех уровнях государственного и территориального управления.

С целью осуществления экологического мониторинга территории г. Уфа на базе современных программных продуктов фирмы ESRI – ArcGis 9.0 создан специализированный ГИС-проект, позволяющий в полной мере систематизировать собранный картографический и фактологический материал по различным показателям окружающей среды, и проводить обработку всей имеющейся информации с применением пространственного моделирования и геостатистического анализа.

Целью исследования является комплексная геоэкологическая оценка территории г. Уфы с применением ГИС-технологий.

Основные задачи исследования:

1. Выявить эколого-геохимические особенности территории г. Уфы на основе изучения и обобщения литературных и фондовых материалов.
2. Создать галерею векторных карт и тематических цифровых моделей эколого-геохимического состояния территории города в системе ArcGis 9.0.
3. Создать многослойные тематические электронные карты природных и техногенных систем территории, с целью обеспечения информационной поддержки принятия экологически значимых решений на всех уровнях государственного и территориального управления.
4. Выполнить комплексную экологическую оценку территории и выделить наиболее неблагоприятные зоны, которые необходимо учитывать при планировании землепользования.

Для создания данного проекта использовались фондовые материалы ОАО «Башкиргеология» по гидрогеологической съемке с геоэкологическими исследованиями Шакшинской площади.

В ходе исследования использовались материалы по степени загрязненности снегового покрова, почвы и пород зоны аэрации (именуемых далее как почво-грунты). Для оценки степени загрязненности были использованы данные по содержаниям нефтепродуктов, бенз(а)пирена, подвижными и валовыми содержаниями тяжелых металлов. Отбор проб проводился по профилям, ориентированным по преобладающим направлениям розы ветров, места отбора снеговых и почвенных проб совпадали и задавались с учетом элементов рельефа и типа почв.

Основу экономики рассматриваемой территории составляют нефтепереработка, машиностроение, нефтехимия и химия, легкая, пищевая энергетическая и другие виды промышленности. Район насыщен транспортными коммуникациями, по территории проходят магистральные нефте- и газопроводы, линии электропередач высокого напряжения. В силу этого город Уфа и окрестности характеризуется высокой антропогенной нарушенностью природных комплексов; в разных частях территории города отмечаются превышения показателей загрязненности по множеству элементов, в число которых входят тяжелые металлы, нефтепродукты и полициклические углеводороды.

Основными причинами загрязнения окружающей среды являются износ основных производственных фондов практически во всех отраслях промышленности и на транспорте, устаревшие технологии, а также значительный рост числа автотранспортных средств [8].

На основании растровой карты г. Уфа путем наложения векторных слоев создана галерея карт экологического состояния снегового покрова, почв и пород зоны аэрации. При наложении слоев друг на друга появляется возможность оценивать и сопоставлять характерные виды загрязнений для определенных территорий. Так же, при графическом представлении данных упрощается задача по выявлению возможных потенциальных источников загрязнения.

При анализе результатов лабораторных материалов геохимических исследований использовались нормативно-технические документы, характеризующие степень загрязненности компонентов окружающей среды [2, 6, 7, 9, 10].

В результате, на основании полученной графической модели выявлены некоторые закономерности распространения элементов-загрязнителей в исследуемых средах.

Содержание тяжелых металлов в снеговых пробах имеет повышенный уровень в северной части г. Уфа (зона расположения основных промышленных предприятий города) и простирается в западном направлении на территории населенных пунктов Красный Яр, Тугай, Михайловка, Новоалександровка и др. Так же, превышения по этим элементам отмечены в юго-западной части г. Уфа, в микрорайоне Дёма, что может быть связано с находящимся здесь заводом «Иммунопрепарат».

Содержание бенз(а)пирена в пробах снега в 24 % от общего числа проб превысило ПДК. Загрязнение бенз(а)пиреном имеет площадной характер и распространено по всей территории города, что является следствием нарастающего количества единиц автотранспортного парка города. Наибольшее содержание (12ПДК) отмечено в микрорайоне Нижегородка в южной части города.

Нефтепродукты в снеговых пробах превышают ПДК в 80 % случаев и имеют наиболее высокие значения в центральной части города, которой характерны высокая транспортная загруженность и ежедневные заторы на автодорогах.

Загрязнение почво-грунтов подвижными формами элементов тяжелых металлов практически на всей территории города имеет умеренно-опасный уровень, зоны опасного уровня загрязнения расположены в северной части г. Уфа, и, на основании построенной модели, выражаются в виде трех локализованных участков на территориях предприятий промышленной зоны.

Загрязненность почво-грунтов бенз(а)пиреном, как и снегового покрова, имеет площадной характер. На большей части площади города и на территории западнее промышленной зоны города загрязнение бенз(а)пиреном характеризуется как умеренно-опасное. Опасное и чрезвычайно опасное значения загрязнения наблюдаются в северной части.

Степень загрязнения почво-грунтов нефтепродуктами во всех пробах незначительна и соответствует низкому уровню загрязнения в соответствии с «Порядком определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами» [7].

Несмотря на некоторые различия в количественном содержании загрязнителей в различных средах, можно наблюдать общие закономерности в территориальном распространении данных элементов. Составление моделей в графических геоинформационных системах позволяет упростить задачи по оценке антропогенного влияния на окружающую среду и определению неблагоприятных зон повышенного экологического риска.

Таким образом, применение ГИС-технологий при геоэкологических исследованиях дает возможность многократно облегчить и ускорить процесс изучения и оценки экологического состояния окружающей среды городской территории, определить возможные источники поступления загрязнений.

Несомненно, геоинформационные модели являются незаменимыми при последующем мониторинге исследованных территорий, позволяя более точно определить изменения экологической обстановки в целом и на отдельных участках.

Литература

1. Богданова М.Д. и др. Мелкомасштабное почвенно-геохимическое картографирование / Под ред. чл.-корр. РАН Н.С. Касимова // Географический факультет МГУ. – М.: АПР, 2008. – 168 с.
2. ГН 2.1.7.2042-06 Ориентировочно допустимые концентрации химических веществ в почве. – М., 2006.
3. Лубкова Т.Н. Оценка и прогноз техногенного загрязнения локальных экосистем химическими элементами на основе балансовых расчетов: Автореферат дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Москва, 2007 г. – 28 с.
4. Лурье И.К., Косиков А.Г. Теория и практика цифровой обработки изображений / Дистанционное зондирование и географические информационные системы. Под ред. А.М. Берлятина. – М.: Научный мир, 2003. – 168 с.
5. Лурье И.К., Косиков А.Г., Ушакова Л.А., Карпович Л.Л., Любимцев М.Ю., Тутбалина О.В. Компьютерный практикум по цифровой обработке изображений и созданию ГИС / Дистанционное зондирование и географические информационные системы. – М.: Научный мир, 2004. – 148 с.
6. Перечень предельно допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия вредных веществ для воды рыбохозяйственных водоемов. – М.: Медианор, 1995.
7. Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами. – М., 1993.
8. Салихов И.А., Лаздина О.Н., Щекина Е.В. и др. Государственный доклад О состоянии природных ресурсов и окружающей среды Республики Башкортостан в 2008 году. – Уфа, 2008.
9. СанПин 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества – М., 2002.
10. СанПиН 4630–88 Охрана поверхностных вод от загрязнения. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1988.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РАЗРАБОТКИ КОСПАШСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЯ**А.К. Имайкин**

Научный руководитель доцент С.М. Блинов

Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия

Подземная разработка угля шахтами велась в Кизеловском бассейне 203 года, с 1797 г. по 2000 г. Площадь отработки шахтных полей составила 200 км², глубина ведения горных работ на ряде шахт превысила 1 км. Добыча угля сопровождалась большими притоками подземных вод в горные выработки, достигавшими 2900 м³/час по шахте им. Ленина, 3500 м³/час по шахте им. 40-летия Октября. На большинстве шахт основную роль в формировании водопритоков играли трещинно-карстовые воды надугленосной карбонатной толщи. Поступление этих вод в горные выработки происходило по техногенным трещинам, образовавшимся в кровельных породах отработанных угольных пластов, и через разрывные тектонические нарушения. В ряде случаев выработками непосредственно вскрывались водоносные горизонты. Вследствие длительного дренирующего влияния шахт уровни трещинно-карстовых вод были понижены на многих шахтных полях на сотни метров от поверхности.

В 1994 году в бассейне работало 13 шахт. В период до апреля 2000 г. все они были закрыты по программе реструктуризации угольной отрасли России как убыточные и бесперспективные для дальнейшей эксплуатации. Последней была закрыта шахта «Шумихинская». После закрытия шахт началось их затопление поступающими в горные выработки подземными водами. К настоящему времени большинство шахт затоплено до отметок выхода шахтных вод на земную поверхность. По ряду шахт уровень затопления не достиг поверхности вследствие дренирования шахтных вод горизонтами подземных вод. К числу последних относятся шахты Широковская и 26-бис, расположенные в южной части Коспашско-Полуденной синклинали, а также шахты «Скальная» и «Шумихинская».

Затопление шахт вызвало образование техногенных горизонтов шахтных вод, которых ранее в природе не существовало. Занимая площадь в десятки квадратных километров, эти техногенные горизонты представляют опасность масштабного загрязнения подземных вод, в том числе, используемых для хозяйственного водоснабжения городов и поселков Кизеловского бассейна. Вследствие гидравлической связи с трещинно-карстовыми водами надугленосного карбонатного комплекса, шахтные воды, при более высоком уровне относительно подземных вод, проникают в горизонты трещинно-карстовых вод и загрязняют их.

Как уже отмечалось большинство шахт затоплено до отметок выхода шахтных вод на поверхность. Изливающиеся на поверхность шахтные воды, как и во время эксплуатации шахт, продолжают загрязнять поверхностные воды.

Значительные площади бассейна занимают шахтные породные отвалы. Эти отвалы не только нарушают занимаемые ими земельные участки, но и служат источниками формирования кислых стоков, близких по составу и свойствам к шахтным водам. Вследствие высокой загрязненности эти стоки оказывают негативное воздействие на поверхностные и подземные воды, а также почвы.

Последние систематические гидрогеологические наблюдения за режимом подземных и шахтных вод в период эксплуатации бассейна проводились в 1973-1990 гг. гидрогруппой Кизеловской ГРП. Основными целями работ являлись прогноз водопритоков в шахты и обеспечение безопасного ведения горных работ. Вместе с тем, результаты исследований за 1986-1990 гг. позволяют дать общую оценку гидрогеологической обстановки в бассейне на завершающем этапе его эксплуатации.

Первые наблюдения за режимом подземных и шахтных вод в условиях ликвидации и затопления шахт Кизеловского бассейна выполнены в 1999-2002 гг. институтом ФГУП МНИИЭКО ТЭК. С 2002 г. мониторинг последствий подземной добычи угля в бассейне осуществляет Уральский центр социально-экологического мониторинга

углепромышленных территорий (УЦСЭМУТ). Некоторое участие в полевых работах института и центра мониторинга принимал и автор данной работы.

Организация мониторинга подземных вод и создание наблюдательной сети проводилось с большим опозданием относительно сроков затопления шахт. Первые наблюдательные скважины, предусмотренные проектами ликвидации шахт, были пробурены лишь в 2000 г. Поэтому был упущен для наблюдения период самого активного изменения гидродинамического режима подземных вод.

Основным объектом данной статьи является Коспашское месторождение каменного угля на площади Коспашско-Полуденной синклинали (КПС), запасы которого отрабатывались шахтами им. 40-летия ВЛКСМ, «Коспашская» и «Широковская». Геоэкологические проблемы Кизеловского бассейна, связанные с подземной добычей угля, остро стоят и на территории указанного месторождения. В статье рассмотрены геоэкологические условия в границах КПС в период эксплуатации шахт и после их закрытия. Для ее написания использованы данные, полученные в результате выполнения указанных выше работ.

Период эксплуатации шахт

Подземная добыча угля сопровождалась большим дренирующим влиянием горных выработок на трещинно-карстовые воды визейского горизонта и трещинно-пластовые воды угленосной толщи. Гидродинамический режим подземных вод турнейского яруса не испытывал воздействия горных работ. Уровни подземных вод визейского горизонта были понижены на полях коспашских шахт на 140-300 м от естественного уровня.

Шахты характеризовались значительной обводненностью. Средние притоки шахтных вод, в целом, по состоянию на 1990 г. составляли 2250 м³/час. Шахтные воды были кислыми, имели сухой остаток 1,68-3,42 г/дм³, содержали большое количество сульфатов, железа и алюминия. Конечно, шахтные воды и в это время содержали в высоких концентрациях ряд микрокомпонентов, но по ним у автора нет данных.

Малые реки района: П. Кизел, В. Кизел, Галановка, в которые сбрасывались шахтные воды, стали мертвыми водотоками с высоким и экстремальным содержанием загрязняющих веществ.

На шахтных полях было создано до 15 породных отвалов, в которых, как и в шахтах, протекали процессы окисления пирита. Следствием этих процессов являлось возникновение кислой среды в породном массиве и образование кислых стоков, вытекающих из-под отвалов. На пути движения стоков произошли деградация почвы, погибли древесная и травяная растительность. Попав в поверхностные водотоки, кислые стоки породных отвалов усиливали их загрязнение, вызванное шахтными водами.

По выходам угольных пластов под четвертичные отложения, в основном на восточных крыльях шахт, образовалось большое количество провалов. Проникавшие через провалы, талые и дождевые воды значительно увеличивали величину шахтных водопротоков.

Период затопления ликвидированных шахт

По состоянию на июль 2008 г. уровень визейского водоносного горизонта, в основном, восстановился, но подъем зеркала трещинно-карстовых вод еще продолжался.

Весной 2007 г. завершилось затопление отработанных полей на шахтах им. 40-летия ВЛКСМ и «Коспашская». Излив шахтных вод из шурфов 2-бис и 58 кратковременно достигал 357 м³/час. Затопление ш. «Широковская» продолжается. Ожидается, что величина излива шахтных вод на Коспашском месторождении может достигнуть 400-500 м³/час.

В условиях отсутствия излива шахтных вод происходило загрязнение малых рек района выше допустимого уровня стоками породных отвалов. Речные воды оставались непригодными для какого-либо использования.

Затопление шахт сопровождалось образованием техногенного горизонта шахтных вод. Содержание загрязняющих веществ в шахтных водах техногенного горизонта, на момент затопления горных выработок до максимального уровня, на порядок превышало их содержание на общих сливах шахтных вод во время эксплуатации шахт. Ожидается постепенное снижение содержания загрязняющих веществ в техногенном горизонте до уровня не превышающем содержания этих веществ в шахтных водах во время работы шахт.

Образование техногенного горизонта шахтных вод вызвало значительное загрязнение трещинно-карстовых вод визейского горизонта на западном крыле ш. им. 40-летия ВЛКСМ и, вероятно, на поле ш. «Коспашская». Экстремальное загрязнение визейского горизонта шахтными водами произошло на поле ш. «Широковская».

Существенного загрязнения трещинно-карстовых вод визейского горизонта в пределах восточной синклинали складки на поле ш. им. 40-летия ВЛКСМ не отмечалось. С началом излива шахтных вод на отметках более низких, чем ожидалось, вероятность загрязнения здесь визейского горизонта, используемого для водоснабжения поселка Коспашский, снизилась до минимума.

Породные отвалы не рекультивировались, несмотря на наличие рабочих проектов, и остаются источниками загрязнения поверхностных вод и почв. Территории самих отвалов представляют безжизненные элементы техногенного ландшафта, непригодные для жизнедеятельности растений и животных.

Продолжается образование провалов по выходам угольных пластов. Талые и дождевые воды через эти провалы пополняют запасы техногенного водоносного горизонта, в конечном итоге увеличивается объем излива шахтных вод на поверхность.

Из результатов проведенного анализа следует, что ликвидация и затопление коспашских шахт не улучшило неблагоприятную геоэкологическую ситуацию на территории Коспашского месторождения угля, сложившуюся во время работы шахт. Продолжается высокое и экстремальное загрязнение малых рек района шахтными водами и стоками породных отвалов, образование которых может происходить в течение многих десятилетий после закрытия шахт. Рекультивация породных отвалов не проводилась. Кислые стоки, вытекающие из-под них,

загрязняют почвы на прилегающей территории, вызывая их деградацию и гибель растительности. Произошло не наблюдавшееся во время работы угледобывающих предприятий загрязнение визейского водоносного горизонта в результате затопления шахт и образования техногенного горизонта шахтных вод.

В целях улучшения геоэкологической обстановки в рассматриваемом районе автор статьи считает необходимым выполнение следующих мероприятий:

- 1) строительство очистных сооружений шахтных вод в районе шурфа 2-бис ш. «Коспашская», на участке их выхода в виде родника 028 на правом берегу р. П. Кизел;
- 2) рекультивацию породных отвалов, включающую нейтрализацию верхнего слоя пород веществами, обладающими щелочными свойствами;
- 3) рекультивацию деградированных земель на участках движения шахтных вод и кислых стоков породных отвалов;
- 4) своевременную засыпку провалов по выходам угольных пластов и отвод от них талых и дождевых вод в целях уменьшения запасов техногенного горизонта шахтных вод и снижения объемов разлива последних на поверхность;
- 5) продолжение мониторинга, проводимого УЦСЭМУТ.

ВЛИЯНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЖИДКИХ ОТХОДОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ЗДОРОВЬЕ ЧЕЛОВЕКА И ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПОДЗЕМНОЙ ЗАКАЧКИ КАК АЛЬТЕРНАТИВНОГО ВАРИАНТА ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТХОДОВ (НА ПРИМЕРЕ ПОЛИГОНА ЗАКАЧКИ «ВОЛЖСКИЙ ОРГСИНТЕЗ»)

М.А. Каехтина

Научный руководитель профессор В.Н. Синяков
*Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет,
г. Волгоград, Россия*

Закачка жидких промышленных отходов в подземные горизонты является далеко не идеальным методом их обезвреживания. Известно, что полигоны захоронения жидких отходов в глубокие водоносные горизонты являются объектами повышенного экологического риска, особенно при их размещении в солянокупольных областях [1].

Тем не менее, возникают ситуации, когда подземное захоронение не имеет альтернативы, в особенности в условиях Прикаспийской впадины с плоским рельефом и неглубоким залеганием грунтовых вод, не позволяющих создавать достаточно крупные хранилища в естественных понижениях местности. Достаточно вспомнить печальный опыт эксплуатации такого поверхностного отстойника в г. Волжском как пруд-испаритель «Большой Лиман», который явился крупнейшим загрязнителем. Экологическая катастрофа возникла из-за того, что все стоки химических и промышленных заводов города сбрасывались в накопитель и на территории 252 км² загрязнялась атмосфера из-за испарения стоков, подземная гидросфера (хазарский водоносный горизонт с питьевой водой в огромной зоне вокруг Б. Лимана), поверхностная гидросфера (река Ахтуба). Далее происходило загрязнение Волги, так как ее уровень на 3 м ниже уровня Ахтубы, и вода из Б. Лимана через Волго-Ахтубинскую пойму фильтровалась в Волгу. Показатели заболеваемости и смертности населения в Ср. Ахтубинском районе, которые намного выше, чем в целом по области, также подтвердили категорию экологического бедствия. Кроме того, были выявлены неблагоприятные геологические процессы в области «Большого Лимана». Поэтому было необходимо прекратить сброс стоков в Б. Лиман, и единственно приемлемым методом являлось подземное захоронение [3].

Конечно, рассматривались и другие альтернативные варианты обезвреживания жидких отходов – биологическая очистка и сжигание. Но как выяснилось, *биологическая очистка* сточных вод (на примере завода Оргсинтез) не снижает высокую концентрацию солей (30 г/л), не гарантирует достаточно глубокую очистку сточных вод от специфических загрязнений (в частности, каптаксы, тиурама-Д, 2-нафтола, ксантогенатов), содержание которых на 3 и более порядка превышают ПДК. При этом возникает дополнительная проблема утилизации или ликвидации выделенных солей в количестве 95 т/сутки. *Сжигание* требует огромного количества энергии и утилизации остатка в объеме 90 т/сутки. Кроме того, возникает проблема загрязнения воздуха токсичными веществами.

Преимущество подземной закачки заключается в обеспечении санитарной безопасности водоемов, подземных вод и окружающей среды в целом. Исходя из этого, наиболее перспективным и экологическим методом обезвреживания токсичных стоков, исходя из сложившейся ситуации в Прикаспии, было признано их захоронение в поглощающие горизонты земной коры (в частности, на объекте химической промышленности завода «Волжский Оргсинтез»).

Подземное захоронение (ПЗ) является сложной научно-технической проблемой. Разумеется, существует ряд геоэкологических требований к полигонам подземного захоронения (ППЗ). Этот метод применим не по отношению к любым промстокам, а только к наиболее опасным и сильно загрязненным, не имеющим на сегодняшний день надежных и экономически эффективных способов очистки и обезвреживания. Пример состава стоков «Волжский Оргсинтез», поступающих на закачку, приведен в табл. 1 [2].

Таблица 1

Химический состав промстоков «Волжский Оргсинтез»

Сооружения, номер по генплану	pH	ХПК, мг/л	Сухой остаток, мг/л	Взвеш. вещества, мг/л	Анилин, мг/л	Сульфиды, мг/л	СПАВ, мг/л	Сероуглерод, мг/л
103	6,8-8,5	8170-20000	28000-50000	890-2000	32-280	97-500	65-250	0,3-300
109	6,8-8,5	8170-20000	28000-50000	890-2000	32-280	97-500	65-250	0,3-300

Подземное захоронение может использоваться для удаления опасных стоков в течение всего срока работы предприятия, но более рациональным и экологически оправданным представляется этот метод в качестве временной меры (на срок 5-7 лет), пока еще не сооружены очистные сооружения для закачиваемых стоков. Кроме того, метод ПЗ предназначен для удаления небольших объемов промстоков. Пласт-коллектор не должен содержать пресных подземных вод или вод бальнеологического и промышленного назначения, залежей нефти и газа, других месторождений; пласт-коллектор должен быть перекрыт наземным водоупором и над ним должен быть буферный водоносный горизонт с непригодными для использования подземными водами. Большое значение имеет физико-химическая совместимость закачиваемых сточных вод с пластовыми водами и вмещающими породами.

Все сооружения должны быть выполнены с применением коррозионно-стойких и кислотостойких материалов, противодиффузионных мероприятий, а именно, с устройством экранов.

Нельзя размещать ППЗ в сложных тектонических условиях. Тем не менее, например, полигон закачки стоков «Волжский Оргсинтез», сооружен именно в сложных геолого-тектонических условиях – в районах развития солянокупольной тектоники и диапировых структур. В этом случае предпочтительным, конечно, представляется использование межкупольных мульд и подсолевого комплекса, поскольку коллекторы в этих областях обеспечивают надежность захоронения, что подтверждается работами В.А. Ермакова, В.М. Гольдберга, В.А. Грабвникова. Аналогичные представления высказывались ранее В.Н. Синяковым, С.В. Кузнецовой и другими исследователями [3].

Перспективные для захоронения и хорошо изученные межкупольные мульды в Заволжье и их параметры представлены в таблице 2 [3].

Надсводовая часть куполов исключительно неблагоприятна, а склоновая часть может рассматриваться как условно благоприятная (случай ОАО «Волжский Оргсинтез»).

Обязательное условие – создание комплексной системы мониторинга для контроля за состоянием подземных вод и природной среды в зоне влияния ППЗ.

Таблица 2

Предполагаемые объемы порового пространства коллекторов

Наименование структурных элементов	Возраст горизонта	Глубина залегания кровли соли коллектора, м	Предполагаемый объем коллектора, м
Восточно-Паромненская мульда	K ₂ cm – K ₁ alb	450 – 750	45 × 10 ⁷
	J ₂ bj ₂ ²	680 – 1220	45 × 10 ⁷
	J ₂ bj ₂ ¹	800 – 1350	57 × 10 ⁷
	T ₂ vt	2200 – 2400	42 × 10 ⁷
Волковская и Рахнинская мульды	K ₂ cm – K ₁ alb	650 – 950	40 × 10 ⁷
	J ₂ bj ₂ ²	680 – 1680	40 × 10 ⁷
	J ₂ bj ₂ ¹	800 – 1800	53 × 10 ⁷
	T ₂ vt	1750 – 3000	49 × 10 ⁷
Демидовская мульда	K ₂ cm – K ₁ alb	500 – 800	30 × 10 ⁷
	J ₂ bj ₂ ²	680 – 1300	108 × 10 ⁶
	J ₂ bj ₂ ¹	800 – 1500	144 × 10 ⁶
	T ₂ vt	2600 – 5000	75 × 10 ⁷
Паромненско-Рахнинская клиналь	Подсолевой комплекс	4250 - 4800	50 × 10 ⁹

Невозможна также вертикальная фильтрация жидких отходов к поверхности. Пласт-коллектор полигона «Волжский Оргсинтез» перекрыт водоупорными глинами мощностью 67-104 м. Выше залегают еще несколько водоупоров – региональный верхнебайосский, региональный средне-верхнеюрский (50-70 м), аптский (20 м), региональный водоупор верхнего мела мощностью в среднем 300 м, региональный неоген-олигоценый водоупор. Преодолеть все эти водоупорные слои невозможно. В противном случае на поверхности земли наблюдались бы выходы напорных вод, грифоны, которые в зоне ППЗ и окрестностях отсутствуют. Кроме того, в верхне-

байосском резервном водоносном горизонте наблюдалось бы разбавление рассолов пресными жидкими отходами и повышение пластового давления, что также отсутствует.

Таким образом, закачка трудноочищаемых и неочищаемых стоков в поглощающие горизонты земной коры необходима для обеспечения экологической безопасности территории, поскольку является безальтернативной и эффективной природоохранной технологией, позволяющей обеспечить максимально безопасную локализацию токсичных отходов в глубоких горизонтах и их надежную изоляцию от окружающей человека природной среды.

Литература

1. Аксенов С.В., Власов П.П. Состояние здоровья населения г. Волжского и некоторые факторы его формирующие. Город, экология, строительство. Тез. докл. Межд. науч.-практ. конф. – Египет, 1999. – С. 50 – 54.
2. Анисимов Л.А. и др. Техногенез в пределах урбанизированных территорий. – Саратов: Саратовский государственный университет, 1993. – 80 с.
3. Сиянков В.Н., Старовойтов М.К., Полянинов Л.Я., Кузнецова С.В., Беляева Ю.Л. Геоэкологические проблемы подземных и наземных накопителей жидких отходов в солянокупольных областях. – М.: НИА-Природа, 2001.

ШЛАК ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ОСАДКОВ

Т.А. Калинина

Научный руководитель профессор Б.М.Осовецкий
Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия

Современные градопромышленные агломерации с мощной инфраструктурой обслуживания населения и промышленности играют значительную роль в процессах формирования осадков речных водоемов. Важность исследования состава природно-техногенных осадков особенно велика из-за наличия в их составе вредных для здоровья человека элементов [1].

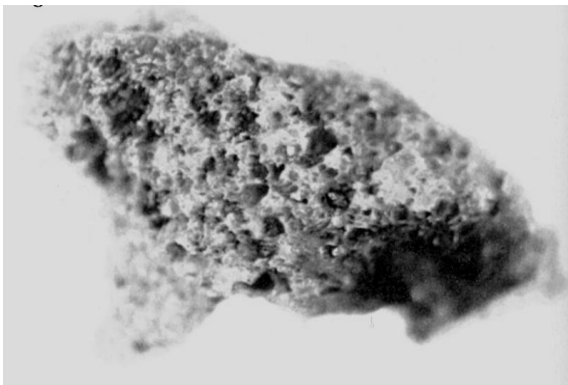


Рис. 1. Стекловидный шлак

С целью их исследования в летний период 2009 г. проведено шлиховое опробование аллювия малых рек территории г. Перми, которые дренируют наиболее густонаселенные зоны города, а также территории промышленных предприятий. Из аллювия каждого водотока отобрано от 1 до 3 проб объемом 10 л каждая. Шлихи, полученные после промывки проб в лотке, исследованы в лаборатории кафедры минералогии и петрографии Пермского университета.

На лабораторной стадии исследования шлихи подверглись магнитной сепарации с применением постоянного магнита, а также визуальному просмотру под бинокляром. На микрозондовый анализ отбирались частицы из немагнитной фракции.

Сложные ассоциации техногенных компонентов в природно-техногенных осадках в значительной степени зависят от специфики производственных предприятий и муниципальных объектов [3]. Так, металлургический профиль индустрии города Перми обуславливает наличие в составе шлихов ассоциаций с преобладанием шлака, металлической стружки и магнитных сферул.

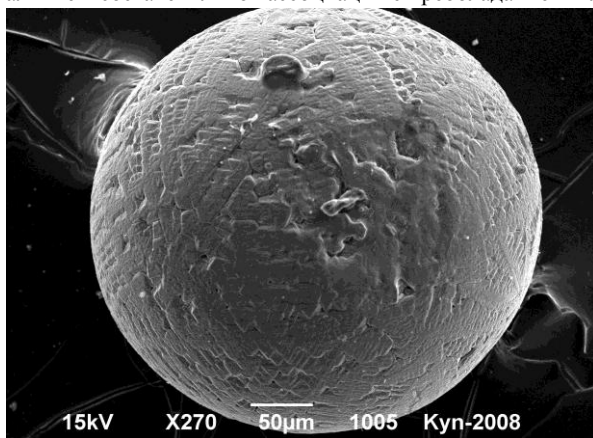


Рис. 2. Микрофотография магнитной сферулы

Задачей наших исследований являлось изучение морфологического облика частиц, а также химического состава с применением микрозондового анализа. Несмотря на то, что данная методика не дает точного определения минеральной формы вещества, однако позволяет проводить типизацию по химическому анализу, устанавливать присутствие элементов-примесей, в т.ч. токсичных.

Частицы шлака магнитной и немагнитной фракций имеют существенные различия по морфологическим показателям. Так, магнитные частицы преимущественно черного, стально-серого и бурого цвета в виде массивных выделений с раковистым изломом. Отмечены агрегаты спекшихся магнитных сферул. В свою очередь, частицы немагнитной фракции имеют вид стеклоподобных образований с шероховатой, пористой поверхностью серого или светло-коричневого цвета (рис. 1). Преобладающий размер частиц 0,5 – 1 мм.

Предыдущими исследователями [2] среди

магнитных сферул (рис. 2) по данным микронзондового анализа выделено три группы по химическому и минеральному составу: 1) магнетитовые, 2) измененные магнетитовые и 3) силикатные. Токсичными элементами, установленными в составе шлака, являются V, Cr, As, Sb, Cd, Zn.

Объектом нашего же исследования явились силикатные шлаки немагнитной фракции. Результаты микронзондового анализа, выполненного на сканирующем электронном микроскопе JSM 6390LV фирмы "Jeol" с EDS-спектрометром на кафедре минералогии и петрографии Пермского университета, позволили разделить их на железистые (номер анализа 1), железисто-глиноземистые (анализ 2) и кальциевые (анализы 3 - 7-2) (табл.).

Таблица

Химический состав силикатных шлаков, мас. %

Компонент	1	2	3	4	5	6	7-1	7-2
SO ₃	3,07	-	1,17	0,78	2,51	2,75	2,02	2,45
P ₂ O ₅	-	0,52	-	-	-	-	-	-
SiO ₂	39,09	47,65	40,09	40,39	42,63	41,99	35,71	40,52
TiO ₂	0,57	1,45	0,81	0,89	0,43	0,69	7,39	0,64
Al ₂ O ₃	7,05	31,45	14,07	14,12	9,46	10,79	13,30	10,47
FeO*	37,12	15,84	1,00	1,04	2,54	0,96	0,29	0,82
MnO	-	-	0,63	0,70	1,81	2,04	0,25	2,04
CaO	6,05	1,29	34,44	32,83	35,88	40,04	29,06	37,81
MgO	1,80	1,22	6,60	7,09	3,48	2,83	11,06	2,93
Na ₂ O	-	-	0,46	0,37	0,71	-	0,58	-
K ₂ O	0,87	0,50	0,73	0,62	0,55	0,70	0,34	0,31
Итого	95,61	99,91	100,00	98,83	100,00	102,79	100,00	97,92

Примечание: 7-1 – первая цифра номер зерна, вторая – номер точки; «-» – элемент не определялся

Среди токсичных элементов в составе шлака присутствуют Sb, Co, Bi, Cu, Zn. Их наличие имеет особую важность, так как в результате коррозии шлака, вредные для здоровья элементы могут попадать в водную среду.

Литература

1. Меньшикова Е.А., Блинов С.М. Микроэлементный состав взвешенных осадков малых рек на территории г. Перми // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – Пермь, 2004. – С. 287 – 290.
2. Меньшикова Е.А., Осовецкий Б.М. Магнитные сферулы техногенного происхождения // Экологические проблемы урбанизированных территорий: материалы Второй Всерос. науч.-практ. конференции. – Екатеринбург: Изд-во урал. ун-та, 2009.
3. Осовецкий Б.М., Меньшикова Е.А. Природно-техногенные осадки. – Пермь, 2006. – 208 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ НЕРАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ В ДОБЫВАЮЩИХ ОТРАСЛЯХ

П.С. Кернякевич

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Загрязнением окружающей среды называется прямое или косвенное негативное воздействие на нее, вызываемое антропогенной деятельностью. Выбросы, поступающие в природную среду в виде газообразных, твердых, жидких веществ – первичных загрязнителей могут взаимодействовать между собой, с элементами природы и зачастую образуют новые вещества, так называемый синергетический эффект, которые выступают как вторичные загрязнители. Их негативное влияние на природу можеткратно превышать вред, наносимый первичными загрязнителями.

Для добывающих отраслей взаимодействие с природными объектами является основой функционирования. Именно через эти отрасли происходит поступление сырья в экономику, через эти отрасли происходит материальное развитие всей человеческой цивилизации. Поэтому значительная часть накопившихся экологических проблем вызвана функционированием добывающих отраслей.

Ущерб, наносимый природе этими отраслями, намного превосходит ущерб, причиненный другими отраслями экономики. Другие отрасли экономики пользуются уже добытым и обогащенным сырьем, объемы которого намного меньше первоначально извлеченного из недр сырья. Поэтому, если не по степени токсичности, то по объемам и массе загрязнений добывающие отрасли являются лидерами. Ущерб наносится на всех этапах добычи и транспортировки сырья. Потери в результате транспортировки сырья приобретают в последнее время особую актуальность.

Функционирование добывающих отраслей связано с извлечением больших объемов вещества по массе и объему. Каждый год во всем мире добывается только минерального сырья на сумму 796,204 млрд. долларов. В пересчете на одного человека это составляет 143,3 доллара на человека. Полезные компоненты в извлеченном сырье, как правило, содержатся в малых количествах. Поэтому сырье требует обогащения, в результате которого

извлекаются полезные компоненты и остаются отходы обогащения. Величина отходов многократно превосходит объемы полезных компонент.

Отходы, образующиеся после обогащения, требуют утилизации. Утилизация, не вызывающая нарушений и загрязнений окружающей среды, не производится. Например, при подземном способе добычи полезных ископаемых только в *европейской части России* ежегодный объем различных побочных продуктов добычи достигает: для твердых отходов – 0,7 млрд. м³, для шахтных вод – 1,5 млрд. м³, вместе с которыми сбрасываются в природные водоемы до 120 тыс. тонн механических примесей и более 2 млн. тонн минеральных солей, а в атмосферу попадает более 3 млн. тонн твердых и газообразных веществ.

При подземной разработке на каждую 1 тыс. тонн добытого угля на поверхность выдается от 230 до 800 тонн породы, до 9000 тыс. м³ шахтных вод, от 50 до 570 м³ газа [2]. Эти гигантские массы вещества, горных пород, извлеченных из недр, и прочих отходов обогащения и производства размещаются на поверхности и, не являясь естественными образованиями, нарушают природный баланс, отравляют землю, воду и воздух, приводят к гибели и исчезновению многих видов живых организмов.

Стоит еще раз подчеркнуть, что современная экономика не может функционировать без сырья. Добывающие отрасли решают задачу обеспечения экономики требуемым сырьем, для которых взаимодействие и влияние на природные объектами является основой функционирования. Именно через эти отрасли происходит поступление сырья в экономику. Очевидно, что значительная часть накопившихся экологических проблем вызвана работой этих отраслей. Загрязнение природы может быть охарактеризовано объемами образования токсичных отходов.

Так в 2008 году второе место по объему (после обрабатывающих отраслей) составили выбросы, образуемые при добыче полезных ископаемых – 5567,2 тыс. т., при этом 3958,2 тыс. т. (71 %) из них пришлось на добычу сырой нефти, природного газа и предоставление услуг в этих областях; 1083,2 тыс. т. (20 %) – на добычу каменного угля; 386,1 тыс. т. (7 %) – на добычу металлических руд [1].

Кроме того, в 2008 году крупнейшими источниками загрязнения атмосферы также являлись предприятия, осуществляющие производство, передачу и распределение энергии – 3129, тыс. т. и предприятия, транспортирующие по трубопроводам газ и продукты его переработки – (1997,7 тыс.т. Половину всех образовавшихся отходов составили отходы угледобычи в Кемеровской области – 1910 млн. т. Более 100 млн. т отходов в 2008 г. образовалось в Мурманской, Свердловской, Белгородской, Иркутской областях, Республике Карелия, Забайкальском крае.

Несмотря на некоторое снижение в 2008 году количества образовавшихся за год отходов – на 82 млн. т, степень их использования и обезвреживания снизилась с 57,9 % в 2007 году до 50,5 % в 2008 году. В среднем по стране в 2008 году уловлено и обезврежено 74,8 % выбросов загрязняющих веществ, отходящих от стационарных источников, что соответствует уровню 2006 г. Наибольшие валовые выбросы загрязняющих веществ в воздушный бассейн от стационарных источников в 2008 году характерны для Уральского и Сибирского федеральных округов [1].

Кроме выбросов, добывающие отрасли приводят и к другим негативным последствиям, вызванным их функционированием. Например, в геофизике существует такое явление как наведенная сейсмичность. Причиной землетрясений в этом случае является «иницирование» и «возбуждение». Иницирование – это воздействие на очаг уже готового землетрясения. Возбуждение – это воздействие на определенную зону земной коры и вызывающее землетрясения, которые без такого воздействия не могли бы произойти, т.е. это вынуждение землетрясений. Примером возбуждения или наведенной сейсмичности является создание водохранилища, разработка нефтяного месторождения, закачка в пласт воды. Эти воздействия связаны в основном с изменениями напряженного состояния горных пород.

Другой тип искусственного воздействия – разгрузка напряжений в массе пород при проходке горных выработок. При этом возникают не только частые микроземлетрясения, но и относительно сильные землетрясения, горные удары в выработках. По существу, близкую природу имеют землетрясения, возникающие вблизи залежей нефти и газа при их разработке как результат изменяющегося пластового давления.

Землетрясения, вызванные добычей нефти и газа, мало исследованы, хотя связанный с ними риск значителен и постоянно возрастает [2].

Событием, давшим импульс изучению наведенной сейсмичности, явилось землетрясение 1967 г. в районе плотины Коина (Индия), хотя явление активизации сейсмичности, вызванной созданием искусственных водохранилищ, было обнаружено еще в 30-е гг.

Резкая активизация сейсмичности, вызванная в 1960-е гг. закачкой воды в зону тектонического разлома в районе Денвера (США), позволила говорить о возможности искусственной разрядке сейсмической энергии относительно слабыми землетрясениями. Эта проблема актуальна и в связи с захоронением жидких промышленных отходов в пласты-коллекторы, так как активизация разломов, пересекающих коллектор, создает опасность экологического бедствия и просачивания высокотоксичных вод вверх по разрезу.

При искусственном воздействии постепенное изменение напряженного состояния вызывает рост слабой сейсмичности (показатель релаксации напряжений области искусственного воздействия) и лишь в отдельных случаях – сильные землетрясения. Эти воздействия следует считать опосредованными, т. е. создающими в отдаленном будущем условия для образования возможных напряжений в массиве пород.

Разработка месторождений нефти и газа сопровождается изменением пластового давления в коллекторе, перераспределением воды, нефти, газа. Адаптация среды к новому напряженному состоянию сопровождается возникновением слабой сейсмичности там, где сейсмический потенциал невелик и умеренными и даже сильными землетрясениями в тектонически активных районах.

Сейсмическая и акустическая эмиссии сопровождают разработку месторождений и наблюдаются в разнообразных геотектонических условиях. Слабые и умеренные землетрясения также сопутствуют добыче нефти и газа, причем происходят они не только в залежи, но и за ее пределами. Факт большой вибро- и тензочувствительности сейсмического процесса в районе месторождения свидетельствует о процессе релаксации напряжений [2].

Усиливающееся техногенное воздействие на геологическую и окружающую среду ускоряет геодинамические процессы. Причиной этого становятся не крупные события – сильнейшие и катастрофические землетрясения, а резкое увеличение числа событий умеренных, слабых и очень слабых. Геологическая среда реагирует на искусственное воздействие в виде ускорения разрядки напряжений и сохранения метастабильного состояния. В определенных условиях реакция на искусственное возбуждение связана с негативными последствиями.

На основании приведенных данных и общего анализа ситуации можно сделать вывод, что в результате нерационального природопользования предприятия добывающих отраслей:

- оказывают сильную негативную антропогенную нагрузку на природу, вызванную необходимостью обеспечения экономики сырьем;

- могут являться причиной природных катаклизмов и приводить к стихийным бедствиям;

- наносят огромный ущерб экономике страны.

К экономическому ущербу приводят как прямые потери сырья, так и ухудшение качества природных ресурсов (вода, почва), которые в дальнейшем становятся непригодными для использования в других видах хозяйственной деятельности. Требуемые разрешения экологические проблемы приводят к экономическим потерям, размер которых составляет миллиарды долларов.

Стоит отметить, что экологический ущерб загрязнения, приводящий к болезням людей, гибели животных и растений, потерям эффективных плодородных земель и пастбищ *многократно превосходит прямые* потери. Подорываются рыбные ресурсы рек.

Беспрецедентен экологический ущерб, наносимый нефтегазодобывающими предприятиями среде обитания коренного населения. На восстановление первоначальных природных условий, если это является возможным, необходимо затратить суммы, многократно превосходящие прямые потери.

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2008 году».
2. Экогеология России. Т.1. Европейская часть / Гл. ред. Г.С. Вартамян. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 300 с.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УЩЕРБ, НАНОСИМЫЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ НЕРАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ В ДОБЫВАЮЩИХ ОТРАСЛЯХ

П.С. Кернякевич

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Загрязнением окружающей среды называется прямое или косвенное негативное воздействие на нее, вызываемое антропогенной деятельностью. Выбросы, поступающие в природную среду в виде газообразных, твердых, жидких веществ – первичных загрязнителей могут взаимодействовать между собой, с элементами природы и зачастую образуют новые вещества, так называемый синергетический эффект, которые выступают как вторичные загрязнители. Их негативное влияние на природу можеткратно превышать вред, наносимый первичными загрязнителями.

Для добывающих отраслей взаимодействие с природными объектами является основой функционирования. Именно через эти отрасли происходит поступление сырья в экономику, через эти отрасли происходит материальное развитие всей человеческой цивилизации. Поэтому значительная часть накопившихся экологических проблем вызвана функционированием добывающих отраслей.

Ущерб, наносимый природе, намного превосходит ущерб, причиненный другими отраслями экономики. Другие отрасли экономики пользуются уже добытым и обогащенным сырьем, объемы которого намного меньше первоначально извлеченного из недр сырья. Поэтому, если не по степени токсичности, то по объемам и массе загрязнений добывающие отрасли являются лидерами. Ущерб наносится на всех этапах добычи и транспортировки сырья. Потери в результате транспортировки сырья приобретают в последнее время особую актуальность.

Полезные компоненты в извлеченном сырье, как правило, содержатся в малых количествах. Поэтому сырье требует обогащения, в результате которого извлекаются полезные компоненты и остаются отходы обогащения. Величина отходов многократно превосходит объемы полезных компонент. Отходы, образующиеся после обогащения, требуют утилизации. Утилизация, не вызывающая нарушений и загрязнений окружающей среды, не производится. Например, при подземном способе добычи полезных ископаемых только в *европейской части России* ежегодный объем различных побочных продуктов добычи достигает: для твердых отходов – 0,7 млрд. м³, для шахтных вод – 1,5 млрд. м³, вместе с которыми сбрасываются в природные водоемы до 120 тыс. тонн механических примесей и более 2 млн. тонн минеральных солей, а в атмосферу попадает более 3 млн. тонн твердых и газообразных веществ. При подземной разработке на каждую 1 тыс. тонн добытого угля на поверхность выдается от 230 до 800 тонн породы, до 9000 тыс. м³ шахтных вод, от 50 до 570 м³ газа [2, 3]. Эти гигантские массы вещества, горных пород, извлеченных из недр, и прочих отходов обогащения и производства размещаются на поверх-

ности и, не являясь естественными образованиями, нарушают природный баланс, отравляют землю, воду и воздух, приводят к гибели и исчезновению многих видов живых организмов.

По степени негативного воздействия всей промышленности на окружающую среду и наносимому экономическому ущербу лидерство принадлежит нефтедобывающей отрасли. Только из-за аварий нефтепроводов в России ежегодно разливается 5-7 % добытой нефти, или 25-35 млн. т. (добыча нефти России в 2009 году составила 494,228 млн. тонн). *Прямой ущерб* от потерь нефти для экономики страны при средней текущей мировой цене 80 дол/баррель оценивается в сумму 14,6–20,44 млрд. долл.

О значительности экономического ущерба так же можно судить, сопоставив величину потерь сырья с объемами его добычи в других странах. Например, в Азербайджане объемы добычи в среднем составляют 11 млн. тонн, в Казахстане 26 млн. тонн, в Канаде 84 млн. тонн. Соответственно, суммарные годовые потери российской нефти в два-три раза (!) выше всей годовой добычи нефти в Азербайджане, сопоставимы с объемами добычи в Казахстане, и составляют 30-40 % (!) всей годовой добычи такой крупной нефтедобывающей страны как Канада, которая обеспечивает 4,4% мировой добычи энергоносителей и занимает пятое место в мире по суммарным объемам добычи минерального сырья (4,9 %). Суммарная добыча многих нефтедобывающих стран в несколько раз меньше потерь при добыче и транспортировке российской нефти, данные по которой приведены в таблице.

Таблица

Объемы добычи нефти и газа по некоторым странам мира и соотношение потерь российского сырья к объемам его добычи в этих странах

Страна	Нефть, газоконденсат		Газ	
	Объем добычи, млн. тонн	Превышение потерь России над объемами добычи в других странах	Объем добычи, млрд. м ³	Превышение потерь России над объемами добычи в других странах
Белоруссия	1,8	14-19,5	0,3	50-55
Венгрия	1,3	19-27	3,9	4-4,2
Франция	1,7	14-20	2,2	7-8
Япония	0,4	62-88	2,3	7-8
Суммарная добыча	5,2	2,8-3,2	8,7	1,7-1,9

Размер сжигаемого газа равен 2,5% объема всей добычи газа по России, которая в 2009 году составила 584 млрд. м³. Сжигание 14,6 млрд. м³ в год попутного газа приводит к большим выбросам углекислого газа в атмосферу. При среднемировой в 2009 году экспортной цене на газ в размере 300 долларов за 1000 м³, эти *прямые потери* для экономики страны в 2009 году составили около 4,38 млрд. долл.

По Томской области, например, процент сжигания газа составляет в среднем 80%, в то время как по лицензионному соглашению он не должен превышать 5-10 %.

Отсутствие эффективных технологий утилизации газа (при добыче 1 т. угля выделяется до 13 м³ метана) в угольной и нефтегазодобывающей промышленности приводит к потерям природного сырья и наносит огромный ущерб окружающей среде. Выбрасываемые в атмосферу вещества и энергия являются одной из возможных причин возникновения парникового эффекта. Величина потерь газа в России, подобно потерям нефти, либо сопоставима, либо превышает объемы добычи газа во многих странах мира (таблица 1). *Потери* газа в России *превышают* объемы его *добычи* в Казахстане в два раза (!) (7-8 млрд. м³), в Азербайджане в два с половиной - три раза (!) (5-6 млрд. м³). Эти же потери составляют для Германии - около 60 % (21-22 млрд. м³), Италии - 70-80 % (19-20 млрд. м³), Китая - 65 % (23-24 млрд. м³) от всей добычи газа в этих странах.

Одной из причин существующих экологических проблем является несовершенство российского законодательства. В качестве последствий несовершенства законодательства можно привести пример загрязнений углеводородами воды и почвы, источниками которых являются нефтебазы, нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия.

Процесс загрязнения углеводородами происходит практически на каждом технологическом этапе добычи, транспортировки и переработки углеводородов и других полезных ископаемых. Нефтебазы, кроме выбросов нефтепродуктов, являются источником выбросов фенолов, железа, брома, аммония, марганца. Нефтеперерабатывающие предприятия загрязняют окружающую среду свинцом, хлоридами, сульфатами, формальдегидами, аммонием, нитратами, толуолом и этилбензолом.

Полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) являются одними из загрязнителей атмосферы [1]. К группе ПАУ относят несколько сотен соединений, куда входит флуорантен, бенз(а)пирен и пр. В соответствии с гигиеническими нормативами № 1.1.029.95, утвержденными Госсанэпиднадзором РФ, бенз(а)пирен отнесен к канцерогенам, к I группе. Основными источниками выбросов ПАУ являются установки сжигания топлива (ТЭС, ГРЭС, котельные), нефтехимическая и топливная промышленность (добыча и переработка угля).

Ароматические углеводороды являются соединениями, оказывающими разрушающее действие на здоровье человека:

- бензол вызывает заболевания печени и почек;
- бенз(а)пирен вызывает онкологические заболевания
- пента-хлорфенол воздействует на печень, почки, вызывает онкологические заболевания;

На основании приведенных данных и общего анализа ситуации можно сделать вывод, что в результате нерационального природопользования предприятия добывающих отраслей:

- оказывают сильную негативную антропогенную нагрузку на природу, вызванную необходимостью обеспечения экономики сырьем;
- могут являться причиной природных катаклизмов и приводить к стихийным бедствиям;
- вызывают ухудшение здоровья, снижают уровень жизни и благосостояния населения;
- наносят огромный ущерб экономике страны.

К экономическому ущербу приводят как прямые потери сырья, так и ухудшение качества природных ресурсов (вода, почва), которые в дальнейшем становятся непригодными для использования в других видах хозяйственной деятельности. Требуемые разрешения экологические проблемы приводят к экономическим потерям, размер которых составляет миллиарды долларов.

Стоит отметить, что экологический ущерб загрязнения, приводящий к болезням людей, гибели животных и растений, потерям эффективных плодородных земель и пастбищ *многократно превосходит прямые* потери. Подрываются рыбные ресурсы рек.

Беспрецедентен экологический ущерб, наносимый нефтегазодобывающими предприятиями среде обитания коренного населения. На восстановление первоначальных природных условий, если это является возможным, необходимо затратить суммы, многократно превосходящие прямые потери.

Литература

1. Российский статистический ежегодник 2001: Статистический сборник/ Государственный комитет РФ по статистике. – М.: 2001. – С. 621.
2. Рыбальский Н. Г., Малярова М. А., Горбатовский В. В., Рыбальская В. Ф., Красюкова Т. В., Левин С. В. Экология и безопасность (справочник). Том I, Том II, Том III. Экологическая безопасность. Ч. I, Ч. II, Ч. III / Под. ред. Н.Г. Рыбальского. – М.: ВНИИПИ, 1993.
3. Экогеология России. Т.1. Европейская часть / Гл. ред. Г.С. Вартанян. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – С. 132 – 133.

УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ ЗЕЛЕННОГО МАСЛА, ВЫДЕЛЕННОГО ИЗ ГРУНТОВЫХ ВОД

Е.Н. Комина, С.М. Капустин

Научный руководитель профессор В.М. Макаров

Ярославский государственный технический университет, г. Ярославль, Россия

В настоящее время разработка методов переработки и утилизации отходов является весьма актуальной. Попадая в различные объекты биосферы, они серьезным образом влияют на здоровье населения. Особенно это относится к токсичным отходам производства и потребления. К сожалению, выявляются отходы, которые были образованы в далекий период времени, когда охране окружающей среды не уделялось достаточного внимания.

Предлагаемая информация касается отходов зеленого масла на территории бывшего Ярославского сажевого завода, который был пущен в эксплуатацию в 1933 году и располагался в 100 метрах от уреза воды. Сырьем для производства технического углерода служило так называемое зеленое масло – продукт пиролиза керосина, которое сливалось и хранилось в открытых земляных прудах с неизвестной степенью гидроизоляции. За многолетнюю эксплуатацию завода грунт в непосредственной близости от реки Волга оказался насыщенным нефтепродуктами, которые грунтовыми водами вымывались в реку. Для прекращения стоков нефтяной эмульсии в Волгу в 1976 году был построен дренаж, протяженностью 1225 метров, глубиной 3 метра с помощью которого нефтепродукты, просочившиеся в почву, должны были частично улавливаться. Однако, как показали гидрогеологические и гидрохимические изыскания, грунт оказался пропитанным на глубину более 60 метров, что значительно ниже дна реки Волга. Поэтому выделение фракций отхода зеленого масла происходит в воду со стороны дна.

Нами проведены исследования по определению возможности использования отходов зеленого масла, выделенного из грунтовых вод в системе дренажа. В соответствии с рекомендациями от ОАО НИИ «Техуглерод» и Ярославский Государственный технический университет были проведены лабораторно-технологические и промышленные испытания по использованию отхода зеленого масла в качестве компонента вспучивающей добавки к формовочным массам на основе глин Брагинского месторождения при производстве гравия керамзитового. Для проведения испытания была отобрана средняя проба глинистого сырья по ТУ 21-0284739-12-90 «Сырье глинистое для производства керамзитового гравия и песка». Сформованные гранулы высушивались в сушильном шкафу при температуре 105°C до постоянного веса и подвергались двухступенчатой термической обработке. Первоначальная термopодготовка гранул производилась при 300°C в течение 20 минут, затем гранулы переносились в предварительно разогретую печь, где выдерживались 7 минут, после чего извлекались и охлаждались на воздухе.

Было проведено 2 серии обжигов при содержании отхода зеленого масла 1 %; 0,5 % + 0,5 % пиритного огарка в суе сухой глины. Полученные результаты приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что гранулы керамзита, с насыпной плотностью 555 – 589 кг/м³, при добавлении 1% отхода зеленого масла, вспучились при температуре 1080 °С, что соответствует норме по ГОСТ 9757-90 «Гравий и песок керамзитовые»; гранулы керамзита, с насыпной плотностью 582 кг/м³, при добавлении 0,5 %

отхода зеленого масла и 0,5 % пиритного огарка, вспучились при температуре 1080 °С, что так же соответствует норме.

Анализ работы производства показал, что качество получаемого керамзита соответствует ГОСТ 9757-90. Таким образом, можно считать, что отход зеленого масла можно использовать в качестве компонента вспучивающей добавки для производства гравия керамзитового.

Таблица 1

Результаты испытаний при содержании отхода зеленого масла 1 %, 0,5 % + 0,5 % пиритного огарка

	Объем образцов, см ³		Температура обжига, °С	Насыпная плотность, кг/м ³	Кэф-фициент вспучивания	Примечание
	До обжига	После обжига				
Отход зеленого масла 1 %	1,3	3,7 3,6 3,5	1080	555 576 589	2,80 2,75 2,70	Все образцы вспучились и частично оплавились
Отход зеленого масла 0,5 % + 0,5 % пиритного огарка	1,3	3,6 2,6 3,0	1080	582 785 680	2,8 2,0 2,3	учился Неполное вспучивание Неполное вспучивание

В производственных условиях использовали отход зеленого масла как компонент в смеси с печным топливом в соотношении 1:10. Результаты испытаний представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты промышленно – технологических испытаний получения гравия керамзитового

Фракционный состав гранул, мм	5 – 10		10 – 20	
	Насыпная плотность, кг/м ³	Прочность, кг/см ²	Насыпная плотность кг/м	Прочность, кг/см ²
Норма (ГОСТ 9757-90) «Гравий и песок керамзитовые»	от 500 до 600	от 33,0 до 45,4	от 500 до 600	от 25,0 до 33,0
Результаты испытаний с применением топлива печного	551	39,8	524	31,2
Результаты испытаний с применением отхода зеленого масла+топливо печное	521	32,0	503	28,8

Так же предложено использование отхода зеленого масла в качестве компонента сырья для получения технического углерода на ОАО «Ярославский технический углерод».

В настоящее время жидким сырьем для получения технического углерода на ОАО «Ярославский технический углерод» служит газойль тяжелый каталитический. В центральную заводскую лабораторию завода был представлен образец отхода зеленого масла для проведения лабораторных исследований на предмет возможности применения его в качестве компонента сырья для получения технического углерода. Результаты исследований представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты лабораторных испытаний отхода зеленого масла на предмет использования его в качестве компонента сырья для получения технического углерода в соответствии с ТУ 0258-005-48671436-2006

№ пп	Наименование показателя	Норма	Значение показателя – отхода зеленого масла
1	Плотность при 20°С, кг/м ³	не менее 1010	959
2	Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С - 50 % перегоняется при температуре, °С	не ниже 190 не выше 440	208 270
3	Коксуемость, %	не выше 5	1,34
4	Массовая доля воды, %	не выше 0,5	0,06
5	Массовая доля механических примесей, %	не выше 0,1	0,00
6	Зольность, % масс	не выше 0,1	0,00
7	Индекс корреляции	не ниже 100	88
8	Вязкость кинематическая при 50°С, сСт	не выше 50	3,4

Исходя из полученных результатов лабораторных исследований и испытаний, техническим отделом завода было сделано заключение о возможности использования отхода зеленого масла в качестве компонента сырья для получения технического углерода.

СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЫСОКОТОКСИЧНЫХ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Д.С. Корельский, Э.А. Кремчев, Т.А. Петрова

Научный руководитель доцент М.Ш. Баркан

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

Для техногенных массивов, представляющих собой потенциальные полезные ископаемые, либо сильно загрязнённые почвогрунты с нулевой биологической продуктивностью был разработан способ снижения негативного влияния на окружающую природную среду. Примером потенциальных полезных ископаемых могут служить заскладированные на территории хвостового хозяйства отходы обогащения мокрой магнитной сепарации, формирующиеся на ОАО «Михайловский ГОК». Хвостохранилище обогатительной фабрики Михайловского ГОКа – одно из крупнейших в России по площади и объёму. Негативное влияние на окружающую среду оказывает ветровое пыление открытых пляжей хвостохранилища. Причинами этого являются: тонкий помол исходной руды (класс – 0,04 мм составляет порядка 75 %) и большая (250-300 м) ширина пляжной зоны. Измерения концентрации пыли в районе расположения хвостохранилища МГОКа, показали, что запыленность воздуха при средней скорости ветра 7-8 м/с, на расстоянии 100 м от хвостохранилища составила 30,1-137,0 г/м³, при скорости ветра 2 м/с (с порывами до 5 м/с) и на расстоянии 1000 м – 1,1-6,1 мг/м³.

К наибольшему экономическому ущербу приводит воздействие хвостохранилища на сельскохозяйственные угодья. Так, с каждого гектара техногенного массива, сложенного из пород легкого механического состава, ежегодно выносятся от 1000 до 1200 т пыли, при отложении которой на поверхность почвенного слоя толщиной 4-5 см наступает полная гибель всходов зерновых культур, вызываемая изменением состава почв [1, 5].

Экономический ущерб от ухудшения качества почв и земель под воздействием антропогенных (техногенных) нагрузок выражается главным образом в:

- деградации почв и земель;
- загрязнении земель химическими веществами (вследствие оседания пыли);
- снижении продуктивности (урожайности) на запыленных землях;
- и составляет десятки миллионов рублей в год.

На территории функционирования хвостохранилища происходит полная трансформация состава подстилающих его грунтовых вод, которые, разгружаясь в поверхностные водоемы и водотоки, являются главным источником их загрязнения.

В результате воздействия хвостохранилища природным водам наносится эколого-экономический ущерб вследствие:

- инфильтрации дренажных вод с территории хвостохранилища в подземные и поверхностные воды;
- загрязнения поверхностных водоемов и водотоков, используемых для рыбохозяйственных целей.

Эколого-экономический ущерб от потери потенциально плодородного минерального вследствие ветровой и водной эрозии с территории хвостохранилища составляет более 25 млн. руб.

В этой связи, целью проведённых исследований являлось снижение воздействия хвостохранилища – техногенного месторождения ОАО «Михайловский ГОК» 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.

Выбор метода консервации отходов обогащения и технологии на его основе обусловливается совокупностью физико-химических параметров отходов и экранирующих их материалов, возможностями применяемого метода, экономическими показателями существующих технологий экранирования отходов. 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°C. После термической обработки на остывшую поверхность наносят изоляционный слой (3-10 см) из крупнозернистого материала (гравий, галька и т.п.) По периметру экрана проводятся полимерные дренажные канавки, по внешней стороне которых создаются отверстия для отведения воды.

Предлагаемый способ консервации отходов обогащения позволяет:

- 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 коэффициент фильтрации за счет повышения антифрикционных свойств покрытия, увеличения плотности и монолитности;
- 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.

Подготовка мест складирования отходов

Проведенные исследования показали, что воздействие хранилищ отходов на подстилающие породы и подземные воды может быть ликвидировано путем создания эффективных экранирующих покрытий дна и стенок хранилища на стадиях предваряющих складирование.

До настоящего времени для экранирования техногенных массивов минерально-сырьевого комплекса применялся экран из 50-100 см слоя глин, а также экран из полимерных покрытий, которые от воздействия агрессивного минерализованного фильтрата, в первом случае, или острых минеральных частиц, во втором случае, теряют первоначальную прочность.

В этой связи возникла необходимость разработки эффективного способа экранирования путем оплавления отходов полиэтилена и полипропилена на подготовленном основании хранилища.

Были проведены 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.

Проведенные исследования показали, что при увеличении температуры расплава композиционного материала до 180°C. процесс кристаллизации обрывается на промежуточной стадии, что приводит к формированию экрана с низкими прочностными характеристиками [2, 3, 4]. В случае же формирования структуры экрана в условиях медленного охлаждения и выдержки расплава на каждой ступени охлаждения, разрушившиеся центры кристаллизации успевают восстанавливаться. Охлаждение в течение длительного времени создает благоприятные условия для протекания процессов полной кристаллизации, что приводит к повышению устойчивости и износостойкости покрытия в природных условиях.

Предлагаемое изобретение позволяет:

- упростить, повысить технологичность процесса получения покрытия, способного реализовать гидроизоляционные свойства в условиях постоянно возрастающей нагрузки при увеличении массы отходов в теле полигона, воздействия агрессивной среды от продуктов брожения отходов и кислой или щелочной среды фильтрата как результата химического взаимодействия компонентов отходов, а также в условиях контакта с режущими и колющими предметами или осколками и т.д.;
- повысить устойчивость к агрессивной среде за счет предложенной термической обработки отходов полиэтилена, обеспечивающих повышенную изоляцию покрытия от разрушающего влияния pH среды фильтрата и продуктов брожения отходов;
- существенно удешевить стоимость покрытия и снизить загрязнение окружающей среды за счет использования и отходов полиэтилена и полипропилена.

Литература

1. Гальперин А.М., Фёрстер В., Шеф Х.-Ю. Техногенные массивы и охрана природных ресурсов: Учебное пособие для вузов: В 2 т. – М.: Изд. Московского государственного горного университета, 2006.
2. Крюкова И.М. Исследование электрической прочности полиэтилена в условиях естественного и искусственного старения // Труды 3-й областной научно-практической конференции молодежи и студентов «Современная техника и технологии». – Томск, 1997. – С. 22 – 23.
3. Крюкова И.М., Сквирская И.И. Ушаков В.Я. Шмаков Б.В. Влияние температуры расплава на свойства полиэтилена в крупногабаритных изделиях // Пластические массы, 1998. – № 6. – С. 38 – 39.
4. Крюкова И.М., Филиппов П.В., Исследование стабильности свойств ПЭ в крупногабаритной изоляции // Современная техника и технологии: Тезисы докладов 6-ой областной научно-практической конференции молодежи и студентов. – Томск, 2000. – С. 329 – 331.
5. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. – СПб.: Наука, 2000. – 220 с.

АКТУАЛЬНОСТЬ ЭКРАНИРОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОМПОЗИТАМИ НА ОСНОВЕ ТЕРМОПЛАСТИЧНЫХ СВЯЗУЮЩИХ**Э.А. Кремчеев, А.Е. Исаков, Т.А. Петрова**

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

В связи с возрастанием дефицита природного минерального сырья и кризисными явлениями в области охраны окружающей среды в последнее время на передний план вышла проблема экономии материальных ресурсов и рациональное использование все увеличивающихся объемов производственных отходов. Значительная часть таких отходов является продуктом деятельности горнодобывающей и горно-перерабатывающей отраслей промышленности.

Существующие технологии переработки минерального сырья не предполагают полного извлечения полезных компонентов. Образующиеся отходы складываются, и представляют собой техногенные массивы. При соответствующем подходе к формированию и консервации техногенного массива заскладированные отходы можно рассматривать как техногенное месторождение.

Техногенные месторождения могут быть классифицированы следующим образом: насыпные месторождения; намывные месторождения; техногенные наносы [1].

К характерным особенностям насыпных техногенных месторождений относятся: дисперсность, и как следствие меньшая прочность массива по сравнению с естественным залеганием, увеличение фильтрационных свойств; существенное изменение прочности насыпей во времени; оползневые явления в теле насыпи; нарушение водного баланса территории; попадание на поверхность земли глубинных пород, залегающих в иной кислотно-щелочной и окислительно-восстановительной обстановке, что приводит к выщелачиванию из них вредных веществ.

В месторождениях, представляющих собой намывные сооружения, складываются сотни миллионов кубических метров отходов обогатительных производств. Намывные горнотехнические сооружения являются объектами повышенной экологической опасности и являются источниками загрязнения воздуха, подземных и поверхностных вод и почвенного покрова. Внутренние зоны гидроотвалов и хвостохранилищ характеризуются наличием мощной толщи (до 50-100 м) тонкодисперсных материалов, которые в течение десятилетий находятся в неуплотненном состоянии, а значит, обладают низкой несущей способностью. Техногенные месторождения интенсивно окисляются, выщелачиваются и разрушаются, что приводит к изменению их минералогического и вещественного состава, выносу элементов и образованию ореолов загрязнения. Особенно это проявляется для отходов добычи и обогащения сульфидных руд, так как они при окислении и выветривании быстро разрушаются и переходят в окисленные минеральные формы, требующие при утилизации особых технологий извлечения полезных компонентов.

Особенностями техногенных месторождений разных типов являются: географическое расположение только в промышленно развитых районах; локализация на поверхности земли, в виде преимущественно дезинтегрированной горной массы; высокая экологическая опасность; значительно большее количество минералов, чем в обычных месторождениях. Именно последняя особенность, состоящая в многообразии минеральных форм, определяет сложность переработки техногенных руд, которые пригодны для промышленного использования в настоящее время или в будущем по мере развития науки и техники. Привлекательность разработки техногенных месторождений состоит в следующем: сокращение расходов на поиск и разведку; сохранение истощающихся минеральных ресурсов в недрах; повышение производительности труда за счёт рентабельной переработки уже добытого сырья. Кроме того разработка техногенного месторождения позволит частично освободить занимаемые им земли, улучшая тем самым экологическую обстановку вокруг действующих предприятий. Всё вышеизложенное указывает на актуальность и народно-хозяйственную важность проблемы переработки и полной утилизации отходов горнорудной, металлургической, топливно-энергетической и химической отраслей промышленности. Уже существующие и перспективные технологические разработки позволяют оптимистически оценивать прибыльность переработки ТМ и возможность перехода к безотходным технологиям для их полной ликвидации.

Таким образом, на передний план выходит проблема консервации техногенных месторождений с целью предотвращения потерь ценного минерального сырья в результате ветровой и водной эрозии, а также снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух, почвенно-растительный покров и природные воды [1]. Разработка эффективных технологических решений и механизированных комплексов, предназначенных для консервации техногенных месторождений становится все более актуальной.

В настоящее время консервация отходов обогатительных производств осуществляется путем создания глинистой гидроизоляции, пленками из полимерных материалов, отходами нефтепереработки и т.д. Недостатками применяемых методов являются ухудшающиеся со временем изоляционные свойства, возможность механического повреждения (перфорации), загрязнение вод поверхностного стока и т.п.

В Санкт-Петербургском государственном горном институте им. Г.В. Плеханова (техническом университете) (СПГИ) коллективом ученых под руководством проф. Пашкевич М.А. разработана технология создания надежного и экологически эффективного способа изоляции техногенного месторождения на основе формирования экрана из полимерных материалов в оплавленном состоянии. Использование в данной технологии отходов полиэтилена позволяет совместно решать еще одну важную с точки зрения экологии задачу их утилизации [2].

При нанесении полимерного покрытия на каждом квадратном метре можно утилизировать порядка 12-15 кг отходов полиэтилена.

Разработанная технология применима для эффективной консервации техногенного месторождения при практически любых физико-химических свойствах грунтов в месте формирования техногенного массива. Наряду с прочим, отличительной особенностью разработанного решения является возможность как исключительно полимерного экранирования, так и оплавления полимерных материалов в смеси с грунтами с одновременным уплотнением. Во втором случае образуется экран из композиционного материала, где в качестве материала матрицы используется дисперсный материал поверхностного слоя, а в качестве связующего выступают отходы полиэтилена.

В настоящее время в СПГИ ведется разработка механизированного комплекса, реализующего технологию консервации, разработанную для хвостохранилищ обогатительных производств. Технологический процесс консервации включает три стадии:

- 1) планирование поверхности хвостохранилища;
- 2) проведение дренажных мероприятий;
- 3) создание композитного экрана.

На первых двух стадиях процесса консервации техногенного месторождения задействуется имеющийся на горном предприятии комплекс машин и оборудования (бульдозеры, экскаваторы, автосамосвалы и т.п.). При планировании (профилировании) поверхности насыпных и намывных техногенных месторождений необходимо опираться на данные о естественном угле откоса для образующих пород. Профиль спланированного техногенного месторождения должен иметь угол откоса характерный для самых слабых пород.

Проведение третьей стадии процесса создания экрана требует применения специализированного оборудования – специализированной машины-комбайна для нанесения экранирующего покрытия (далее «экранирующая машина»). Экранирующая машина создается на самоходной базе (колесной или гусеничной), где размещаются силовой агрегат, бункер с отходами полиэтилена, исполнительный орган и узлы управления машиной. Исполнительный орган экранирующей машины позволяет наносить полимерное покрытие или композит на профилированную поверхность техногенного месторождения. При нанесении защитного покрытия в виде композиционного материала исполнительный орган выполняет следующие функции: забор дисперсного материала с профилированной поверхности хвостохранилища; измельчение отходов полиэтилена; перемешивание материала поверхностного слоя с подготовленным связующим (измельченные отходы полиэтилена); нагрев полученной смеси; выстиление нагретой композиционной массы на поверхность массива; уплотнение покрытия для обеспечения большей адгезии материала матрицы с термопластичным связующим.

Вторичные отходы термопластичных полимеров, измельченные в «пушонку» или мелкодисперсный порошок, являются хорошим связующим, а дополнительное уплотнение позволяет повысить адгезию материала матрицы и наполнителя композиционного материала, что является одним из важнейших факторов, влияющих на прочность покрытия.

При нанесении покрытия в виде полимерной пленки исполнительный орган экранирующей машины не включает в себя агрегаты для забора материала поверхностного слоя и перемешивания материала матрицы с термопластичным связующим. При таком способе экранирования можно исключить дополнительное мелкодисперсное измельчение отходов полиэтилена, и использовать, так называемый, вторичный гранулят.

В соответствии с технологией нанесения покрытия, описанной ранее, исполнительный орган комбайна для нанесения изоляционного покрытия должен включать следующие основные агрегаты: смеситель; нагреватель; дозатор; устройство уплотнения. Принцип действия каждого из агрегатов выбирается на основе морфологического анализа машины с учетом фактических горно-геологических условий ее будущей эксплуатации и характеристик используемого сырья. В частности, нагреватель, или нагревательное устройство, предназначенное для разогревания композитной смеси до температуры 150-170°C может работать по принципу нагрева смеси в потоке горячего газа, в трубчатом электрическом нагревателе сопротивления, с применением комбинации этих способов или каким либо другим, эффективность которого окажется выше в конкретных условиях эксплуатации машины.

Для обеспечения большей стойкости покрытия к разрушению на поверхность экрана возможна укладка крупнозернистых материалов с последующим нанесением плодородного слоя. Подобное покрытие убережет созданный экран от разрушающего воздействия солнечной радиации, а сформированный растительный покров снизит визуальное загрязнение в зоне расположения объекта.

Основываясь на результатах исследований, опубликованных в открытой печати, а также подытоживая вышесказанное можно с уверенностью сказать, что разрушение имеющихся техногенных месторождений является важной народно-хозяйственной проблемой, решение которой возможно только путем надежного экранирования подобных техногенных объектов. Применение разработанной технологии консервации техногенных месторождений с использованием самоходной экранирующей машины позволит решать комплекс задач по снижению экономического ущерба от потери потенциального минерального сырья вследствие ветровой и водной эрозии, а также улучшить экологическую ситуацию в месте расположения техногенных массивов.

Литература

1. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. – СПб.: Наука, 2000. – 220 с.

2. Савицкий А.С., Шевляков А.А. Основные направления переработки твердых производственных и бытовых отходов // Научные труды Московского государственного университета леса. – М., 2000. – Вып. 312. – С.125 – 129.

ИССЛЕДОВАНИЕ УГЛЕЙ МЕТОДОМ F-РАДИОГРАФИИ

А.А. Крещик

Научный руководитель доцент А.В. Волостнов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Изучение урана в углях связано как с потенциальной возможностью извлечения урана из углей, так и с радиоэкологической опасностью элемента при добыче и транспортировке угля и при его сжигании. Поэтому возрастает внимание к изучению уровней накопления и форм нахождения в углях урана [1].

Метод f-радиографии основан на регистрации осколков вынужденного деления радиоактивных металлов (уран и торий) [2]. Он позволяет с высокой точностью и чувствительностью отдельно выявить пространственное распределение радиоактивных элементов при одновременном распределении их локальных и общих концентраций [3]. Чаще всего детектором служит лавсановая пленка, прилегающая вплотную к поверхности изучаемого объекта во время облучения [4].

Целью данной работы явилось исследование углей методом f-радиографии для выявления возможных форм нахождения урана в углях. В настоящих исследованиях использовались пробы Итатского бурогоугольного месторождения Канско-Ачинского угольного бассейна и Экибастузского месторождения Экибастузского угольного бассейна.

Итатское месторождение сосредоточено на северо-востоке Тяжинского района Кемеровской области, приурочено к Канско-Ачинскому бассейну. Месторождение сложено юрскими угленосными осадками. Угленосная толща содержит до 20 именных угольных пластов.

Экибастузский угольный бассейн расположен в Павлодарской области Республики Казахстан. Обрамление и фундамент Экибастузского угольного бассейна представлены нижнедевонскими вулканогенными образованиями. Угли гумусовые, каменные [5].

В ходе f-радиографических исследований было изучено 3 образца Итатского месторождения и 2 образца Экибастузского месторождения. Среднее содержание урана в образцах по данным ИНАА изменялось от 0,5 до 118,5 г/т.

Шлиф 1. В образце наблюдаем неравномерное распределение треков различной плотности. Встречаются зоны обогащения с очень высоким содержанием треков и необогащенные зоны. Скопления треков с невысокой плотностью говорят о наличии в угле акцессорных минералов и возможно собственных минералов. Формы скопления треков различны: правильная геометрическая, овальная, линейная, кроме того зафиксированы скопления в виде мелких колец.

Шлиф 2. Распределение треков крайне неравномерное. Обнаружено большое количество скоплений треков в виде звезд с высокой плотностью распределения. Наличие «звезд» с высокой плотностью может свидетельствовать о присутствии как акцессорных, так и собственных минералов урана.

Шлиф 3. Основная масса треков в данном образце представлена рассеянной формой. Наиболее типичным является неравномерное рассеяние треков с различной плотностью. Встречаются зоны обогащения, в которых на контактах с необогащенными зонами содержание треков несколько выше, чем в общей массе. Зоны обогащения имеют различную форму: линейную, кольцевую.

Шлиф 4. Распределение треков неравномерное. Наблюдаются редкие скопления в виде звезд, имеющие невысокую плотность распределения. Обнаружены вытянутые овальные скопления, имеющие очень высокую плотность. В них же зафиксированы скопления в виде мелких звезд.

Шлиф 5. Образец характеризуется неравномерным распределением и низкой плотностью распределения треков. Наблюдаются редкие скопления в виде звезд. Невысокая плотность распределения может свидетельствовать о рассеянной форме нахождения урана в угле.

В ходе проведенных исследований углей методом f-радиографии было установлено, что изученные образцы обоих объектов характеризуются неравномерным распределением и различной плотностью скопления треков.

В целом, исследования показали, что основная масса урана в углях как с невысоким содержанием, так и аномально повышенными содержаниями представлена преимущественно рассеянной формой. Однако, присутствие небольшого количества урана в виде минеральной формы также не вызывает сомнений.

Для защиты населения и окружающей природной среды при добыче, транспортировке и сжигании таких углей необходимо проводить экологические мероприятия. Кроме того, нахождение большей части урана в рассеянной форме несет большую опасность для населения при промышленном сжигании угля, так как значительная часть урана может накапливаться в тончайшей фракции зольного уноса и проскакивать через системы очистки дымовых газов. Для безопасного использования углей такого качества необходимо проводить обязательный радиологический контроль обрабатываемых участков и готовой продукции [2].

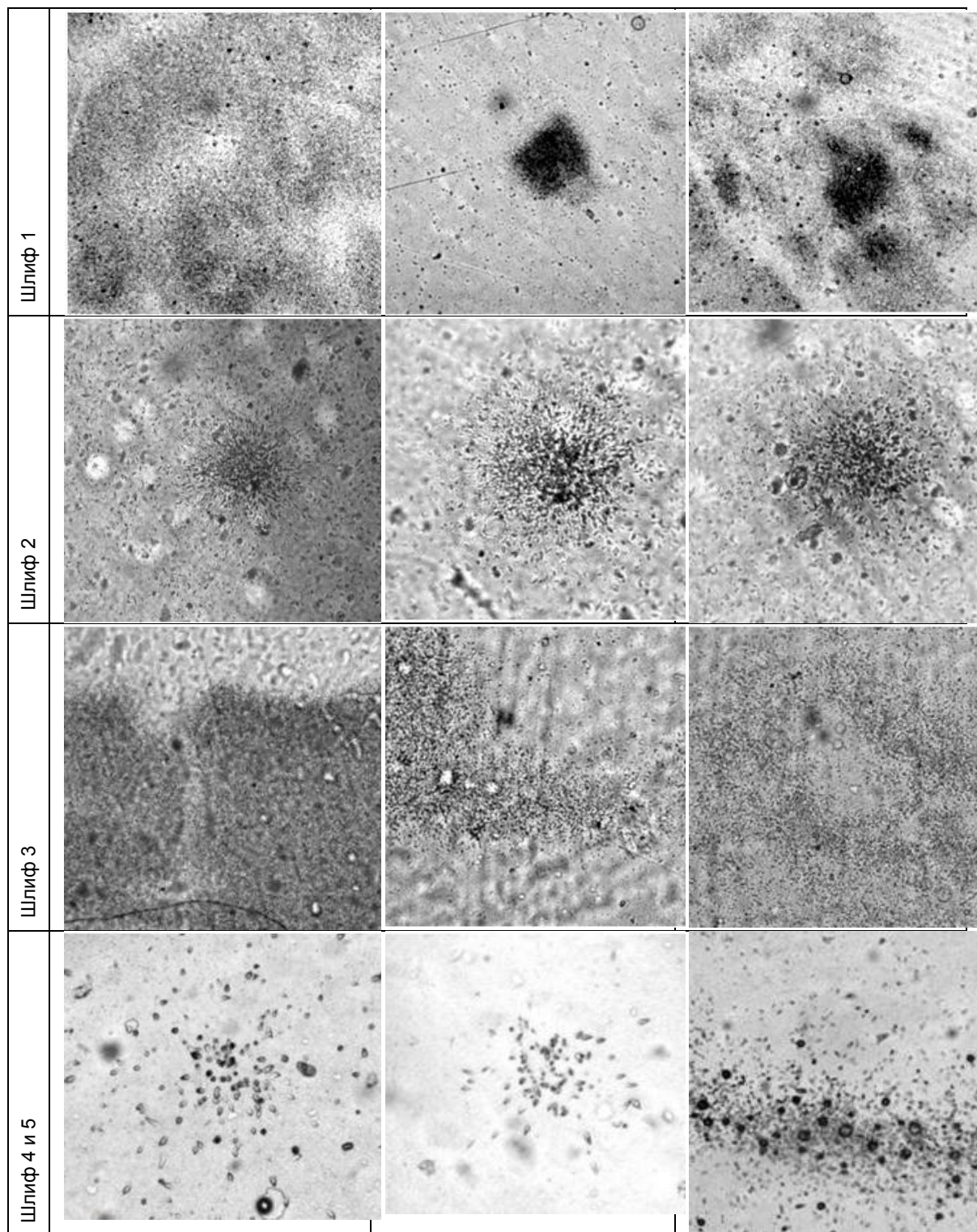


Рис. Различные виды распределения урана в углях Итатского месторождения (шлифы 1-3) и Экибастузского бассейна (шлифы 4, 5) по данным f-радиографии (лавсановый детектор).

Литература

1. Волостнов А.В., Арбузов С.И. Уран и торий в углях Итатского месторождения Канско-Ачинского бассейна // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Матер. III междунар. конфер., Томск, 23 – 27 июня 2009. – Томск: STT, 2009. – С. 120 – 123.

2. Определение содержания урана в минералах и горных породах по следам от осколков деления. – Министерство геологии СССР. – Москва, 1974. – 26 с.
3. Радченко А.И., Левицкий В.М., Арбузов С.И. Радиоактивные изотопы в бурых углях Итатского месторождения Канско-Ачинского бассейна // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: матер. межрег. научно-практ. конф., Томск, 15-17 мая 2007. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 254 – 256.
4. Сарнаев С.И., Рихванов Л.П. Опыт по созданию эталона для определения урана методом f-радиографии // Радиографические методы исследования в радиогеохимии и смежных областях: тез. докл. 3-го Всесоюз. совещ. – Новосибирск: Изд. ОИГГМ СО АН СССР, 1991. – С. 75 – 77.
5. Угольная база России. Том 3. Угольные бассейны и месторождения Восточной Сибири (Красноярский край, Канско-Ачинский бассейн). – М.: Геоинформцентр, 2002. – 488 с.

ВЛИЯНИЯ НЕКОТОРЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ВЫХОД ЦИАНСОДЕРЖАЩЕГО СОЕДИНЕНИЯ ИЗ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ КОТРЕЛЬНОГО «МОЛОКА»

А.А. Кусжанова, Р.С. Шегенбаева, А. Дария

Научный руководитель доцент А.К. Турсынбаева

Карагандинский государственный технический университет, г. Караганда, Казахстан

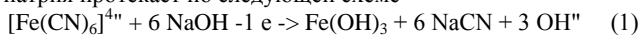
Анализ сырьевых ресурсов Республики Казахстан указывает на возможность получения цианосодержащих соединений из нетрадиционных источников сырья. К таким источникам относятся техногенные отходы фосфорных предприятий, прежде всего твердая фаза котрельного «молока» (КМ) (водная суспензия котрельной пыли фосфорного производства) ПК «НДФЗ» (бывший АО «Нодфос»).

В настоящее время КМ складированы в специальных хранилищах, создавая угрозу загрязнения окружающей среды токсичными фосфорными и цианистыми соединениями, занимая значительные площади общественно-полезных земель.

В связи с этим организация производства цианистых соединений из отходов промышленности является актуальной задачей, решение которой позволит расширить сырьевую базу химического производства, а также будет способствовать ликвидации промышленных отходов и охране окружающей среды.

Учитывая устойчивость цианидов в щелочной среде, а также существующие способы их получения, в качестве реагента выщелачивания для извлечения цианидных компонентов из твердой фазы КМ применяли растворы гидроксида натрия.

При обработке твердой фазы КМ раствором едкой щелочи образование цианида натрия протекает по следующей схеме



При этом избыток щелочи смещает равновесие в сторону образования конечного продукта реакции. Поскольку для получения цианида натрия используется нетрадиционное сырье, в состав которого входит значительное количество различных примесных компонентов, то изучено влияние некоторых технологических параметров процесса (концентрации раствора гидроксида натрия, продолжительности и температуры процесса) на извлечение цианосодержащего соединения. Исходя из данных предварительно проведенных опытов, изучение влияния продолжительности процесса на выход цианида натрия проводили при постоянных значениях температуры 293 К, путем обработки сырья 20 % – раствором гидроксида натрия, при соотношении Т:Ж = 1:1 в интервале 2-24 часа в режиме непрерывного перемешивания.

Кривая зависимости скорости извлечения цианида натрия из твердой фазы КМ от продолжительности процесса характеризуется наличием двух максимумов, что свидетельствует о стадийности процесса и прохождении наряду с основными (уравнения 1 и 2) параллельных реакций.

Установлено, что максимальный выход продукта – 71,59 % наблюдается через 18 часов от начала опыта. С увеличением длительности процесса выход цианида натрия остается практически постоянным. Однако полный выход цианосодержащего соединения не достигается даже после 24 часовой обработки твердой фазы КМ щелочным реагентом.

Рассчитанное значение энергии активации в исследуемом интервале температур 283-308 К составляет 37,895 кДж/моль, что отвечает протеканию реакции в смешанной области.

Физико-химический анализ нерастворимых остатков выщелачивания показал, что повышение температуры процесса до 308 К приводит к образованию соединений с цементирующими свойствами (гипс, гидроксид кальция и кварц), а также к кристаллизации исходного сырья. На ДТА кривой дериватограммы нерастворимого осадка выделенного при 308 К появляется раздвоенный эндотермический эффект с пиками при 150 и 180 °С, характеризующий присутствие гипса (рис. 1).

Выход цианосодержащего соединения с увеличением концентрации раствора гидроксида натрия возрастает, достигая максимального значения – 85,92 %, при использовании 30 % раствора щелочи.

Учитывая изменения химического состава твердой фазы КМ в процессе ее выщелачивания (табл.) и, прежде всего уменьшение в остатках содержания P_2O_5 , наряду с цианидом натрия возможно образование фосфата натрия, т. е. из твердой фазы КМ в раствор выщелачивания переходят ряд примесных соединений, в том числе и карбонат натрия.

Анализ влияния различных факторов (концентрации раствора гидроксида натрия, продолжительности и температуры процесса) на выход цианида из твердой фазы КМ показал, что полного (100 %) его извлечения не

достигается, что отражается на всех ДТА кривых дериватограмм и в частности на дериватограмме при 308 К (рис. 1) наличием экзотермических эффектов в области от 300 до 350 °С, соответствующих окислению железа. Максимальный выход цианида составляет 85 %.

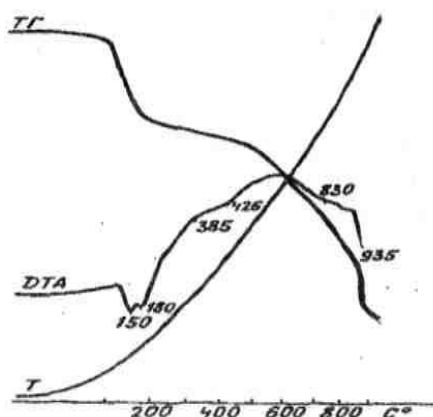


Рис. Дериватограмма нерастворимого остатка выделенного после выщелачивания при температуре 308 К

Обобщая полученные данные следует, что на извлечение цианида натрия из твердой фазы КМ оказывают влияние все рассмотренные технологические параметры, с ростом которых выход продукта возрастает. Однако увеличение длительности процесса свыше 18 часов и повышение температуры процесса более 293 К приводят к уменьшению степени извлечения цианидного компонента из сырья.

Таблица 1

Результаты химического анализа нерастворимых остатков (влияние температуры)

п/п	К	Содержание, мисс, го								
		SiO ₂	P ₂ O ₅	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	Na ₂ O	K ₂ O	F
1	288	19,60	23,00	1,80	1,50	11,96	2,50	2,95	2,00	14,40
2	293	24,00	14,95	1,80	1,70	10,10	3,50	4,50	1,80	14,00
3	303	22,60	14,95	1,30	1,80	10,90	3,70	4,10	2,20	20,70
4	308	31,10	5,80	0,50	1,20	11,70	0,60	0,25	1,60	14,00

Процесс извлечения цианида из твердой фазы КМ протекает в смешанной области $E=37,895$ кДж/моль, лимитирующей стадией которого является, по-видимому, образование соединений, приводящих к появлению пленки на поверхности сырья. Увеличение температуры процесса в интервале 293-308 К на каждый 1°С снижает выход цианосодержащего соединения в среднем на 0,75 %.

Таким образом, на основании проведенных исследований максимальный выход готового продукта достигается при обработке твердой фазы КМ 30 % раствором гидроксида натрия в течение 18 часов при температуре 293 К, в состав которого, по-видимому, наряду с цианидом натрия входят примесные компоненты.

Литературы

1. Турсунбаева А.К., Исагулов А.З., Акимбаева Д.Г., Портнов В.С. Использование цианосодержащего реагента для выщелачивания руд // Вестник Российского университета дружбы народов. – 2008. – № 3. – С. 68 – 72.

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ ВОДНОГО ОБЪЕКТА С ТЕРРИТОРИИ ХВОСТОХРАНИЛИЩА «СОЛНЕЧНОГО ГОКА»

Я.С. Липина, А.В. Крупский

Научный руководитель профессор Л.Т. Крупская

Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук,
г. Хабаровск, Россия

Развитие современной цивилизации основано на минеральном сырье, получаемом из литосферы. Освоение оловорудных месторождений на Дальнем Востоке и в Хабаровском крае, в частности, способствует возникновению негативных ситуаций техногенного характера, что неизбежно приводит к снижению эффективности работы горных предприятий в рыночных условиях. Кроме того, необходимо отметить, что в течение длительного времени они не подвергались реконструкции и техническому перевооружению, что несомненно явилось причи-

ной загрязнения твердыми, жидкими и газообразными отходами не только атмосферного воздуха, почвы, грунтов и биоты, но и водных объектов. Например, в хвостохранилище п. Солнечный накоплено около 16 млн. м³ «хвостов» (отходов переработки). Оценка отрицательного их воздействия на природную среду, в т.ч. водные источники, проведена, исходя из следующих положений:

- 1) заскладированные отходы имеют разнообразный состав и свойства и содержат загрязняющие компоненты биосферы химические токсичные элементы;
- 2) техногенные объекты представляют опасность загрязнения пылью и газообразными продуктами разрушения отходов природной среды;
- 3) техногенные объекты провоцируют нарушение экологического равновесия;
- 4) хвостохранилище, отвалы вскрышных пород определяют потенциальный высокий и продолжительный риск техногенного загрязнения поверхностных и подземных вод, используемых для питьевого водоснабжения, хозяйственно-бытовых и рыбохозяйственных нужд и др. [1].

Следует отметить, что произведенный расчет массы неорганизованного сброса загрязняющих веществ в водный источник и на водосборную площадь близрасположенного объекта с поверхностным стоком с территории хвостохранилища ЦОФ ОАО «Солнечный ГОК» за период с 2005 по 2007 гг. свидетельствует о значительном уровне их загрязнении тяжелыми металлами.

К техногенным территориям, оказывающим значительное влияние на формирование качественного состояния стока, с допущениями отнесены земли промышленности, транспорта и иного несельскохозяйственного назначения. В структуре земель промышленности преобладают площади, нарушенные при добыче полезных ископаемых открытым способом, и земли, занятые отвалами вскрышных и вмещающих пород, хвостохранилищами, промышленными площадками. Сток, формирующийся на техногенных территориях и имеющий контакт с техногенными образованиями, загрязнен тяжелыми металлами, содержащимися в количествах, превышающих ПДК. Наибольшую опасность представляют отвалы руд, отходы переработки минерального сырья и минерализованных пород горнодобывающих предприятий [2]. Косвенная оценка загрязнений, поступающих с техногенных территорий, возможна через характеристику образования и размещения отходов производства и потребления на территории Хабаровского края. В связи с этим целью работы является определение выноса загрязняющих веществ с территории водосбора неорганизованным поверхностным стоком (дождевые, талые и ливневые воды) в водные объекты в связи с разработкой оловорудного сырья (на примере ОАО «Солнечный ГОК»).

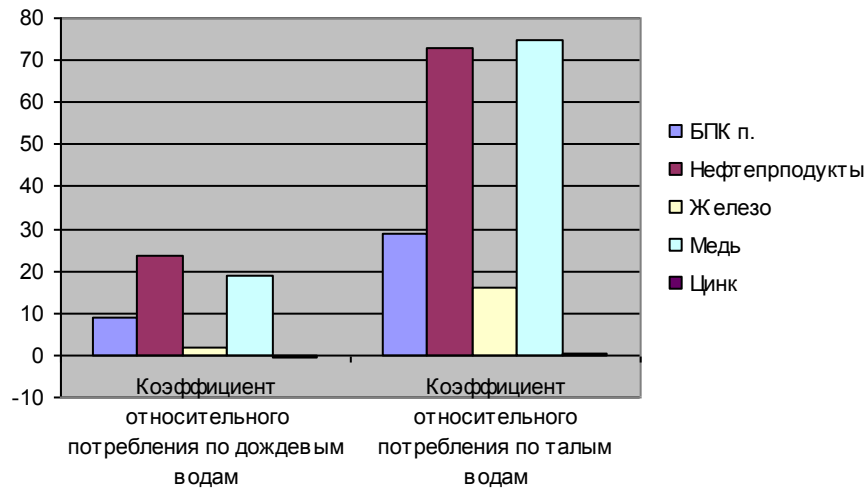
Экологические проблемы на исследуемом объекте обусловлены как составом перерабатываемых руд и горных пород, так и технологией их добычи и обогащения. Комплексный характер данной проблемы проявляется во включении в техногенные миграционные потоки всех основных цепей распространения токсикантов, в том числе и тяжелых металлов. Наиболее осязаемое загрязнение окружающей среды связано с пылением и размыванием хвостохранилища обогатительной фабрики, отвалов руды и рудовмещающих пород, образующих интенсивные потоки рассеяния в водные системы и локальные ареалы рассеяния в почву. Значительную долю в потоке поллютантов составляют пылегазовые выбросы при открытых горных разработках; стоки водоотлива из подземных горных выработок, образующие протяженные потоки рассеяния в водные системы; стоки обогатительной фабрики после очистных сооружений, загрязняющие водные системы; рассеяние рудного материала при транспортировке.

Токсичные химические элементы являются наиболее распространенными загрязняющими веществами, которые могут поступать с хвостохранилища в поверхностные водотоки, а также почвы, грунтовые воды, атмосферные осадки, сточные воды. Главным источником поступления тяжелых металлов в речные воды являются отвалы некондиционных руд и вскрышных пород, хвостохранилище. Опасность тяжелых металлов усиливается благодаря тому, что из загрязненного бассейна они постоянно поступают в речной сток, и их содержание может намного увеличиваться в воде. Загрязненная промышленными стоками вода не пригодна для большинства видов ее использования, она наносит большой ущерб природной среде. В загрязненной воде гибнут многие представители животного и растительного мира, она содержит токсиканты, отрицательно действующие на здоровье человека.

Для водостоков в зоне влияния хвостохранилища отмечается резкое повышение содержания Na, K, N, фосфатов, взвешенных частиц, кальция, хлоридов, а также меди, цинка, свинца и других тяжелых металлов (рис.).

В условиях техногенной деятельности загрязнение пресных вод тяжелыми металлами стало особо острой проблемой. Достаточно сказать, что для них в принципе не существует надежных механизмов самоочищения. Они лишь перераспределяются из одного природного резервуара в другой, взаимодействуя с различными живыми организмами и повсюду оставляя видимые нежелательные последствия этого взаимодействия.

В докладе представлены результаты расчета массы неорганизованного сброса загрязняющих веществ в водный объект и на водосборную площадь близрасположенного водного объекта с поверхностным стоком с территории хвостохранилища. Так, например, объем стока талых вод составляет около 642 м³/га, в которых содержатся загрязняющие вещества в количестве 368 кг/год. Установлено, что в дождевых водах их содержание не превышает 20 кг/год. Итак, масса загрязняющих веществ в талых водах больше, чем в дождевых. Наблюдается значительное превышение по БПК₅, железу, меди, фенолам и цинку. Выявлены закономерности зависимости массы загрязняющих веществ от площади и концентрации.



*Рис. Коэффициент относительного потребления по-
верхностных вод в п. Солнечный*

Таким образом, полученный оригинальный материал может быть использован для изучения динамики развития региональных природно-горнотехнических систем.

Литература

1. Серов Г.П. Экологический аудит. Концептуальные и организационно-правовые основы. – М.: «Экзамен», 2000. – 786 с.
2. Мур Дж., Рамамурти С. Тяжелые металлы в природных водах. – М.: Мир, 1987. – 286 с.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ДРЕВЕСНОЙ РАСТИТЕЛЬНОСТИ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.А. Литусова

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие современной промышленности и сферы услуг, а также расширяющееся использование биосферы и ее ресурсов, приводит к возрастающему вмешательству человека в материальные процессы, протекающие на планете. Связанные с этим планируемые и осознанные изменения материального состава (качества) окружающей среды направлены на улучшение условий жизни человека в техническом и социально-экономическом аспектах. В последние десятилетия в процессе развития технологии была оставлена без внимания опасность непреднамеренных побочных воздействий на человека, живую и неживую природу. Это можно, пожалуй, объяснить тем, что ранее считали, что природа обладает неограниченной способностью компенсировать воздействие человека, хотя уже столетия известны необратимые изменения окружающей среды. Сегодня нельзя исключать непредвиденные воздействия на легко ранимые области экосферы в результате активной деятельности человека. Поэтому, на сегодняшний день актуальность проблемы защиты окружающей среды постоянно растет, и требуются все новые качественные методы ее оценки.

В нашей работе проводился анализ растительности городских территорий. Для исследований были отобраны пробы листьев тополей в двух городах Томской области, отличающихся различным набором промышленных предприятий. Целью нашей работы является изучение элементного состава растительности городских территорий для последующего определения участков, имеющих наибольшую концентрацию техногенных элементов.

Для получения наиболее качественного анализа необходимо придерживаться методики отбора проб. Так многолетние кустарники и деревья опробуют, формируя пробы из одних и тех же частей. Масса биогеохимической пробы составляет 100-200 г сырого вещества. Для растений с большой зольностью масса пробы может быть 50-100 г. Пробу растений маркируют, указывая номер пробы, номер основного разреза и профиля. Листья с деревьев удобнее всего отбирать руками в перчатках. Методика пробоподготовки заключается в высушивании и измельчении пробы, после чего подвергается озолению [1].

Озоление проб проводится в лабораторных условиях в специальных электрических печах. Последние позволяют выдерживать определенный температурный режим, что резко увеличивает производительность работ при улучшении качества. Озоление можно проводить в фарфоровых и металлических тиглях, предварительно установив, что данные тигли не вызывают загрязнения проб [1].

Отобранный материал был подвергнут высокочувствительному нейтронно-активационному анализу на 29 элемента. Данный анализ выполняли на исследовательском ядерном реакторе Томского политехнического университета в ядерно-геохимической лаборатории под руководством с.н.с. Судыко А.Ф.

По полученным результатам был рассчитан коэффициент биологического поглощения относительно кларка литосферы по Wedepohl K.N., 1995 для образцов (таблица).

Таблица

Коэффициент биологического поглощения (отн. кларка литосферы по Wedepohl K.N., 1995)

Место отбора проб	Коэффициент биологического поглощения (отн. кларка литосферы по Wedepohl K.N., 1995)
г. Асино	Br _{1,44} Ca _{1,42} As _{0,48} Sr _{0,38} Sb _{0,23} Co _{0,15} Ba _{0,07} Rb _{0,05} Cs _{0,02} Na _{0,01} Fe _{0,01}
г. Томск	Br _{1,6} Ca ₄ Tb _{2,13} Sb _{1,7} Ce _{1,16} Sm _{1,4} Sr _{1,1} Sc ₁ As _{0,5} Co _{0,4} Ba _{0,2} Rb _{0,2} Fe _{0,08} Na _{0,03}

Коэффициент биологического поглощения, приведенный в таблице 1 для двух городов различных как по размерам, так и по характеру техногенных объектов, показал наличие в больших количествах элементов, присутствующих в растительном сырье.

Так для г. Асино характерно накопление древесной растительностью брома и кальция в значениях $A_x=1,44$ и $A_x=1,42$ соответственно. Накопление отмеченных выше элементов нельзя назвать специфичным, так как они необходимы ему для роста и развития [2]. Ряд других элементов, накопленных в растительности г. Асино находится ниже предела обнаружения.

В г. Томске совершенно другая специфика накопления элементов. Здесь в значительных количествах накапливаются такие элементы как, тербий ($A_x=2,13$), сурьма ($A_x=1,7$), церий ($A_x=1,16$), самарий ($A_x=1,4$), стронций ($A_x=1,1$) и скандий ($A_x=1$). Несомненно, это связано с деятельностью промышленных предприятий на территории города. Наличие в пределах городской черты крупных промышленных предприятий, таких как ТНХЗ, ТЭЦ-3, ГРЭС-2, Сибкабель, Приборный завод, Сибэлектромотор, Радиотехнический завод, ТЭМЗ является одной из основных причин загрязнения городской территории и обусловлено исторически сложившимися условиями развития города. Но главным источником отрицательного воздействия на состояние воздушного бассейна города служит автотранспорт, количество которого с каждым годом растет.

Таким образом, состояние городов с различной спецификой производства различно. Это можно наглядно увидеть в полученных нами результатах. При изучении растительности городских территорий можно качественно определить наличие техногенных элементов в окружающей среде, следовательно, по полученным данным можно судить о загрязненности территории в целом и о влиянии городских условий на здоровье населения.

Литература

1. Государственная фармакопея СССР. Общие методы анализа. – М., 1990 – Вып.2.
2. Селиванов Л. С. Геохимия и биогеохимия рассеяного брома. Бром в наземных растениях // Труды биогеохимической лаборатории. – М., 1939. – Т. 5. – С. 145 – 149.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ БУРОВЫХ ШЛАМОВ В НАСЫПИ ПЛОЩАДОК СКВАЖИН

М.М. Малышкин

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Основные запасы разрабатываемых в России месторождений нефти приурочены к избыточно увлажненным территориям Западной Сибири и Севера Европейской части страны. В процессе строительства скважин образуется многотоннажный отход – буровой шлам, подлежащий утилизации. В настоящее время только на территории Западной Сибири ежегодно образуется более 100 тысяч тонн бурового шлама. В основном для его утилизации сооружаются земляные емкости, так называемые шламовые амбары – шламонакопители, которые считаются одними из опасных источников загрязнения.

Цель исследования: снижение техногенной нагрузки на природную среду при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений за счёт внедрения комплекса средозащитных инженерно-технических мероприятий, направленных на обезвреживание и последующие использование отходов бурения.

Задачи:

1. Проведение комплексного мониторинга площадок скважин при добыче углеводородного сырья;
2. Проведение химико-аналитических исследований буровых шламов;
3. Обоснование применения 4-х ступенчатой системы очистки бурового раствора с утилизацией отделенного и отжатого шлама;

4. Разработка конструкции площадки скважин с размещением отжатого бурового шлама в тело насыпи;
5. Оценка эколого-экономической эффективности применения предложенного комплекса инженерно-технических мероприятий.

Для снижения негативного воздействия буровых работ и эксплуатации скважин наряду со строгим соблюдением технологии добычи и транспортировки нефти, повышением надежности оборудования важную роль играет организация эффективного контроля и прогноза изменения экосистем во времени и пространстве, другими словами организация мониторинга.

Комплексный мониторинг экосистем осуществлялся на одном из месторождений Западной Сибири, расположенном в болотном типе ландшафта в северо-таежной зоне в течение 6-ти лет. Экспедиционные работы проводились при участии специалистов разного профиля. Изучались степень и скорость естественного зарастания кустовых насыпных песчаных площадок и амбаров, состояние почвенного и растительного покрова, почвенной микробиоты, энтомофауны, наземных позвоночных и птиц, гидробионтов (фито- и зоопланктон, зообентос и ихтиофауна окрестных водоемов), а также оценивался гидрологический режим территории. В качестве биоиндикаторов использовались почвенные микроорганизмы, растения, животные, гидробионты, так же предшествовало изучение состава и свойств буровых шламов (выбуренной породы, содержащей химические реагенты, присадки, буровые растворы). Результаты проведенных мониторинговых наблюдений свидетельствуют о том, что в целом состояние экосистем вокруг кустовых площадок в настоящее время является удовлетворительным. Существенных различий в состоянии экосистем как в непосредственной близости от буровых площадок, так и на контрольных участках при осуществлении буровых работ и добыче нефти за период исследований не выявлено.

Используя результаты мониторинга и изучив существующие методы рекультивации шламовых амбаров выявлена необходимость разработки такой технологии утилизации отходов бурения, которая была бы эколого-экономически выгодна и прежде всего, ускоряла процесс восстановления исходных экосистем или создавала условия для возникновения новых.

При обосновании того или иного метода утилизации шлама необходимы химико-аналитические исследования буровых шламов для определения содержания естественных радионуклидов и соединений тяжелых металлов в подвижных формах. Буровой шлам является основным много тоннажным отходом нефтедобывающей промышленности. Являясь разновидностью отходов промышленности, эти отходы имеют ряд отличий, а именно являются горными породами, которые в процессе бурения размельчают и выносят на дневную поверхность с помощью бурового раствора. Токсичность буровых шламов определяется содержанием токсичных компонентов в выбуренной породе и применяемых реагентах.

В настоящее время в Российской Федерации разработка месторождений ведется в нефтеносных провинциях, горные породы, которых не содержат естественных радионуклидов и соединений тяжелых металлов в подвижных формах выше установленных нормативов. Применение экологически малоопасных рецептур глинистого или безглинистого буровых растворов на основе водорастворимых биоразлагаемых полимеров по всем интервалам бурения снижает их негативное воздействие, а также токсичность бурового шлама и буровых сточных вод [1]. Используемые для обработки буровых растворов прочие материалы и химреагенты должны иметь также согласованные в установленном порядке показатели токсичности (ПДК, ОБУВ, ЛД₅₀ и др.) и иметь класс опасности не более 4 класса. При планировании применения веществ с неизвестными санитарно-токсикологическими характеристиками, необходимо затребовать соответствующие документы у производителя или организовать определение необходимых показателей токсичности и класса опасности материалов и образующихся отходов [2].

Отделение и отжатие (очистка) бурового шлама осуществляется с использованием 4-х ступенчатой системы очистки бурового раствора, в состав которого входят: высокоэффективные вибросита; пескоотделители или ситоциклоны; илоотделители и центрифуги. Использование данной системы очистки позволяет сократить потребление воды на технологические нужды на 60-75 %, расход химреагентов на 30-40 %, что повышает экологическую безопасность производства буровых работ и снижает возможное воздействие от образующихся отходов.

Шлам, прошедший четырехступенчатую систему очистки, подвергается лабораторным исследованиям на предмет соответствия нормативам, указанным в санитарно-эпидемиологическом заключении, а также содержания нефтепродуктов, которое не должно превышать 0,5 %. На основании результатов лабораторных исследований принимаются решения по его размещению в конструкциях насыпей площадок. При использовании бурового раствора, обработанного реагентами Kem Pas и Poly Kem D или их сертифицированными аналогами, очищенный (отжатый) буровой шлам вне затопляемых участков может размещаться в теле насыпей кустовых площадок.

Очищенный буровой шлам из системы очистки с помощью шнеков подается в специально сооруженную в теле насыпи земляную траншею, а буровые сточные воды перетекают во временную гидроизолированную земляную емкость, расположенные параллельно друг другу вдоль оси движения бурового станка. Данная конструкция площадки на всех стадиях строительства скважин обеспечивается раздельное складирование буровых шламов и буровых сточных вод.

Конструкции и сечения кустовых площадок приведены на рис. Схема кустовой площадки является принципиальной.

Бурение скважин с использованием выбуренной породы при строительстве кустовых площадок производится вне затопляемых участков. При этом напротив каждой группы скважин устраивается траншея для размещения очищенного бурового шлама. За траншеей в теле насыпи устраивается временная земляная емкость для

буровых сточных вод. Гидроизоляция стенок и дна временной емкости для буровых сточных вод производится с помощью цементировочного агрегата глинистым буровым раствором [3].

Для сбора жидкой фазы устанавливается лоток из звеньев трубы диаметром 530 мм на опорах из брусьев, либо под тех проезд укладываются выбракованные металлические трубы диаметром 325-426 мм. Конструкция временной емкости для буровых сточных вод со значительной поверхностью зеркала воды и небольшими глубинами позволяет буровым сточным водам максимально насыщаться кислородом, что также, наравне с био-разлагаемостью реагентов, способствует ускоренной биодеградации буровых сточных вод, освещению и утилизации в коллектор [4].

На кустовых площадках с размещением бурового шлама в теле насыпи предусматриваются следующие виды работ: освещение и откачка буровых сточных вод, хозяйственных стоков в нефтесборный коллектор; разравнивание бурового шлама в траншее с расширением площадки куста до 23-25 м от устья скважин и устройство на ней обваловки площадки; планировка территории емкости для буровых сточных вод до отметки не более 0,5 м над поверхностью болот и не более 0,5 м над уровнем грунтовых вод.

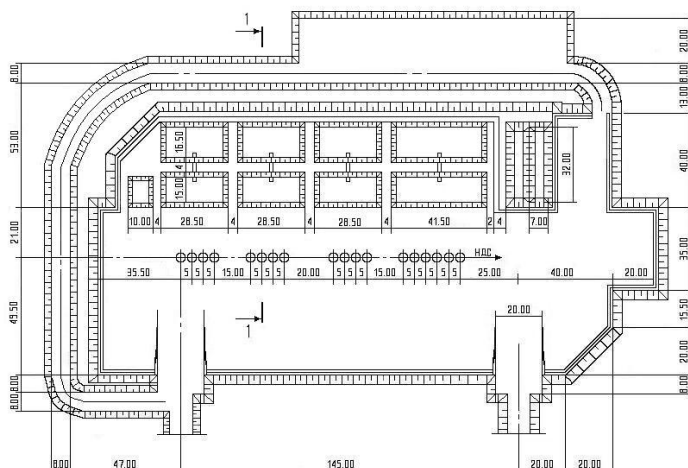


Рис. Схема площадки скважин с использованием выбуренной породы (очищенных буровых шламов) в тело насыпи

В результате научных исследований установлено, что очищенный буровой шлам, после его закладки в траншею, служит дополнительным противодиффузионным экраном на случай аварийных разливов.

Таким образом, предлагаемый способ утилизации бурового шлама является:

- полезным, поскольку позволяет использовать отходы бурения в качестве грунта для строительства насыпей кустовых площадок и снижает потребление минерального грунта для этих целей, площади земельных участков, занимаемых под площадки бурения скважин;
- природоохранной технологией, поскольку снижает негативное воздействие процесса строительства скважин, исключает размещение и строительство полигонов захоронения и их негативное воздействие, транспортирование буровых шламов.

Литература

1. Контроль химических и биологических параметров окружающей среды. Под ред. Исаева Л.К. СПб, Эколого-аналитический информационный центр «Союз», 1998. – 896 с.
2. Приказ Минприроды России от 15.06.2001 №511 «Об утверждении критериев отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды».
3. РД 5754490-006-98 Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных скважин (буровые растворы). Сургут, 1998.
4. СНиП 2.04.03.-85. Канализация. Наружные сети и сооружения.

ФАКТОРЫ МИГРАЦИИ И ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТИ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

О. Ю. Мещерякова

Научный руководитель доцент Н.Г. Максимович
Пермский государственный университет, г. Пермь, Россия

Нефть не является стабильным флюидом, в связи с этим в процессе миграции она меняет свои свойства и состав, следовательно, в процессе трансформации нефтепродукты по-разному воздействуют на окружающую среду.

На протяжении почти тридцатилетнего периода в пределах Полазненского нефтяного месторождения (Пермский край) отмечаются поверхностные нефтепроявления, приводящие к загрязнению Камского водохрани-

лица. Проведенный комплекс исследовательских работ по миграции и трансформации нефти показал, что здесь сформировалась линза нефтепродуктов мощностью около 2 м на поверхности грунтовых вод, которые разгружаются в Камское водохранилище [2, 3]. Среди факторов, влияющих на миграцию и накопление нефти и нефтепродуктов в подземных водах, различают внутренние и внешние. К внутренним относятся физико-химические свойства этих веществ, которые определяют формы миграции и характер развития загрязнения, к внешним – геолого-гидрогеологические условия среды миграции. Поведение нефти и нефтепродуктов в объектах окружающей среды и, в частности, в подземных водах и зоне аэрации зависит от их физико-химических свойств: плотности, вязкости, температуры кипения, растворимости, сорбируемости, способности к химическому окислению и биодеструкции, взаимодействия с другими органическими веществами.

Пониженная по сравнению с водой плотность большинства нефтепродуктов и их несмешиваемость обеспечивают формирование слоя плавающих нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод. Повышенная вязкость многих нефтепродуктов способствует отставанию их фильтрации в пористых средах по сравнению с водой. Пониженной по отношению к воде вязкостью обладают лишь бензины, что при благоприятных условиях обуславливает возможность ускоренной их фильтрации. Низкая температура кипения нефтепродуктов способствует формированию газового облака над ореолом загрязнения подземных вод масляными формами нефтепродуктов.

Способность нефтепродуктов растворяться в воде обеспечивает их миграцию в воднорастворимой форме. Растворимость нефтепродуктов, в отличие от неорганических веществ, колеблется в очень широких пределах даже для одного и того же типа товарного продукта. Например, растворимость бензинов изменяется от 50 до 500, дизельного топлива от 10 до 50, керосинов от 0,1 до 5 мг/л. По растворимости основные группы углеводородов устанавливаются в ряд: алканы > циклоалканы > ароматические вещества.

Сорбируемость нефтепродуктов является важным показателем миграционной способности. Способность к сорбции, как проявление физических свойств самих нефтепродуктов, увеличивается в ряду алканы > циклоалканы > ароматические вещества > олефины. Однако на сорбируемость нефтепродуктов значительное влияние оказывают и свойства грунтов, обусловленные капиллярными силами, объемом пор, гранулометрическим составом. Увеличение водонасыщенности грунтов снижает показатели сорбируемости нефтепродуктов. Важным свойством нефтепродуктов является также их способность к десорбции водой, которая для различных компонентов нефтей и нефтепродуктов отличается селективностью. Так, например, на Усть-Полазнинском участке в пределах контуров площади распространения нефти, грунты и водовмещающие породы загрязнены сорбируемыми её формами [2, 3].

Поступившие в окружающую среду нефтепродукты под влиянием физико-химических процессов окисления и биодеструкции подвергаются разрушению. В аэробных условиях разложение нефтепродуктов протекает под влиянием кислорода воздуха при участии аэробных микроорганизмов. Это первая стадия разложения. В дальнейшем по мере уменьшения кислорода в воде за счет расходования его на окислительные процессы формируются анаэробные условия, в которых разложение нефтепродуктов происходит при участии анаэробных бактерий. Кинетика этих процессов изучена недостаточно полно, однако можно утверждать, что в аэробных условиях разложение нефтепродуктов протекает быстрее, но сама длительность этой первой стадии деструкции ограничена во времени скоростью формирования анаэробных условий.

Относительно низкие температуры кипения, характерные для фракций нефтей, а также протекающие процессы химического окисления и биодеструкции вызывают образование парогазового облака, характеризующего сложным составом. Интенсивность процессов газообразования может быть очень велика. При этом газообразование происходит не только на поверхности нефти и в зоне распространения её сорбированных форм (выше уровня плавающей на поверхности грунтовых вод нефти – в зоне сезонных колебаний уровней воды и нефти), но и в глубоких интервалах водоносного горизонта, загрязненных растворенными нефтепродуктами (на глубинах, превышающих 100 м).

Характерной особенностью нефтяного загрязнения подземных вод, отличающей его от других видов загрязнения, является то, что контаминант присутствует в поровой среде в различных формах, отличающихся по характеру миграции. Схема распространения различных форм загрязнения представлена в разных вариантах во многих работах [1, 3]. Нефтепродукты попадают в зону аэрации в виде однородной жидкости, не смешивающейся с водой. Эта форма существования нефтепродуктов в подземной среде называется свободные нефтепродукты. В зоне аэрации свободные нефтепродукты движутся вертикально вниз, обтекая слабопроницаемые линзы. При этом возможно распространение загрязнения на некоторое расстояние в направлении, противоположенном общему направлению потока подземных вод. Вертикальное движение свободных нефтепродуктов продолжается вплоть до свободной поверхности грунтовых вод. Характер дальнейшей миграции нефтепродуктов зависит от их плотности. Нефтепродукты, имеющие плотность большую, чем у воды, продолжают опускаться вниз, вплоть до водоупора. На водоупоре тяжелые нефтепродукты формируют слой, в пределах которого возможно латеральное движение свободных нефтепродуктов в сторону понижения кровли водоупора, при этом направление распространения свободных нефтепродуктов может отличаться от направления фильтрации подземных вод. Таким образом, существенно отличается характер миграции легких и тяжелых нефтепродуктов. Нефтепродукты, имеющие плотность меньшую, чем у воды, скапливаются на свободной поверхности грунтовых вод, формируя линзу свободных нефтепродуктов. В ее пределах свободные нефтепродукты способны двигаться в латеральном направлении вниз по потоку грунтовых вод на значительные расстояния.

Во время движения через зону аэрации, свободные нефтепродукты находятся в порах одновременно с водой и часть их переходит в воду, формируя растворенные нефтепродукты. Значительная часть растворенных нефтепродуктов образуется при инфильтрации воды через тело свободных нефтепродуктов на поверхности грунтовых вод. Растворенные нефтепродукты способны к дальнейшему вертикальному распространению вместе с

подземными водами и могут попадать в более глубокие водоносные горизонты. При этом подверженными загрязнению могут оказаться и артезианские водозаборы. И свободные, и растворенные нефтепродукты могут сорбироваться на частицах грунта. Количество сорбированных нефтепродуктов зависит как от состава нефтепродуктов, так и от состава и свойств грунта [5, 6]. Сорбированные нефтепродукты не способны к миграции, однако могут служить вторичным источником загрязнения при десорбции.

В зоне аэрации в теле свободных нефтепродуктов и на поверхности грунтовых вод происходит переход нефтепродуктов в воздух зоны аэрации и формирование летучих нефтепродуктов. Летучие нефтепродукты распространяются в зоне аэрации в основном в вертикальном направлении. Они способны скапливаться в подвалах, подземных сооружениях и коммуникациях, вызывая взрывы и отравления.

Кроме основных форм нефтепродуктов, в подземных водах существует ещё два: эмульгированные и заземленные нефтепродукты. Эмульгированные нефтепродукты формируются при резких колебаниях уровня грунтовых вод, в частности при откачках. Область их распространения – непосредственно ниже тела свободных нефтепродуктов. Заземленные (иммобилизованные) нефтепродукты формируются также при колебаниях уровня грунтовых вод, в частности при сезонных колебаниях. При вертикальном движении тела свободных нефтепродуктов, когда насыщенность нефтепродуктов уменьшается, проницаемость по нефтепродуктам достигает критических значений, при которых они уже не способны к движению в порах. Насыщенность, при которой нефтепродукты становятся неподвижными (остаточная насыщенность), по разным оценкам, характеризуется значениями от 0,1 до 0,2. Область распространения заземленных нефтепродуктов – в пределах амплитуды колебаний уровней.

На миграцию нефтепродуктов существенное влияние оказывает литологический состав пород и гидрогеологические условия водоносного горизонта. Формирование загрязнения подземных вод нефтью обычно начинается с вертикального просачивания её через зону аэрации или вертикальных перетоков по дефектным скважинам. При достижении нефтью водонасыщенной зоны, происходит её распространение в горизонтальном направлении. При этом различают активную и пассивную формы миграции. При незначительном поступлении нефти на уровень грунтовых вод, когда нефтяной слой не успевает сформироваться в нефтяное тело и градиент его поверхности или приближается к нулю или принимает значение градиента потока подземных вод, происходит пассивная миграция нефти путем её переноса самим потоком подземных вод. В том случае, когда образуется объемное нефтяное тело со слоем значительной мощности и значимым градиентом поверхности, миграция нефти происходит самостоятельно, без помощи потока подземных вод, что представляет собой активную форму миграции. Пространственное развитие жидкой формы нефти, плавающей на поверхности грунтовых вод, определяется не только общим уклоном подземного потока и его градиентом, но и фильтрационной неоднородностью пород в зоне естественного колебания уровня грунтовых вод, которая тесно связана с литологическими особенностями пород. Литологическая и фильтрационная неоднородность пород зоны аэрации и насыщения способствуют перераспределению масс нефтепродуктов, которые скапливаются в хорошо проницаемых блоках водоносного горизонта, размещенных перед и между слабопроницаемыми его частями.

Литература

1. Егоров Н. Н., Шипулин Ю. К. Особенности загрязнения подземных вод и грунтов нефтепродуктами // Водные ресурсы, 1998. – Т. 25. – № 5. – С. 598 – 602.
2. Максимович Н. Г., Хмурчик В. Т., Мещерякова О. Ю. Опыт очистки подземных вод от нефтяного загрязнения биологическими методами // Промышленная безопасность и экология. – № 4 (37). – С. 34 – 36
3. Максимович Н. Г., Мещерякова О. Ю. Методы борьбы с нефтяным загрязнением на закарстованных берегах водохранилищ // Экология урбанизированных территорий. – № 4. – 2009.
4. Mackay D. M., Cherry J. A. Ground water contamination pump-and-treat remediation // Environmental science and technology. – 1989. – V. 23. – № 6. – P. 630 – 636.
5. Barber L. B., Thurman E. M., Runnels D. D. Geochemical heterogeneity in a sand and gravel aquifer: effect of sediment mineralogy and particle size on the sorption of chlorobenzenes // J. of contaminant hydrology. – 1992. – V. 9. – P. 35 – 54.
6. Means J. C., Wood S. G., Hassett J. J., Banwart W. L. Sorption of polynuclear aromatic hydrocarbons by sediments and soils // Environmental science and technology. – 1980. – V. 14. – № 12. – P. 1524 – 1528.

СОРБЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

А.В. Москаленко

Научные руководители доцент М.П. Чубик, доцент Н.А. Барановская
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, неовозвратно и в больших количествах извлекать радионуклиды из водной среды, до сих пор не создано [1].

Целью настоящей работы является изучение закономерностей сорбции урана из водных растворов нанотрубками оксидов титана, для возможного использования их в качестве одного из компонентов нового композитного, эффективного и безопасного сорбента. Предпосылками для использования служат предположения о том, что они могут быть применены в качестве матриц для иммобилизации плутония, технеция, урана и трансурановых элементов благодаря способности наноструктурированных оксидов титана 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 (рис. 1) визуализировали на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа, на которой проводили флуоресцентно-спектральный анализ наноматериалов (рис. 2). Длина данных нанотрубок 300-600 нм, диаметр около 8 нм, толщина стенок около 2,5 нм.

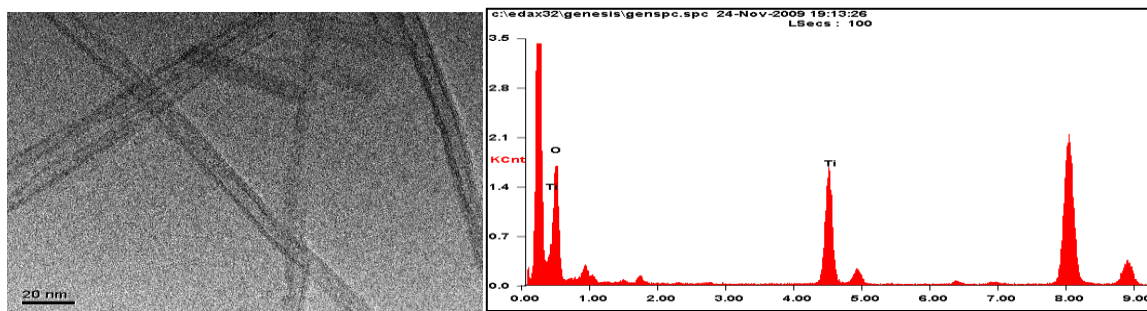


Рис. 1 Снимок нанотрубок диоксида титана Рис. 2 Результат флуоресцентно-спектрального анализа

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.

Исследование кинетики сорбции $(\text{UO}_2)^{2+}$ нанотрубками диоксида титана в статических условиях показало, что степень извлечения урана достигает максимума уже на первые сутки эксперимента (масса навески сухого сорбента – 10 мг). В дальнейшем степень сорбции меняется незначительно (рис.3).

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.

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 (исходная длина нанотрубки 300-600 нм, после сорбции – 100-130 нм) и разворачиваются (рис. 4).

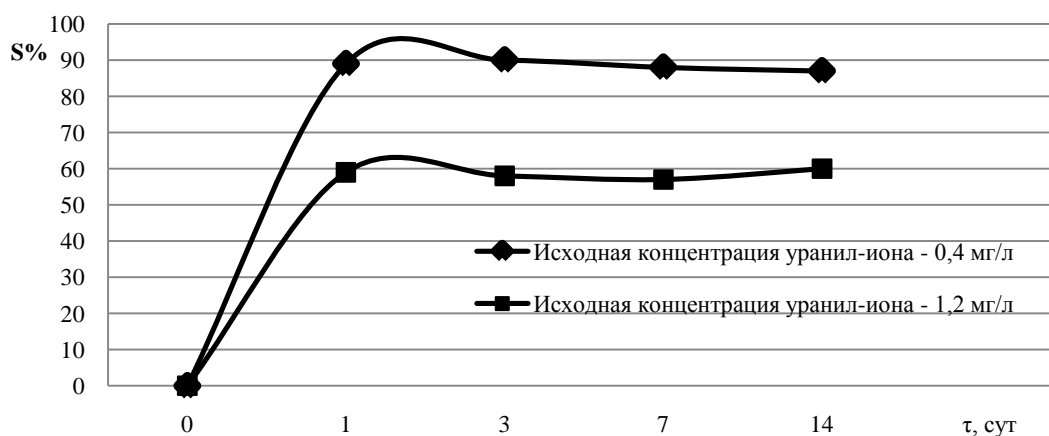


Рис. 3 Кинетика сорбционного процесса. Зависимость степени сорбции уранил-иона от времени контакта фаз ($pH=2$)

Также был проведён флюоресцентно-спектральный анализ отработанного сорбента, где наблюдается пик урана (рис. 5).

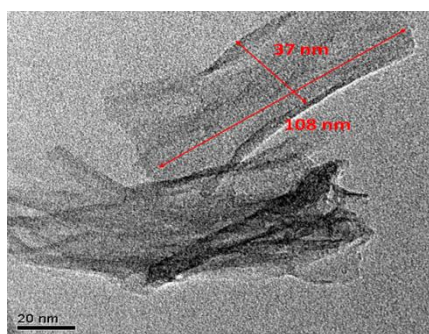


Рис. 4 Снимок отработанных нанотрубок диоксида титана

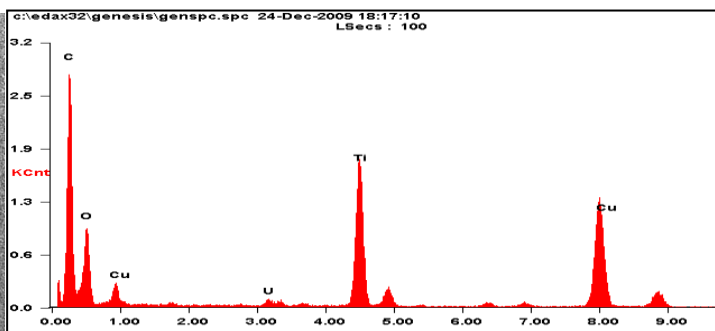


Рис. 5 Результат флюоресцентно-спектрального анализа отработанного сорбента

Есть предположения, что именно деформация нанотрубок, благодаря их трёхмерной и слоистой структуре, приводит в результате к тому, что радионуклиды оказываются необратимо заключены в структуре сорбента. Эти предположения согласуются с интересным фактом, обнаруженным при исследовании свойств материалов, присутствующих в атомных реакторах. В отличие от обычной деградации конструктивных свойств таких материалов, связанной с появлением хрупкости при радиационном воздействии, облучение некоторых сплавов приводит к резкому увеличению их прочности [4]. Вероятно этот эффект имеет место и в нашем случае.

В ходе данной серии экспериментов были выявлены высокие сорбционные характеристики наноструктурированных оксидов титана. Учитывая их потенциальную способность к перманентному удержанию захваченных радиоактивных веществ, а также то, что синтез химически чистых нанотрубок оксидов титана является достаточно простым и дешевым, нанотрубки оксидов титана могут служить очень перспективным компонентом 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 комплексообразующие полимеры // Соросов. образоват. журн. – 1999. – № 8. – С. 40 – 47.
3. Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы в окружающей среде и проблемы радиозологии: Учебное пособие. – Томск: Изд-во СТТ, 2009. – 430 с.
4. Суздальев И.П. Нанотехнология: физико-химия нанокластеров, наноструктур и наноматериалов. – Москва: КомКнига, 2006. – 592 с.
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 – 136.

АПРОБАЦИЯ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИ ПРОГНОЗЕ ОПАСНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПОГОДЫ НА ПРИМЕРЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Д.П. Нахтигалова, А.А. Барт

Научный руководитель доцент Л.И. Кижнер

Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Большое значение в обеспечении стабильной работы разных отраслей хозяйства и в частности топливно-энергетического комплекса имеет точный прогноз погоды. Поэтому задачей метеорологов является обеспечение непрерывной, безопасной и эффективной работы всех предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), тем более что отрасль занимает особое положение в экономике страны.

В настоящее время активно развиваются мезомасштабные математические модели, ориентированные на исследование различных атмосферных процессов, в том числе и на прогноз погоды. Одной из таких моделей является модель WRF [2].

Цель данной работы – изучить данную прогностическую систему, особенности ее реализации в рамках вычислительного центра ТГУ, оценить возможности модели WRF для прогноза опасных явлений для ТЭК на территории Томской области.

В работе использовались прогнозы Томского ЦГМС, а также данные с метеорологических станций Томской области, полученные из архива «Погода России» [1].

Расчеты были выполнены совместно с кафедрой вычислительной математики и компьютерного моделирования Механико-математического факультета с использованием суперкомпьютера, установленного в ТГУ.

Модель WRF представляет собой отдельную прогностическую систему, которая может быть реализована в рамках вычислительного центра. В данной работе были использованы в качестве входных данных архивные данные реанализа Национального центра охраны окружающей среды США и Национального центра исследования атмосферы. Для географической привязки были выбраны три вложенные области: Западная Сибирь, Томская область и юг Томской области. Для выполнения расчетов выбран набор параметризаций, дополняющих заложенные в модели параметры. Параметризации учитывают особенности приземного слоя атмосферы, подстилающей поверхности, радиационные процессы, образование облаков и осадков и другие. Параметризация задается для каждого явления своя, и неправильный учет какого-либо параметра может существенно повлиять на дальнейший расчет. Для визуализации результатов был использован пакет – GrADS. Данная программа предназначена для визуального представления метеорологических полей [2].

В работе были рассмотрены две метеорологические ситуации, являющиеся опасными для топливно-энергетического комплекса: сильный продолжительный мороз и сильный ливень.

Рассматриваем случай опасного явления «сильный продолжительный мороз» в г. Томске и Томской области по данным за 23-25 января 1999 г. Текст предупреждения: "Сильные морозы. Температура ночью -39–44°C, по северу -47 – -52°C, днем -35 – -40°C, по северу – -45 – -50°C. Прогноз Томского ЦГМС на 23–25 января 1999 г. оправдался. Однако в соответствии с текстом прогноза, температура детализируется лишь для дня и ночи, а по территории – отдельно выделяются северная часть области. Опираясь на данный прогноз, весьма затруднительно сказать о прогнозируемых температурах в конкретных пунктах и на отдельных более мелких территориях в пределах Томской области.

Аналогичный прогноз был получен с помощью модели WRF. Были построены карты температуры воздуха на 2 метрах.

По результатам ежечасных расчетов по модели, видно, что температура воздуха по территории области изменяется от -42°C на севере (24 января) до -24°C на юге (23 января). 24 января мороз достиг своей наивысшей интенсивности, в центральной и южной частях области температура опускалась до -42°C в 21.00, 22.00 часа ВСВ.

В работе был произведен сравнительный анализ фактической температуры воздуха с прогнозированной по WRF с 23-25 января 1999 г., сроки 00, 09, 15 часов ВСВ на станциях Александровское, Ванжилькынак, Колпашево, Пудино, Томск.

В таблице 1 представлен один из вариантов этого сравнения.

Таблица 1

Сравнительный анализ фактической температуры воздуха и температуры по WRF за 23 января 1999 г., срок 00.00 ВСВ

Срок, ВСВ	00.00	
	Фактич.	Прогн. WRF
Температура воздуха, °С		
Александровское	-46	-36
Ванжилькынак	-43	-39
Колпашево	-38	-33
Пудино	-38	-33
Томск	-29	-27

Из таблицы видно, программа завышает значение температуры по всем срокам 23 января в среднем на 5,2 °С. Максимальные различия отмечены на севере области – Александровское (10°С), минимальное – Томск (2°С). Большое расхождение рассматриваемых температур возникло в результате неучета снежного покрова. Еще одно из опасных явлений, которое оказывает существенное влияние на ТЭК, – это сильные ливневые дожди. Рассмотрим случай опасного явления «сильный ливневой дождь» в Томской области за 1 июня 2001 года.

Текст прогноза: «По городу и по области гроза, ливневой дождь, град, ветер 15–20 м/с».

Был также составлен прогноз по WRF на 1 июня 2001 года.

При анализе карт водозапаса влаги в облаках можно сделать следующий прогноз по WRF: сильные ливневые осадки наблюдаются на севере области (Александровский, Каргасокский районы), также центральные районы. Критерия опасного явления они могут достигнуть на севере области.

Сравнивая фактические данные метеовеличин на станциях Томской области с данными по программе WRF, были получены следующие результаты (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительная таблица метеовеличин, 00.00 часов ВСВ за 1 июня 2001 года

00.00 ч. ВСВ	Давление на уровне станции		Температура воздуха	
	Станции	Фактич.	по WRF	Фактич.
Ванжилькынак	993,2	995	12	13
Напас	994,1	995	12,3	15
Колпашево	994,2	985	18	16
Пудино	989,7	990	17	17
Томск	988,6	990	15	16

Из таблицы 2 видно, что сравниваемые величины имеют небольшие отличия. Максимальное отличие давления воздуха на уровне станции по WRF от фактического составляет 9,2 гПа (Колпашево). Максимальная разница в температуре составляет 2,7°С на станции Напас.

Таким образом, рассчитанные по модели будущие поля температуры и давления воздуха оказались весьма близкими к реальным значениям.

Сравнить данные по количеству осадков с прогнозируемыми по WRF напрямую не представляется возможным, потому что программа рассчитывает не количество выпавших осадков, а запас влаги в облаках на конкретный момент времени на конкретной территории. Поэтому были сравнены зоны с разным запасом воды в облаках по территории с фактически выпавшими осадками за сроки 03.00 и 12.00 часов ВСВ (рис.).

В срок 03.00 ВСВ фактически осадки выпадали на севере области вдоль линии теплого фронта. Прогностическая карта WRF за тот же срок в точности соответствует фактическим данным. Зоны с максимальным водозапасом в облаках также располагаются вдоль линии фронта.

Таким образом, можно сделать следующие выводы: модель WRF демонстрирует достаточно точную и детализированную структуру прогностических полей основных метеорологических величин, которые хорошо совпадают с реальными данными. Для случая сильного мороза рассчитанные прогностические поля температуры оказались завышенными на 1–12°С. Такое завышение обусловлено главным образом неучетом влияния снежного покрова. Для случая сильного ливня программа хорошо смоделировала мезомасштабные зоны осадков (не прогнозируемые существующими методиками), поля температуры и давления воздуха. Модель может быть использована с успехом для обеспечения отраслей ТЭК.

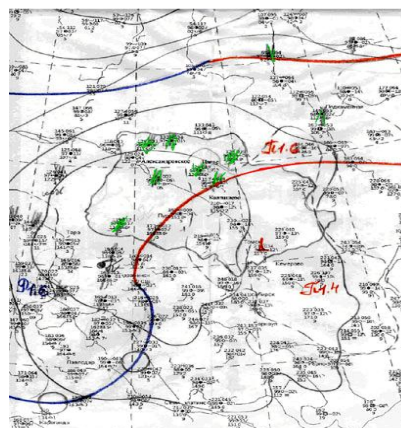
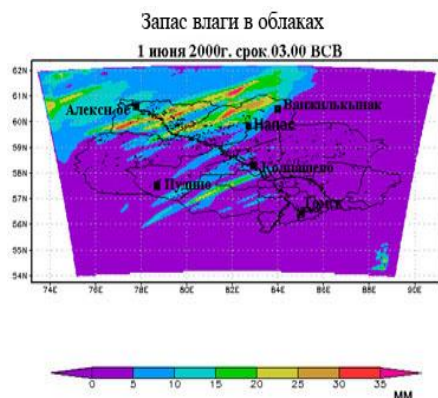


Рис. Вероятные зоны осадков по WRF и фактически наблюдавшиеся осадки на территории Томской области 1 июня 2001 г. 03.00 ВСВ

Литература

1. <http://meteo.infospace.ru>. Архивный сайт «Погода России».
2. Информационно-вычислительная система для коллективного исследования проблем атмосферного пограничного слоя с использованием вычислительного кластера / Старченко А.В., Барашкова Н.К., Беликов Д.А., Вражнов Д.А., Кижнер Л.И., Лаврентьев Н.А.: Эл. Образовательный ресурс. Томск, ГГУ, 2006.

УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПРИ РАСЧЕТЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ**Л.В. Огородникова**

Научный руководитель старший преподаватель Н.В. Козлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Экономические и экологические интересы общества представляют собой противоречивое единство: экология в настоящее время понимается как взаимодействие всех живых существ, в том числе и человека, с окружающей средой, экономика тоже изучает взаимодействие человека с окружающей средой, но в другом аспекте – с точки зрения производства всевозможных благ и услуг. В данном докладе будет подробно рассмотрена область пересечения этих сфер жизни общества, с учетом современных условий [1].

Экономика и экология тесно связаны: экономика все больше зависит от окружающей среды, а окружающая среда – от состояния экономики. Окружающая среда выполняет три функции: обеспечение природными ресурсами, ассимиляция отходов и загрязнений, обеспечение людей природными услугами, такими как рекреация, эстетическое удовольствие и пр. Эти функции могут быть представлены как компоненты одной гениальной функции окружающей среды – функции жизнеобеспечения. Экономические интересы, как раз направлены на стабильное жизнеобеспечение. Воспроизводственный характер хозяйственной деятельности должен был бы определить экологизацию экономики. Однако экологизация экономических интересов в сфере природопользования сталкивается с объективными трудностями. В первую очередь, это сложность оценки природных ресурсов, особенно тех, рынки которых не сформированы. В большей мере это касается возобновляемых природных ресурсов (вода, воздух и пр.), а также рекреационных ресурсов (компоненты природной среды, используемые для восстановления физических и душевных сил человека: климат, ландшафт, поверхностные и подземные воды, парки, лесопарки, музеи, стадионы, зоны отдыха). По имеющимся расчетам, природные ресурсы составляют свыше 40% национального богатства нашей страны. Оценка таких ресурсов часто оказывается заниженной, что приводит к заниженным показателям экологического ущерба. Недооценка природных ресурсов и экологического ущерба дает искажение показателей экономического развития и прогресса, что приводит к выбору неэффективного социально-экономического направления. Рынок видит только эффективность, он не приспособлен чувствовать справедливость или устойчивость. Многими миллиардами долларов можно оценить ежегодные потери нефти, деградировавшей земли, леса, различных полезных ископаемых [2].

Однако, имеющиеся сейчас в сфере экономики макроэкономические показатели – ВВП, ВНП, как денежная оценка всех произведенных товаров и услуг в экономике за год, не учитывают экологический ущерб. Рост этих показателей сегодня может базироваться на техногенном природоёмком развитии, тем самым создается возможность резкого ухудшения экономических показателей в будущем. Если нет механизма компенсации эколого-экономического ущерба самим нарушителем («загрязнитель платит»), это означает, что соответствующие потери несут другие экономические агенты, население. В развитых странах ущерб составляет 3-5% ВВП. В России экономический ущерб от загрязнения окружающей среды составляет 10-15 %. Учитывать природный потенциал страны в экономических показателях также важно, потому что этот потенциал, наряду с общественным богатством (накопленными производственными и непроизводственными фондами) во многом определяет развитие народного хозяйства на перспективу.

Для многих стран мира, в том числе и для России, ориентация на традиционные экономические показатели в ближайшей перспективе может иметь самые негативные последствия. Несколько утрируя, можно сказать, что скорейшего роста этих показателей (формального прогресса в социально-экономическом развитии) можно добиться, быстро выкачав из недр нефть, газ, добывая руду и уголь поверхностным способом, вырубив леса, увеличивая нагрузку на землю, используя дешевые «грязные» технологии, что, к сожалению, в определенной степени сейчас и происходит. Многие энергетические и аграрные программы, ориентация на увеличение добычи полезных ископаемых позволяет увеличить традиционные макроэкономические показатели. Однако очевидны и чрезвычайно негативные экологические последствия такого курса, как для России, так и для других стран [3].

Таким образом, требуется корректировка показателей экономического развития и прогресса. Большой шаг в этой сфере был совершен на конференции ООН в Рио-де-Жанейро (1992), когда 178 стран приняли решение о переходе к концепции устойчивого развития, глубинная суть которого заключается в сохранении и цивилизации, и биосферы. В 1993 г. Статистическим отделом ООН была предложена система интегрированных экологических и экономических национальных счетов (System for Environmental and Economic Accounting). Вводятся два корректирующих фактора: стоимостная оценка истощения природных ресурсов DN (добыча нефти, минерального сырья, вырубка леса) и эколого-экономический ущерб ED от загрязнения (загрязнение воды и воздуха, размещение отходов, истощение почвы). В итоге получается экологически скорректированный чистый внутренний продукт EDP (Environmentally adjusted net domestic product). Это происходит в два этапа: $NDP - DN = EDP_1$ (где NDP – чистый внутренний продукт). И затем: $EDP_1 - ED = EDP_2$. Подведенные на основе этой методики расчеты по отдельным странам показали огромное расхождение традиционных экономических показателей и экологиче-

ски скорректированных. Для многих стран характерна ситуация, когда при формальном экономическом росте происходит экологическая деградация и экологическая коррекция может привести к значительному сокращению традиционных экономических показателей вплоть до отрицательных величин их прироста. Например, в Японии скорректированный ВВП в 1990 году составил 16 % разницы с традиционным [2].

Это лишь один из принципов экологизации макроэкономических счетов. В реальных условиях при расчетах по этой методике имеется много сложностей, связанных со стоимостным исчислением истощения природных ресурсов, экологического ущерба, учетом влияния загрязнения на здоровье человека и продуктивность ресурсов во времени. Тем не менее, учет экологической составляющей в экономических показателях позволит с большей объективностью оценивать концепции развития общества в целом, поскольку экономические и экологические интересы, при всей их противоречивости, взаимосвязаны. Единство этих интересов в том, что они направлены на обеспечение благосостояния общества.

Литература

1. Сухорукова Г.М. Экономика и экология (политэкономический аспект). – М.: Высшая школа, 1998.
2. Экология и экономика природопользования: Учебник для вузов / Гирусов Э.В., Лопатин В.Н. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Единство, 2002. – 519 с.
3. Калинин И.Б. Природоресурсное право: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2009. – 346 с.

К ПРОБЛЕМЕ ОЦЕНКИ ОБЪЕКТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ДОБЫЧИ ГРАНОДИОРИТА (НА ПРИМЕРЕ ОАО «КОРФОВСКИЙ КАМЕННЫЙ КАРЬЕР»)

Ю.А. Озарян, Т.А. Кошелева

Научный руководитель профессор Л.Т. Крупская
*Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук,
г. Хабаровск, Россия*

На сегодняшний день, в Хабаровском крае наблюдается тенденция роста объёмом промышленного и гражданского строительства. Строительное производство потребляет большое количество ископаемых сырьевых ресурсов, извлекаемых из недр открытым способом. По состоянию на 1.01.2008 г., балансом запасов в Хабаровском крае учтено 31 месторождение строительного камня (данные отдела Фондов информации ФГУ «ТФИ по Дальневосточному Федеральному округу»). ОАО «Корфовский Каменный Карьер» является крупнейшим производителем щебня из гранодиоритов в регионе, его продукция используется на всех строительных объектах края. Освоение полезного ископаемого способствует возникновению следующих экологических проблем: уничтожению почвенного покрова; сведению растительности; миграции животных; запылению приземного воздуха; формированию новых техногенных форм рельефа; ухудшению санитарно-гигиенических условий территории; нарушению гидрологического режима; изменению в функционировании прилегающих биогеоценозов. Очевидна актуальность исследований.

В связи с этим целью исследования явилась оценка влияния процессов добычи строительного сырья на природные системы и разработка предложений о применении отходов при освоении месторождения в отраслях народного хозяйства. Исходя из цели исследования, определены следующие задачи:

1. Анализ, обобщение и систематизация литературных данных по исследуемой проблеме;
2. Оценка горного объекта как источника негативного воздействия на экосистемы и экологической ситуации в связи с освоением строительного сырья;
3. Предложения о возможности использования отходов при добыче гранодиорита в отраслях народного хозяйства.

Методологической основой исследований послужило учение академика В.И. Вернадского о биосфере и ноосфере, а также основные положения, изложенные в «Программе и методике изучения техногенных биогеоценозов» [2, 4], а также методические рекомендации «Оценка токсичности атмосферного воздуха тестом «Стерильность пыльцы растений», методика мониторинга загрязнения снежного покрова [1, 5]. Количественная оценка содержания тяжелых металлов в почвогрунтах определялась атомно-абсорбционным методом и методами рентгенно-флуоресцентного анализа [6].

Отбор проб проводился в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы». Почвы. Общие требования к отбору проб» и ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Метод отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» [7, 8]. Оценка токсичности атмосферного воздуха в зоне влияния предприятия проведена с использованием теста «Стерильность пыльцы растений», а также же исследованием снежного покрова. Образцы растительности для изучения воздействия на атмосферный воздух отбирались на самом предприятии (отвалы 3, 20, 30, 45 лет) и через каждые 2 км от него до отметки 10 км в ЮВ направлении. Проведенные исследования позволили установить следующую закономерность – с увеличением расстояния от предприятия количество стерильных клеток уменьшается, на отвалах выявлено снижение количества стерильных клеток с увеличением возраста отвалов вскрышных пород. Для интегральной оценки загрязнения воздушной среды исследован химический состав снежного покрова, проведенный в зоне влияния ОАО «Корфовский каменный карьер» 25 марта 1997 г. и 11 марта 2003 г.

На основании анализа, обобщения и систематизации литературных данных установлено, что в условиях ДВЭР практически не решены проблемы разработки принципов экологической оценки изменений в биосфере, происходящих под влиянием открытых горных работ, путей оптимизации этого влияния и создания горно-экологического мониторинга. На Дальнем Востоке, в т.ч. в Хабаровском крае, возникает со всей очевидностью необходимость изучения всех факторов горного производства, в том числе в процессе добычи строительного сырья, влияющих негативно на элементы биосферы (и прежде всего почву, а именно: характер залегания полезного ископаемого, прочность, глубина разработки, гидрогеологические условия, система разработки, состав вскрышных пород и др.).

Основными цехами предприятия являются: дробильно-сортировочные участки №№ 1,2/1,2/2, предназначенные для переработки камня строительного (гранодиоритового) на щебень, за пределами горного отвода В состав дробильно-сортировочных участков входят следующие сооружения: 1. Корпус первичного дробления; 2. Корпус вторичного дробления; 3. Корпус третичного дробления; 4. Корпус сортировки; 5. Бункера отходов. Режим работы дробильно-сортировочного участка круглосуточный, 2-х сменный. К ним также относится горный цех, где производится добыча полезного ископаемого и транспортировка его на ДСУ для дальнейшей обработки. Выемочно-погрузочные работы производятся карьерными экскаваторами ЭКГ-5А с объемом ковша 5 м³ и экскаватором Э-2503 с объемом ковша 2,5 м³. Экскаваторы ЭКГ- 5А и Э-2503 производят отгрузку камня выше уровня своего стояния, т.е. работает с верхним черпанием в торцовом (боковом) забое. Транспортные средства становятся под погрузку в пределах зоны погрузки, не ближе чем в 1 м за пределами радиуса вращения кузова, равного 5,25 м, и не дальше максимального радиуса разгрузки равного 12,65 м. Транспортировка добытого гранодиорита за пределы горного отвода на ДСУ (дробильно-сортировочный участок) осуществляется автосамосвалами БелАЗ грузоподъемностью 30 тонн для технологического передела в соответствии с технологической картой производства щебня из камня строительного (гранодиоритового). Существенная роль в загрязнении воздушного бассейна принадлежит цеху по переработке гранодиоритов и массовым взрывам на карьере, связанным с основной экологической проблемой – разрушением ландшафта и образованием мелкодифракционной пыли. Основными вредными выбросами от дробления камней является пыль гранодиорита с содержанием SiO₂ от 30 до 70% и вредности: сжигания мазута в котельной, которые выбрасываются в атмосферу через трубу высотой - 30 м от трех котлоагрегатов. Залповые выбросы имеют место во время взрывных работ, производимых 2 раза в неделю. Пыль, выщеляемая дробильно-транспортным оборудованием ОАО "Корфовский каменный карьер", подвергалась химическому анализу на предмет определения свободной двуокиси кремния –SiO₂ как основного источника профессионального заболевания силикоза и его разновидностей.

Анализ полученных данных исследования снежного покрова выявил неоднородность его загрязнения. Содержание взвешенных веществ в снежном покрове в 1997 г. – 41-474 (202) мг/дм³, в 2003 г. – 103,7-5851,6 (1185,2) мг/дм³. Поступление пыли в снежном покрове (в т/км²-сезон-1): в 1997 г. – 3,608-27,966 (16,362), максимальное количество пыли отмечено в снежном покрове на северо-западном склоне сопки Карьеровская, в 2003 г. – 17,226-257,47 (142,22), причем наибольшее количество взвешенных веществ накоплено в снежном покрове на пруду у дробилки, наименьшее – в селитебной зоне. В 2003 г. накоплено в 9 раз больше взвешенных веществ, чем в 1997 г. Максимальное выпадение пыли в 2003 г. в карьере выше, чем в промзоне г. Хабаровск Установлено, что на химический состав снежного покрова оказывают влияние и население горняцкого поселка, активно использующее различные виды топлива, особенно в зимний период. Выявлено, что освоением строительного сырья значительно изменен гидрогеологический и гидрологический режим. Основным приемником поверхностных и подземных вод является ручей Карьерный и река Малая Чирка. Физико-химической оценкой карьерных вод по сравнению с допустимыми нормами, установлены пределы превышения загрязняющих ингредиентов (в число раз): кальций – от 0,3 до 1,9; железо – от 1 до 240; медь – от 0,5 до 1440; цинк – от 1 до 16; сульфаты – от 1 до 30; мышьяк – от 1 до 30; нефтепродукты – от 1 до 6.

Экологические нарушения в пределах горного отвода и на прилегающих к нему землях сопровождаются снижением биологической продуктивности и комфортности среды обитания. Ситуация здесь оценивается как критическая. Изменение компонентов окружающей среды при разработке месторождения гранодиорита начинается с уничтожения почвенно-растительного покрова на больших площадях, в дальнейшем происходит оскудение видового потенциала флоры и фауны. Добыча строительного сырья приводит к образованию техногенных механических трансформаций вызывающих глубокую деградацию почвенного профиля, вплоть до полного их уничтожения, обширные участки оказываются погребенными под отвалами вскрышных пород и отходами горного производства [8]. Под разработку гранодиорита изъято 142,2 га (горный отвод). Работы ведутся на трёх уступах высотой 15 метров каждый, соответственно глубина карьера на сегодняшний день 50 метров. Радиус карьера R = 450 метров. Его ширина составляет около километра Площадь карьерной выемки 50 га. В настоящее время здесь уже нарушено 110 га, в том числе под отвалами вскрышных пород занято 21,6 га Под отвалами отсева, складом готовой продукции и полигоном для хранения строительного мусора находится 38,4 га После отработки месторождения глубина карьерной выемки превысит стометровую отметку. Согласно проведенным исследованиям, исходя из рыночной цены 1 га земли на момеьг расчёта, ущерб земельному фонду разработкой гранодиорита составляет более 100 млн. руб. Формы нарушенных земель в результате освоения гранодиорита - насыпи, карьерная выемка - в результате добычных работ.

Изучение особенностей формирования почвенного покрова на отработанных площадях, а также геохимического состава техногенных почвогрунтов свидетельствует о том, что аномальные содержания исследуемых элементов в проанализированных образцах, например, количество Со и Сг превышают нормативные концентрации от 2 до 20 раз. Стоит отметить, что при избыточных содержаниях Со могут возникать острые отравления и

профессиональные заболевания с поражением органов дыхания и сердечнососудистой и нервной систем, сопровождающиеся аллергическим дерматитом, бронхитом, пневмонией, пневмосклерозом, а также кобальтовые миокардиопатия миокардиодистрофия с заболеваниями щитовидной железы. Действие на организм повышенных концентраций Сг имеет широкое значение и простирается от респираторных заболеваний в носовой и горловой полостях до изменения динамики лёгочной функции и заболевания раком [3].

Таким образом, проведенные исследования позволили оценить ситуацию здесь как критическую. Важным природоохранным мероприятием здесь является проведение рекультивации отвалов вскрышных пород и отсева предприятия. Рациональное использование отходов добычи и переработки гранодиорита способствует улучшению технико-экономических показателей предприятий, способствовало бы решению проблем комплексной переработки полезных ископаемых и охраны окружающей среды, а также расширило бы сырьевую базу Хабаровского края.

Литература

1. Василенко В.Н., Назаров И.М., Фридман Ш.Д. Мониторинг загрязнения снежного покрова. – Л.: ГИМИЗ, 1985. – 182с.
2. Вернадский В.И. Биосфера. Мысли и наброски. – М., 2001. – 290 с.
3. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. – М: Экология, 1996. – 406 с.
4. Колесников Б.П., Моторина Л.В. Методы изучения биогеоценозов в техногенных ландшафтах // Программа и методика изучения техногенных биогеоценозов. – М., 1978. – С. 5 – 12.
5. Методические рекомендации «Оценка токсичности атмосферного воздуха тестом «Стерильность пыльцы растений» // А.И. Горовая, С.А. Рижено, А.В. Павличенко и др. – Днепропетровск, 2007.
6. Попов Н.П. Химический анализ горных пород и минералов. – М.: Недра, 1974. – 248 с.
7. ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы». Почвы. Общие требования к отбору проб».
8. ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Метод отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».
9. Экология, охрана природы, экологическая безопасность. Учеб. пособие для системы профессиональной переподготовки и повышения квалификации госслужащих, руководителей и специалистов промышленных предприятий и организаций. Под общ. ред. проф. А. Т. Никитина, проф. МНЭПУ С. А. Степанова. – М.: Изд-во МНЭПУ, 2000. – 648 с.

ОЗЕРНОВСКИЕ ТЕРМАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ (КАМЧАТКА) И ИХ БАЛЬНЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

В.Ю. Павлова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник И.Ф. Делемень
*Камчатский государственный университет имени Витуса Беринга,
г. Петропавловск-Камчатский, Россия*

Озерновские источники являются одним из наиболее популярных мест отдыха и санаторного лечения на Южной Камчатке. Однако изученность их недостаточна, что потребовало дополнительного обследования их. В докладе отражены первые результаты исследований автора по изучению данной группы источников. Для этого выполнены следующие задачи: отбор проб термальной воды для химического анализа (в частности, получения металлического состава), с целью определения бальнеологических свойств воды; термосъемка, что позволило выявить информацию о термических условиях изучаемого района. Дополнительно обработана диаграмма термокаротажа (ТК), полученная 12 апреля 1984 г., скважины № 2, пробуренной на территории Озерновских горячих источников. Выбор данного метода каротажа позволил в комплексе с термосъемкой местности проследить температурный режим.

В районе Озерновских горячих источников вскрыты в основном породы неоген-нижнечетвертичного возраста, перекрытые на западе среднечетвертичными игнимбритами и туфами. Наиболее древние части разреза вскрыты на восточных склонах гор Шумная и Ключевская. Они представлены лавами, лавобрекчиями, туфами и туфобрекчиями андезитового, андезибазальтового состава. Породы прорваны интрузиями кварцевых диоритов и диоритовых порфиринов [1].

Санаторий «Озерновские ключи» представлен единственным жилым домом и лечебницей. На северном склоне г. Ключевская (888 м) у подножия располагается группа термальных источников на высоте до 40 м, используемых в санатории для бальнеологических целей. С помощью буссоли БС-2 и мерной ленты замерены горизонтальные углы на плане и расстояние между источниками. Это позволило построить схему расположения выходов термальных источников (рис. 1). Схема показывает, что основная группа выходов располагается на северном склоне г. Ключевская. Небольшая группа наблюдается на северо-восточной стороне и один выход на западной стороне склона. В качестве контрольной точки выбран памятник. Нумерация источников проводилась при движении с запада на восток. Результатом проведения термосъемки является полученная термограмма (рис. 2), на которой наблюдается постепенное увеличение температуры к центру склона. Максимальная температура характерна для источника № 5, который собственно и используется лечебницей (86°С). Характерна также повышенная температура для выхода № 1а (76°С).

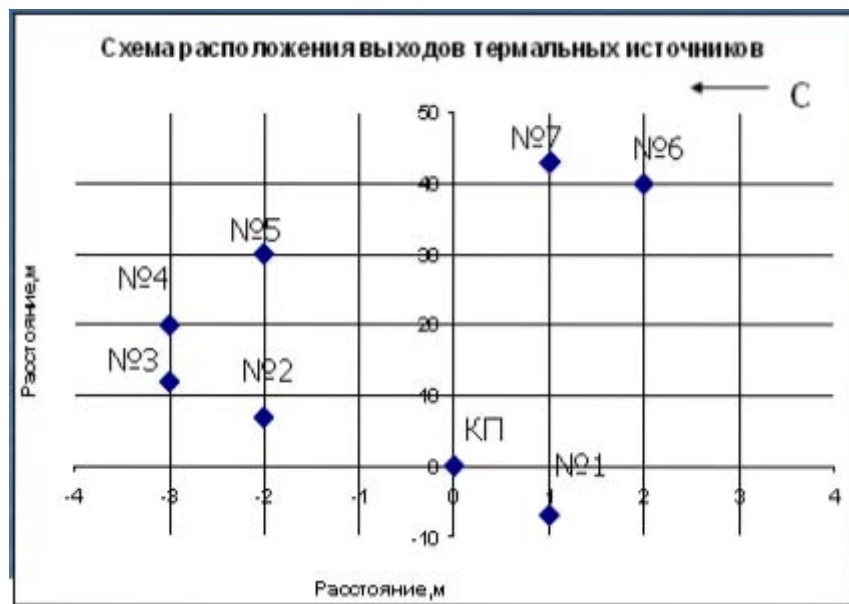


Рис. 1. Схема расположения выходов термальных источников (составлена Павловой В.Ю.)

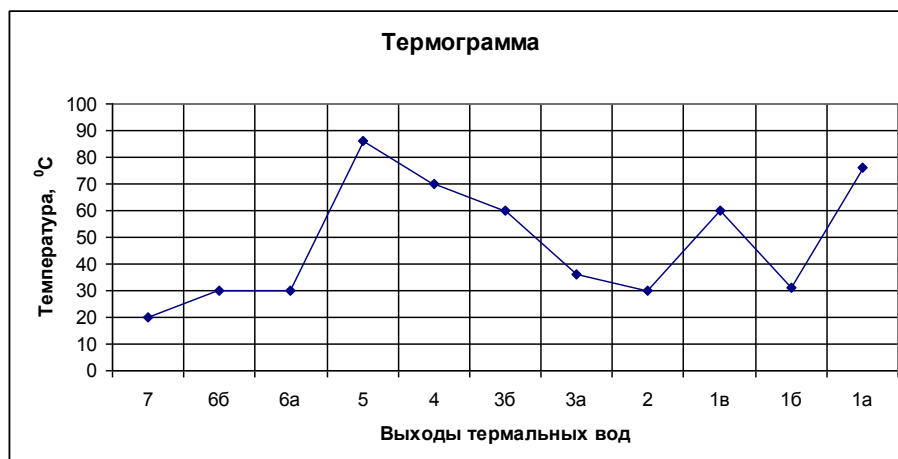


Рис. 2. Термограмма (составлена Павловой В.Ю.)

Анализ химического состава воды показал, что, в общем, вода прозрачная, без цвета, запаха и осадка. Содержание металлов небольшое (0,01-0,17 мг/л). Характерны повышенные значения Mn для источника № 3. Для источника № 4 – повышенные значения Fe, но при этом пониженные значения Li. Характерно увеличение содержания Zn по направлению к источнику № 1. Постепенное увеличение содержания Pb от источника № 1 к источнику № 7. Наблюдается пониженное содержание Ni и Cu (рис. 3).

По химическому составу все источники кремнистые щелочные. Однако по биологическим особенностям можно выделить три разновидности. Один источник насыщен гидрокарбонатно-хлористыми соединениями. На нем создан маленький бассейн. Второй – кремнистый, вода его по металлическому желобу стекает в открытые купальни, излишки уносятся рекой. Третий – сероводородный, он заключен в трубу и направлен в бальнеобольницу. Содержание сероводорода составляет 14 мг/л, он находится как в свободном, так и в связанном состоянии. По курортологическим канонам вода относится к лечебным сероводородным. Кремнистые щелочные термы используются в просторном бассейне для общего пользования. Показания к применению вод: заболевания органов движения воспалительного и дистрофического характера, функциональные нарушения сердечно-сосудистой системы, невралгии, кожные заболевания.

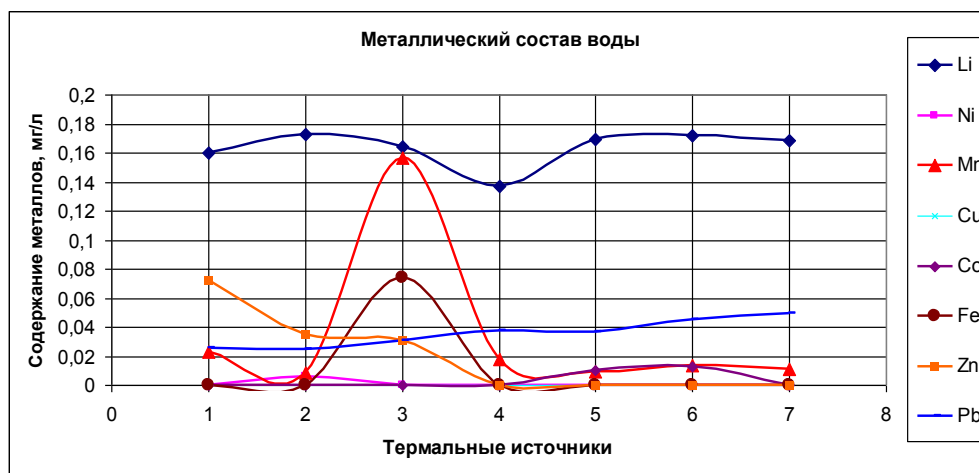


Рис. 3. Металлический состав термальной воды (графики составлены Павловой В.Ю.)

Литература

1. Леонов В.Л. Структурные условия локализации высокотемпературных гидротерм. – М: Наука, 1989. (монография на e-mail: vl@kscnet.ru).

ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ХРАНЕНИИ ТВЕРДЫХ ОТХОДОВ

Ю.Л. Пацкова, В.А. Белецкая, Н.Е. Яцечко

Научный руководитель профессор А.А. Кроик

Днепропетровский национальный университет, г. Днепропетровск, Украина

Чрезвычайные техногенные нагрузки и долговременная масштабная добыча полезных ископаемых в Украине привела к значительным изменениям геологической среды. Масса отходов ежегодно возрастает. Отходы всех видов промышленности накапливаются в виде отвалов, терриконов, шламохранилищ, разного рода свалок, площади которых составляют 160 тыс. га [2]. Уровень использования отходов в Украине составляет 12 % по сравнению с мировым, который не опускается ниже 65 % [6].

Без изучения особенностей зональности перераспределения веществ за время хранения отвалов и отходов невозможен выбор оптимальной стратегии утилизации отходов. Другая причина, которая побуждает уделять серьезное внимание изучению состояния отвалов - это исходящая от них реальная опасность вторичного загрязнения окружающей среды токсичными элементами за счет их рассеяния природными и техногенными водами. Различным аспектам воздействия отходов на окружающую среду посвящен ряд исследований [1, 3–5].

Загрязнения от отвалов, хвостохранилищ и шламохранилищ поступают в поверхностные и подземные воды преимущественно с атмосферными осадками. Степень обогащения атмосферных осадков компонентами-загрязнителями определяется фильтрационными свойствами материала отходов, слагающих отвалы, а также устойчивостью материала к разложению атмосферными осадками. Таким образом, процессы поступления загрязнений из твердых отходов в окружающую среду тесно связаны с процессами растворения и выщелачивания.

В настоящей работе приведены результаты исследований для угледобывающего района Западного Донбасса. Добыча угля в этом районе осуществляется 11-тью шахтами, при этом на дневную поверхность выносятся около 7 тонн шахтных пород. В Западном Донбассе отходы складированы в отвалы (19 млн. т), а также используются для рекультивации (2464 га), для строительства дамб, ограждающих новое русло р. Самары (36,6 га) и искусственные водоемы (700 га).

Изучен литологический, минералогический и химический состав отвальных пород и продуктов углеобогащения Западного Донбасса. Минеральный состав пород представлен: каолинитом (18–30%), гидрослюдой (36,0–56,0%), мусковитом (1,4–1,8%), кварцем (2,7–9,7%), карбонатом (2,9–3,0%), пиритом (до 5%). Химический состав пород представлен в таблице 1.

Для решения задачи о степени влияния отвальных пород на формирование процессов техногенного преобразования природных объектов, необходимо определить факторы и получить количественные закономерности процессов выщелачивания и миграции компонентов-загрязнителей. Отвальные породы можно дифференцировать в зависимости от величины pH водной фракции. Поэтому прежде всего оценивали химический состав водорастворимой фракции из отвальных пород Западного Донбасса.

Таблица 1

Химический состав отвальных шахтных пород и отходов углеобогащения

Оксиды	Содержание, %	
	в отвальных породах	в отходах углеобогащения
SiO ₂	53,16 – 66,16	50,86 – 52,07
TiO ₂	0,69 – 0,81	0,84 – 0,87
Al ₂ O ₃	10,63 – 14,80	15,80 – 15,83
Fe ₂ O ₃	0,07 – 0,77	0,37 – 0,51
FeO	5,74 – 7,83	4,55 – 6,86
MnO	следы – 0,17	следы
CaO	0,57 – 1,03	1,37 – 1,51
MgO	1,69 – 2,96	1,19 – 1,69
Na ₂ O	0,38 – 1,25	0,31 – 0,41
K ₂ O	1,70 – 3,25	2,22 – 2,62
SO ₂	0,46 – 1,28	–
P ₂ O ₅	0,10 – 0,14	0,08 – 0,15
n.n.n.	6,40 – 17,82	20,26 – 20,86

Как следует из минерального состава пород, водные фракции из пород должны быть нейтральными или близкими к нейтральным. Действительно, pH водных вытяжек большинства проб колеблется от 6,9 до 8,4, однако часть проб имеет pH водной вытяжки от 2,8 до 4,5.

Сравнительную оценку ионного состава водных фракций пород можно представить по величинам параметров распределения (табл. 2, 3).

Величины солесодержания водной фракции из шахтных пород значительно различаются: от 0,2 до 3,7 %. В породах с типом засоления сульфатно-гидрокарбонатным величина солесодержания не превышает 0,58 %, а для пород с сульфатно-хлоридным типом содержание солей может достигать 3,7 %. Породы отличаются не только запасом солей и величиной pH, но и качественным составом содержащихся в них солей.

Таблица 2

Параметры распределения солеобразующих компонентов в отвальных породах (pH=6,8 – 8,4)

Компоненты водной фракции из пород	Параметры распределения			
	x, %	Md	σ^2	σ
Сумма ионов	0,58	0,53	10,40	3,22
Гидрокарбонат-ион	0,03	0,03	0,04	0,19
Хлор-ион	0,05	0,05	0,08	0,29
Сульфат-ион	0,31	0,31	4,83	2,20
Кальций-ион	0,05	0,04	0,13	0,36
Магний-ион	0,02	0,02	0,03	0,16
Натрий-ион	0,10	0,09	0,61	0,78

Примечание: x - среднее арифметическое; Md - медианное значение; σ^2 - дисперсия; σ - стандартное отклонение.

Солевой комплекс отвальных пород представлен сульфатами кальция, натрия и магния, которые в сумме дают 69 – 92%. Из хлоридов во всех без исключения пробах присутствует хлорид магния (7 – 8 %), лишь в некоторых – хлорид натрия (до 15 %), наименее значимым является гидрокарбонат кальция (0,3 – 6,5 %). Преобладающее значение в породах с нейтральным значением водной фракции принадлежит сульфат-ионам и ионам натрия, а основной солью является сульфат натрия (45 %).

Таблица 3

Параметры распределения солеобразующих компонентов в отвальных породах (pH=2,4 – 4,6)

Компоненты водной фракции из пород	Параметры распределения			
	x, %	Md	σ^2	σ
Сумма ионов	1,68	1,63	0,40	0,63
Гидрокарбонат-ион	0,003	0,003	0,0003	0,005
Хлор-ион	0,03	0,02	0,0008	0,09
Сульфат-ион	1,20	1,20	0,18	0,40
Кальций-ион	0,22	0,25	0,006	0,08
Магний-ион	0,07	0,05	0,003	0,05
Натрий-ион	0,23	0,12	0,063	0,25

Особенностью пород с нейтральной реакцией водной фракции является наличие в них наряду с гидрокарбонатом кальция гидрокарбоната натрия (1,2 %) и хлорида натрия (15,0 %), который полностью отсутствует в породах с кислой реакцией водной фракции. При pH=3,5 и ниже происходит увеличение в поровом растворе сульфат-ионов и ионов магния. В солевом комплексе появляется сульфат магния (12,0 %) и увеличивается содержание сульфата кальция, в диапазоне pH от 7,4 до 3,0 его количество увеличивается в 3,5 раза.

Таким образом, в процессе современного выветривания в отвальных породах происходят процессы, формирующие различия в их химическом составе, связанные с продолжительностью пребывания пород на дневной поверхности и геоморфологическими условиями хранения отходов. Все это определяет условия термодинамического равновесия и состав выносимого вещества, а, следовательно, и экологическую безопасность отходов. Атмосферные воды после взаимодействия с отвальными шахтными породами Западного Донбасса приобретают повышенные содержания сульфатных солей натрия, кальция и магния, которые будут за счет фильтрации и смыва поступать в поверхностные, подземные воды и почвы.

Литература

1. Акинфиев Н.Н., Баронецкая Л.Д., Осмоловский И.С., Швецов В.М. Физико-химическая модель формирования состава вод отвалов горнодобывающих предприятий // *Геоэкология*. – 2001. – № 5. – С. 411 – 419.
2. Бент О.И., Иванченко В.П. Воздействие техногенной среды на здоровье населения в Украине (геохимический аспект). – *Минер. журн.*, 1999. – 21. – № 1. – С. 66 – 71.
3. Горовой А.Ф., Горовая Н.А. Геохимия твердых промышленных отходов Донбасса // *Минер. журн.* – 2001. – № 4. – С. 136 – 142.
4. Зубова Л.Г. Методика учета загрязнения территорий, прилегающих к отвалам шахт, тяжелыми металлами // *Уголь Украины*. – 2002. – № 6. – С. 39 – 40.
5. Калабин Г.В., Мазухина С.И., Малиновский Д.Н., Сандимиров С.С. Исследование процессов выветривания минеральных отходов добычи и переработки апатито-нефелиновых руд // *Геоэкология*. – 2000. – № 1. – С. 111 – 116.
6. Коржнев М.М., Мищенко В.С., Шестопалов В.М., Яковлев Е.О. Концептуальні основи поліпшення стану довілля гірничодобувних регіонів України. – К.: РВПС України, 2000. – 75 с.

РТУТЬ В ПОЧВАХ

Л.А. Петрова

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.А. Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Почвы являются сложными многокомпонентными системами, в формировании которых принимали участие и живые организмы, являются неотъемлемой частью среды обитания человека.

Во многих случаях технологические процессы вышли из-под контроля, и происходит стремительное накопление нехарактерных химических веществ, не находящихся в естественном равновесии с природной средой (окислы азота, бензапирен, свинец, ртуть и др.).

В окружающей среде ртуть (Hg) – малораспространенный элемент, однако наиболее опасный для живых организмов. Ртуть накапливается в почве, мигрирует по пищевым цепям, принимает участие в сложных биологических процессах, вызывая специфические отравления и заболевания у человека и животных. Особенно токсичными для живых организмов являются восстановленные и органические соединения ртути. Ртуть влияет на иммунитет, генеративную функцию и потомство, обладает мутантным действием.

Основными антропогенными источниками поступления микроэлементов в почву являются: выпадение тяжелых металлов, 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.

Ртуть относится к 1-ому классу опасности – чрезвычайно токсичные. Симптомы токсичности проявляются при концентрации в почве меньше 1 мг/кг. Среднее содержание элемента в ноосфере составляет 0,18 мг/кг, ПДК – 2,1. Средняя величина накопления ртути в почвогрунтах г. Томска определена на уровне 0,4 мг/кг, что выше в 4,4 раза фоновых содержаний в почвах Томской области.

Анализ данных свидетельствует о превышении загрязнения города в 2 раза и более по сравнению с Томской областью такими элементами, как Hg, Pb, Zn, Co, Mo, Ba, W, Sr, Ag, Se, Bi. Однако на фоне общей загрязненности каждый микрорайон и район г. Томска характеризуется своим специфическим набором микроэлементов. «Геохимическое лицо» Кировского района представлено вольфрамом, молибденом, оловом, ртутью. Внутри районов отчетливо просматриваются микрорайоны с высокими содержаниями химических компонентов в почвах, для Заисточья характерна ртуть (Советский р-н) – 0,99 мг/кг.

Содержание ртути (мг/кг) в почвах районов Томской области: Кожевниковский – 0,09, Шегарский – 0,10, Томский – 0,08, Степановский совхоз – 0,061, совхоз «Томь» – 0,074, Бакчарский – 0,09, Зырянский – 0,10, Асиновский – 0,13, Первомайский – 0,12, Кривошеинский – 0,09, Чаинский – 0,10, Молчановский – 0,14, по Томской области – 0,09.

Содержание ртути (мг/кг) в почвах Кировского района г. Томска: Басандайка – 0,37, ул. Мокрушина – 0,54, Степановка 2 – 0,43, Степановка 1 – 0,54, пл. Южная – 0,19, ул. Учебная – 0,10, Московский тракт – 0,33, ул. Красноармейская – 0,11.

Основными источниками загрязнения является производство люминесцентных ламп, измерительных приборов (манометры, барометры), ртутных выпрямителей. Определенное количество этого металла поступает в воздух также при сжигании органического топлива, эксплуатации ртутьсодержащих ламп, измерительных приборов и другого оборудования. Присутствует ртуть и в выбросах металлургических производств, так как она является сопутствующим компонентом большинства руд.

В г. Усть-Каменогорске (Республика Казахстан) в районе территории отвалного хозяйства (ТОХ) УК МК почвы загрязнены на порядок – два порядка выше уровней ПДК для почв. По величине суммарного загрязнения токсичными компонентами даже за пределами зоны санитарной защиты состояние почв оценивается от чрезвычайного до бедственного.

В районе ТОХ УК МК наблюдения за состоянием почвогрунтов производились по шести наблюдательным постам, имеет место превышение ртути по ПДК (максимальные показания – 2,9 мг/кг).

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.

Таким образом, геохимическая ситуация в городах Томск и Усть-Каменогорск, требует пристального внимания специалистов и принятия ряда первоочередных мер.

Работа состоит в том, чтобы выявить содержание тяжелых металлов (в частности ртути) в почвах г. Томска и г. Усть-Каменогорска. На основе полученных данных составить карту распределения ртути и разработать программы по нормализации геохимической ситуации. Для этого, прежде всего, необходимо обеспечить инвентаризацию и снижение поступления тяжелых металлов в окружающую среду, проведя экологическую паспортизацию всех промышленных предприятий.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СЕТИ МОНИТОРИНГА ПОЛИГОНОВ ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ (ТБО) В РАМКАХ ЭКОЛОГО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.

И.И. Подлипский

Научный руководитель профессор В.В. Куриленко

Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Одним из основных способов организации проведения эколого-геологических исследований на объектах складирования ТБО, является построение и обоснование необходимости сети комплексного локального (для конкретного антропогенного объекта и его воздействия на качество среды) эколого-геологического мониторинга (ЭГМ).

Современная экологическая наука, в связи с междисциплинарной направленностью и необходимостью введения аспекта охраны природной среды во многих областях человеческой деятельности, обладает целым спектром различных направлений в рамках единой системы экологического мониторинга. Поэтому рационально проводить классификацию методических подходов в рамках отдельных наук и научных направлений. Так в рамках экологической геологии по методам ведения принято выделять [1]:

биоэкологический мониторинг (биологический, биохимический, радиоэкологический);

геоэкологический мониторинг (геохимический, биогеохимический, геофизический, радиогеоэкологический);

социоэкологический мониторинг (медицинский, санитарно-гигиенический, психологический).

Система **комплексного локального эколого-геологического мониторинга** (ЭГМ) создается в целях объединения выше перечисленных отдельных видов мониторинга, для разработки **эколого-геологической базы данных**, а также оценки и прогноза состояния *экогеосистем*.

В настоящее время существует большое количество различных типизаций и классификаций экологического мониторинга в целом. Так, например, экологический мониторинг может быть разделен на:

– мониторинг антропогенного источника – современного геологического тела полигона ТБО (совокупность структурных элементов, обеспечивающих организацию и осуществление на единой методической основе измерительных и информационных комплексов для наблюдения за источниками антропогенного воздействия в районе их расположения и воздействием этих источников на окружающую среду);

– мониторинг состояния среды.

Приведенное деление позволяет рассмотреть по отдельности компоненты системы «полигон – природные экогеосистемы», раскрыть механизмы воздействия объектов исследования на состояние окружающей природной среды и разработать методы по контролю и управлению воздействием (рис.).

Рассмотрим более подробно, что относится к видам (типам, группам) мониторинга на представленном выше рисунке.

Мониторинг источника антропогенного воздействия является обязательной частью как экологического (мониторинг экологически значимых параметров) так и технологического (мониторинг технологического цикла) приемов контроля. Для полигонов ТБО система наблюдения должна состоять из контроля состояния основных компонентов:

- мониторинг твердой компоненты (морфологический и гранулометрический составы, физические характеристики – температурный мониторинг);
- мониторинг жидкой компоненты (качественный и количественный состав жидкой фазы ТБО);
- мониторинг газовой компоненты ТБО (интенсивность, локализация и состав газогенерации техногенного свалочного грунта);
- мониторинг биологической компоненты ТБО (исследование состава, численности и оптимальность условий жизни бактериального сообщества массы смешанного мусора).

Вторая часть системы комплексного ЭГМ тоже неоднородна и состоит из 2-х блоков:

- обязательный блок;
- инвариантный (изменяющийся в зависимости от объекта и наблюдаемых параметров) блок.

Обязательный блок является необходимым для любого типа антропогенного объекта и состоит из методов и подходов наблюдения за состоянием сред окружающей экогеосистемы (воздушный мониторинг, мониторинг водных ресурсов, почвенный мониторинг и т.д.). Кроме того, в состав рассматриваемого блока входит комплекс социоэкологического мониторинга, который направлен на регистрацию гигиенических, санитарно-эпидемиологических и др. параметров среды и человеческой популяции.

В состав инвариантного блока входят биологические методы мониторинга наиболее чутко и оперативно реагирующих на определенный набор параметров и характеристик (например, раннюю диагностику потери целостности систем защиты окружающей среды), а также представляющих комплексную оценку состояния природных экогеосистем.

Таким образом, разработанные рекомендации позволяют сделать системы мониторинга полигонов ТБО более чувствительными к положительным или отрицательным изменениям качества среды экогеосистем.



Рис. Схема соподчинения отдельных методов мониторинга комплексного ЭГМ полигонов ТБО и др. антропогенных объектов

Литература

1. Куриленко В.В., Хайкович И.М. Экогеологический и радиоэкогеологический мониторинг и их место в системе экомониторинга окружающей среды / Школа экологической геологии и рационального недропользования: Материалы пятой Межвузовской студенческой научной конференции / Под ред. В.В. Куриленко и В.Т.Трофимова. – СПб: Изд-во СПбГУ, 2003.

СПОСОБ БРИКЕТИРОВАНИЯ ИЛОВ И ШЛАМОВ СТОЧНЫХ ВОД**М.В. Потокина**

Научный руководитель профессор В.В. Сенкус

*Новокузнецкий институт Кемеровского государственного университета,
г. Новокузнецк, Россия*

С ростом численности населения возрастают масштабы производственной деятельности, поэтому проблема оптимизации взаимодействия человека и природы является актуальной и ее решение имеет большое значение для улучшения качества окружающей среды. В настоящее время наибольшую технологическую и экологическую сложность представляет не очистка сточных вод, а проблема обработки и утилизации их твердой фазы, которая решается с помощью технологии брикетирования илов и шламов сточных вод. Брикет из ила и/или шлама могут быть использованы в качестве восстановителей плодородного слоя при рекультивации нарушенных земель. Существует большое количество способов брикетирования шлама и ила, но они обладают рядом недостатков, которые затрудняют их использование.

Например, в работе [1] рассматривается способ рекультивации земель минерально-органической смесью на основе кварц-глауконитового песка, сущность которого заключается в следующем. Минерально-органическая смесь на основе кварц-глауконитового песка, нанесенная на подготовленную поверхность с сапропелевой массой в весовом соотношении 70-80:20-30 для рекультивации нарушенных земель, содержащая активные вещества. Технология отличается тем, что для формирования плодородного слоя на рекультивируемых землях, используются активные вещества в кислотно-растворимой форме, доступные для растений в следующих соотношениях, %: P_2O_5 – 3,05-5,50; K_2O – 2,25-4,5; SiO_2 – 50,0; MgO – 0,5-1,5; CaO – 4,2-9,5; MnO – 0,1-0,2; Na_2O – 0,1-0,12; Al_2O_3 – 0,9-5,5; Fe_2O_3+FeO – 6,3-12,0; органика – 2,5-4,5. Недостатком способа является сложность рецептуры и необходимость ее контроля.

В работе [2] рассматривается способ обработки биоорганических шламов необработанных или подвергнутых обработке, позволяющий на неограниченный период времени и независимо от климатических условий добиться получения нерастворимых осадков за счет создания значительной популяции микроорганизмов. Обезвоженный шлам, который не подвергался обработке, а также пастеризованный или стерилизованный шлам, находящийся в жидком состоянии, т. е., содержащий 12-30 % твердых веществ, или в твердом состоянии, т.е. содержащий 30-60 % твердых веществ, смешивают с щелочным адсорбционным веществом для удаления запаха и увеличения процентного содержания твердых веществ, доводят рН до мягких щелочных условий и регулируют ионную проводимость, которая способствует быстрому созреванию штамма после ввода его в благоприятную микробную флору. Процесс обработки снижает величину рН, обработанного щелочью, в частности часто, имеющей величину рН более 12, до физиологически приемлемого значения в интервале 7,0 - 9,5 или повышает значение рН, обработанных кислотами шламов до уровня, на котором получают развитие микроорганизмы, обеспечивающие стабилизацию. Для облегчения протекания карбонизации и общего процесса сушки смеси может подводиться тепло. Гранулированный продукт, благодаря своей активной популяции микроорганизмов полезен в качестве сельскохозяйственного продукта или для внесения в верхние слои почвы. Недостатками способа являются сложность поддержания температурных режимов для сохранения штамма и необходимость сушки брикетов.

В работе [3] рассматривается способ получения субстрата для рекультивации нарушенных земель, который получают путем компостирования обезвоженного ила с измельченной древесной корой, взятых в весовых соотношениях (0,5-1,5):1. Компост после укладки на рекультивируемую поверхность засыпают сверху слоем песка или почвы толщиной 5-10 см. Способ позволяет увеличить продуктивность культурного фитоценоза и одновременно улучшить санитарно-экологические свойства субстрата за счет изменений в нужных направлениях рецептур компостов из ила и коры.

В работе [4] рассматривается способ рекультивации нарушенных земель, с целью улучшения агрохимических свойств и биологической активности почвогрунтов и сокращения срока прорастания семян. Нарушенные земли, образованные в результате ведения горных работ, разравнивают, проводят их планировку и удаляют камни. На специальной площадке готовят смесь из угольных отходов, древесных опилок и семян. Семена предварительно (за сутки до приготовления смеси) замачивают в препарате гуминовых кислот, инокулированном штаммом *Azotobacter chroococcum* K-1 № 34. Приготовленную смесь перемешивают и разбрасывают по поверхности нарушенных земель с последующим боронованием.

В работе [5] рассматривается способ подготовки шихты из жидких шламов для последующего брикетирования, сущность которого заключается в смешивании компонентов шихты и осуществляют путем подачи в струю сливающихся шламов угольной пыли, извести и золы-уноса теплоэлектростанций, а повторное перемешивание отбираемой увлажненной шихтовой массы осуществляют с одновременным введением в зону отбора дополнительного количества золы-уноса, увлажненной до 4-6 %, и составляющей 40-50 мас.% от 100 мас. отбираемой шихты, шихтовые компоненты на первой стадии смешивания вводят в шлам в количестве (на 100 мас.% шлама), мас. %: зола-унос 40-50; известь 15-20; угольная пыль до 7, при этом осуществляют периодическое смешение слива, изменяя направленность и длину сливной трубы. Недостатком способа является сложность транспортировки смеси.

В работе [6] рассматривается способ получения брикетов, который относится к области переработки отходов химической водоочистки тепловых электростанций методом брикетирования для использования в металлургической промышленности, строительстве и в сельском хозяйстве. Способ получения брикетов заключается в

том, что в качестве исходного материала используют карбонатный шлам химводоочистки ТЭЦ с влажностью 12-16 %, а прессование осуществляют при давлении 300-350 кг. Способ позволяет по упрощенной и экономичной технологии брикетирования без связующего получить брикеты с более высокими потребительскими свойствами и экологическими параметрами. Недостатком способа является небольшое количество органики в составе брикета, что затрудняет его применение при рекультивации земель.

В работе [7] рассматривается способ обработки органических осадков сточных вод. Сырой органический осадок смешивают с избыточным активным илом при соотношении от 1:1 до 1:3 и осуществляют многократную кавитационную обработку смеси в течение 9-12 ч с числом циркуляционных циклов 3-10 при числе кавитации 0,01-0,05 совместно с аэробной стабилизацией и эжекционной аэрацией. В смесь сырого осадка с избыточным активным илом добавляют надиловую воду в количестве 1/3 объема обрабатываемой смеси. Обработанный осадок уплотняют и выгружают из нижней уплотненной части в количестве 1/3 объема обработанной смеси. Технический эффект – повышение экономичности процесса обработки органических осадков сточных вод из-за сокращения времени обработки, энергоемкости, простоты применяемого оборудования, возможность использования полученного продукта в качестве органоминерального удобрения из-за перевода биогенных веществ из иловой воды в твердую фазу обработанной смеси и доведение солей тяжелых металлов до безопасного природного состояния без применения дополнительных реагентов. Недостатком способа являются сложность технологии его реализации.

В работе [8] рассматривается способ брикетирования высоковлажных шламов. Шламы подвергают первичному обезвоживанию, подсушивают с подогревом в смесителе с сухим порошком до формовочной влажности, порошок получают прокалкой части шламов из смесителя с возвратом ее в голову процесса, сухой порошок объединяют со шламами на ленте питателя до смесителя, дозируя шламы на порошок в виде «слоеного пирога», причем порошок дозируют на ленту питателя горячим непосредственно из прокалочного устройства, слоеную массу на ленте питателя активно вентилируют. Положительный эффект: повышение технологичности за счет совмещения операций сушки и транспортировки шламов, снижение энергоемкости за счет утилизации тепла порошка, засыпаемого на ленту транспортера под слой влажного шлама. Недостатком изобретения является необходимость прогрева смеси до необходимой влажности.

Задачей настоящей работы является снижение затрат и повышение производительности труда при изготовлении, хранении, транспортировке и утилизации брикетов, а ее решение заключается в следующем. В смеситель загружают обезвоженный осадок сточных вод представляющий илы и шламы взвешенных частиц с влажностью 20-30 %, куда добавляют 3 % гашеной извести для нейтрализации кислотности и подавления запаха, 27 % опилок, измельченных отходов древесины и/или соломы вводят для поддержания жизнедеятельности штаммов ила и шлама, которая развивается при насыщении влагой и повышении гумусовой составляющей брикетной массы, а так же 20 % золы – уноса ТЭЦ и/или измельченного шлака котельных, обладающих вяжущими свойствами, которые связывают влагу обезвоженного остатка, обеспечивая благоприятный режим прессования брикетов нужной формы. Полученную массу брикетируют и/или гранулируют под давлением 60-100 кг/см², а брикеты с влажностью 10-15 % обрабатывают в течение 3-4 минут в печах СВЧ, что позволяет снизить влажность и обезвредить микрофлору. Затем брикеты пакуют в водонепроницаемую тару, что обеспечивает удобство транспортировки и внесения их в почву с последующим их растворением в ней.

Литература

1. Заявка 2000100521/12 Россия МПК C05G3/04. Способ рекультивации земель минерально-органической смесью на основе кварц-глауконитового песка. Вознесенский В.Н., Маковский А.Н., Лядов В.В. и др. Заявлено 10.01.2000. Оpubл. 10.11.2001. Бюл. № 7. – 6 с.
2. Заявка 94044319/25 Россия МПК C02F11/14. Способ обработки биоорганических шламов необработанных или обработанных шламов сточных вод. Джеффри С.Бернхэм [US]. Заявлено 20.12.1994. Оpubл. 10.03.1997. Бюл. № 11. – 8 с.
3. Заявка 94004234/15 Россия МПК A01B79/02. Способ получения субстрата для рекультивации нарушенных земель. Коровкин А.С., Врублевский В.С., Коровкин В.А. и др. Заявлено 16.02.1994. Оpubл. 20.12.1995. Бюл. № 14. – 5 с.
4. Пат. 1730742 Россия МПК A01B79/02. Способ рекультивации нарушенных земель. Красавин А.П., Катаева И.В., Хорошавин А.Н., Арсенов Г.П. Заявлено 30.04.1994; Оpubл. 20.12.1995. Бюл. № 5. – 9 с.
5. Пат. 1822584 Россия МПК C22B1/00. Способ подготовки шихты из жидких шламов для последующего брикетирования. Уранов Ю.Н., Коротков Ю.А., Адамович В.И., Морозов А.А., Воронина Н.Д. Заявлено 11.01.1991. Оpubл. 1997. 1995.08.09. Бюл. № 17. – 10 с.
6. Пат. 2105043 Россия МПК C10L5/48. Способ получения брикетов. Бейлин Я.Л., Москалина Ф.Н., Розенфельд А.А. и др. Заявлено 27.03.1996. Оpubл. 20.02.1998. Бюл. № 8. – 6 с.
7. Пат. 2210550 Россия МПК C02F11/02. Способ обработки органических осадков сточных вод. Стёпкин А.А., Стёпкина Ю.А. Заявлено 24.12.2001. Оpubл. 20.08.2003. Бюл. № 13. – 4 с.
8. Пат. 92005273 Россия МПК C 10 В 53/08. Способ подготовки к брикетированию высоковлажных шламов. Черников П.И., Родионов В.В., Лурий В.Г., Терентьев Ю.И. Заявлено 16.09.1994. Оpubл. 27.08.1997. Бюл. № 8. – 6 с.

МЕТОД ОЦЕНКИ ПЛОТНОСТИ ПОТОКА РАДОНА НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЙ ОБЪЕМНОЙ АКТИВНОСТИ В ПОРОВОМ ВОЗДУХЕ

Г.А. Раменская

Научный руководитель доцент Н.К. Рыжакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постановка задачи.

В соответствии с нормативными документами в строительстве [1] радоноопасность территории застройки у нас в стране определяется по измеренным значениям плотности потока радона с поверхности грунтов (ППР). Однако, как показали исследования, достоверность таких оценок вызывает много вопросов [2]. Это связано как с большими вариациями ППР, так и с методиками измерения этой величины.

На территориях с фоновым радоновым полем (где отсутствуют глубокие разломы и трещины слагающих пород) при оценках потенциальной радоноопасности целесообразно использовать методы математического моделирования [4]. В частности, средний уровень радоновой нагрузки на подземную часть здания можно рассчитать на основе диффузионной модели переноса, если известны основные параметры моделирования – эффективный коэффициент диффузии D_e , коэффициент эманирования K_{em} , содержание радия в грунтах, плотность и пористость грунтов. Однако, измерение коэффициентов диффузии и эманирования известными способами представляет достаточно трудоемкую задачу. К тому же эти параметры в сильной степени зависят от физического состояния грунтов (например, от влажности), а эффективный коэффициент диффузии зависит еще и от атмосферных условий – давления, температуры [4], что приводит к необходимости измерения их в натуральных условиях [4]. Задача о количественной оценке радона, выделяющегося за счет диффузии с поверхности грунта, существенно упрощается, если наряду с диффузионной моделью переноса использовать значения поровой активности, измеренные на двух, отличающихся в два раза глубинах. В этом случае параметры диффузионной модели: эффективный коэффициент диффузии D_e [5] и коэффициент эманирования K_{em} [6], а также плотность потока радона можно определить на основе решения диффузионного уравнения для однородной среды по следующим формулам:

$$K_{em} = \frac{A_1 \cdot \eta}{\left(2 - \frac{A_2}{A_1}\right) \cdot A_{Ra} \cdot \rho_d}, \quad (1)$$

$$D_e = \frac{\lambda \cdot h_1^2}{\left[\ln\left(\frac{A_2}{A_1} - 1\right)\right]^2}, \quad (2)$$

$$ППР = D_e \cdot \eta \cdot \frac{\partial A}{\partial z} = K_{em} \cdot \rho_d \cdot A_{Ra} \cdot \sqrt{D_e \cdot \lambda} = \frac{\lambda \cdot h_1 \cdot A_1 \cdot \eta}{\left(2 - \frac{A_2}{A_1}\right) \cdot \left[\ln\left(\frac{A_2}{A_1} - 1\right)\right]^2}, \quad (3)$$

где ρ_d – плотность сухого грунта, кг/м³, η – пористость среды, которая определяет долю объема грунта, приходящуюся на заполненные воздухом поры; $\lambda = 2,1 \cdot 10^{-6}$ 1/с – постоянная распада радона; A_{Ra} – удельная активность радия в образце грунта, Бк/кг; A_1 и A_2 – поровая активность радона, измеренная на двух разных глубинах h_1 и h_2 , различающихся в два раза, Бк/м³; $h_2 = 2h_1$. Следует отметить, что при таком подходе в определении ППР не требуется измерять не только коэффициенты диффузии и эманирования, но и содержание радия в грунтах.

Методика измерения и результаты.

Измерения поровой активности проводили трековыми детекторами и радиометром РРА-01М-03 в летние периоды на четырех площадках г. Томска. Для получения наиболее точных результатов глубина измерений h_2 составляет 1,5-2 длины диффузии. На глубинах порядка единиц длин диффузии поровая активность достаточно сильно меняется с глубиной, причем зависимость имеет нелинейный характер. На малых глубинах эта зависимость близка к линейной, когда формулы (1-2) для расчета коэффициента эманирования, эффективного коэффициента диффузии и плотности потока радона не работают. На глубинах, превышающих $4d$, поровая активность меняется слабо, что может привести к большой погрешности в определении параметров. Для исследованных рыхлых глинистых грунтов г. Томска (супеси, суглинки) рекомендуемые глубины h_1 и h_2 составляют соответственно (40-60) см и (80-120) см. На выбранных площадках специальным инструментом бурили шпуров диаметром 5,5 см, расстояние между шпурами – не более 50 см. В оба шпура одновременно помещали пассивные трековые детекторы или пробоотборники, затем шпур герметично закрывали сверху, присыпая землей. Время экспозиции для трековых детекторов составляло трое – четверо суток, а при использовании радиометров – один сутки. Следует отметить, что используемая методика измерений поровой активности позволяет сгладить суточные колебания измеряемой величины. Одновременно с измерениями поровой активности проводили отбор проб грунта для определения его физических характеристик: плотности, пористости, влажности и содержания радия в грунтах.

Измерения содержания радия проводили с помощью германиевого детектора типа ДГДК-100В с чувствительностью 200 мм² и разрешением 3 кэВ на линии кобальта 1332 кэВ. Защиту детектора обеспечивает низкофоновая камера (НФК), которая представляет собой комбинированную защиту в виде последовательного набора

слоев из защитных материалов: свинца, стали, алюминия. НФК имеет форму параллелепипеда с внутренними размерами (285×285×450)мм³. Основной защитный материал – свинец толщиной 100 мм во всех направлениях относительно детектора. Для уменьшения вклада в аппаратурный спектр моноэнергетической линии характеристического рентгеновского излучения от свинца внутренняя поверхность камеры облицована 10 мм слоем стали и 10 мм слоем алюминия. Подставка под НФК, в которую помещен сосуд Дьюара с жидким азотом, также облицована 50 мм свинца.

Высушенную до постоянной массы пробу грунта помещали в герметично закрытые сосуды Маринелли с рабочим объемом 1 л и выдерживали в течение ~ 14 дней до установления радиоактивного равновесия между радием и продуктами его распада. Удельное содержание ²²⁶Ra определяли по линиям дочерних продуктов распада радона: 295 кэВ и 351 кэВ, принадлежащим ²¹⁴Pb, и линии 609кэВ, принадлежащей ²¹⁴Bi.

В таблице представлены результаты измерений поровой активности радона на двух глубинах h_1 и h_2 , содержание радия в грунтах, плотность, пористость и влажность грунтов, а также результаты расчета плотности потока радона. При расчете ППР использованы усредненные по глубине значения пористости и плотности грунта. Из приведенных в таблице данных видно, что наименьшие значения плотности потока радона соответствуют наиболее плотным и влажным грунтам (площадка № 4).

Заключение.

Предложен новый метод оценки плотности потока радона с поверхности грунта, который основан на измерении активности радона в пространстве пор грунта на двух, отличающихся в два раза глубинах. Рекомендуемые глубины измерения составляют единицы длин диффузии.

Достоверность получаемых оценок средних значений плотности потока с поверхности грунта выше, чем при непосредственных измерениях ППР, так как поровая активность на рекомендуемых глубинах измерения в меньшей степени подвержена влиянию изменяющихся атмосферных условий [3]. Использование предлагаемого метода дает возможность существенно снизить трудоемкость проведения оценок радоноопасности территорий застройки, так как расчет количества выделяющегося из грунта радона проводится без предварительного измерения коэффициентов диффузии и эманирования, а также измерения содержания радия в грунтах.

Таблица

Измеренные значения поровой активности радона, физические характеристики грунтов и результаты расчета плотности потока радона

№ площад-ки	Глубина измерения поровой активности h_1 и h_2 , м	$A_{Rn}(h)$, кБк/м ³	$A_{Ra}(h)$, Бк/кг	$\rho_{об}$ г/см ³	η , отн. ед.	W, %	ППР, мБк/(с·м ²)
1	0,6	1,4±0,4	24±6	1,25	0,52	14	6,8±2,0
	1,2	2,2±0,6		1,29	0,52	16	
2	0,5	1,7±0,4	15±4	1,01	0,61	2	5,2±1,6
	1	2,6±0,7		1,24	0,51	9	
3	0,6	1,8±0,5	27±7	1,32	0,47	9	4,3±1,3
	1,2	2,7±0,7		1,45	0,43	15	
4	0,45	1,9±0,5	24±6	1,95	0,28	14	0,7±0,2
	0,9	2,6±0,7		2,09	0,23	11	

Основное ограничение метода заключается в том, что «активный» слой грунта (т. е. слой, из которого радон выходит на поверхность грунта) должен быть достаточно однородным по глубине. При оценке радоноопасности территорий застройки это ограничение не является существенным, так как основания зданий располагаются обычно на глубинах 1-3 метра, в то время как наиболее значительные изменения физических характеристик грунтов (исключая техногенные) по глубине наблюдаются в приповерхностном почвенном слое толщиной ~ (0,5-0,6) м [4].

Литература

1. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99). СП 2.6.1.799. – 99; Минздрав РФ, 2000.
2. Микляев П.С. “Что делать?” или “Радоновый кризис” в радиационных изысканиях // АНРИ. – 2005. – № 3. – С. 60 – 64.
3. Регистов В.В., Бердников П.В. Результаты совместных измерений объемной активности радона в почвенном воздухе и плотности потока радона с поверхности на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области // АНРИ. – 2001. – № 4. – С. 34 – 37.
4. Рыжакова Н.К. К вопросу о моделировании переноса радона через пористые среды // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геоэкология. – 2009. – № 1. – С. 80 – 84.
5. Пат. Ru 2332687 С1. Способ определения эффективного коэффициента диффузии радона в почвогрунтах. Рыжакова Н.К. Заявлено 14.05.2007; Опубликовано 27.08.2008, Бюл. № 24.

6. Пат. Ru 2239207 С1. Способ измерения коэффициента эманирования радона-222 в почвогрунтах. Рыжакова Н.К., Яковлева В.С. Заявлено 30.07.2004; Оpubл. 27.10.2004, Бюл.№ 30.

ВОЗДЕЙСТВИЕ ЛЕСОЗАГОТОВИТЕЛЬНОГО И ЛЕСОПИЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ

Д.И. Редькина

Научный руководитель доцент Н.А.Осипова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью настоящей работы является изучение влияния деревоперерабатывающей отрасли на компоненты природных сред и здоровье работающего персонала. Действительно, при механической обработке древесных материалов в результате воздействия на них режущего или шлифовального инструмента образуются древесные частицы – кусковые, отщепы, стружка, опилки, пыль. С другой стороны, функционирование деревоперерабатывающего предприятия связано с выбросом в окружающую среду машинных масел, нефтепродуктов, продуктов сгорания топлива непосредственно при работе машинных аппаратов, слесарных инструментов и т.д.

Предприятие по переработке леса расположено в Первомайском районе Томской области. В 850 м от производственной базы расположен жилой поселок. Вокруг территории предприятия на северо-западе и юге расположены земли Гослесфонда. На северо-востоке находится водоохранная зона р. Улу-Юл, предприятие расположено за пределами водоохранной зоны. На территории леспромхоза находится котельная, два гаража, в одном из которых размещены: участок механической обработки металла, аккумуляторный и сварочный участок, кузница. В пределах территории предприятия расположена АЗС, для заправки собственного транспорта.

Влияние деятельности предприятия на атмосферу может заключаться в выделении загрязняющих веществ в процессе испарения отработанного масла во время его хранения, при сливе кислоты аккумуляторной серной отработанной, в процессе испарения нефтепродуктов, при сливе топлива и масел из автоцистерны в резервуары, заправки топливных баков автотранспортных средств, а также в период хранения нефтепродуктов.

Воздействие на подземные и поверхностные воды возможно при попадании отходов или продуктов их разложения в поверхностные стоки. Отработанные масла и обтирочный материал, при неправильном хранении, длительном контакте с грунтом или при воздействии атмосферных осадков, могут проникнуть в грунтовые воды.

Загрязнение почвы в процессе хранения отходов может происходить при проливах и размывании отходов под действием осадков. Воздействие на почву заключается в неорганизованном сбросе на рельеф отходов от мойки автотранспорта.

В результате загрязнения атмосферного воздуха и непосредственно снежного покрова в снеге накапливаются вредные химические соединения различного происхождения и природы. Индикатором качества окружающей среды является состояние снежного покрова. Действительно, снег как губка впитывает в себя атмосферные загрязнители как во время образования снежинок, так и в процессе загрязнения уже выпавшего снега. В результате концентрация загрязнителей оказывается в нем на 2-3 порядка выше, чем в атмосферном воздухе.

Для исследования отбирались пробы снега (твердого осадка) и талой снеговой воды. Отбор и анализ проб проводили согласно известным стандартным методикам. Состав твердого осадка изучали на микроскопе с увеличением в 35 раз. Микроскопические исследования проводили на лабораторном поляризационном микроскопе Axioskop 40 Pol (Carl Zeiss) с системой распознавания изображения AxioVision 4.

В талой снеговой воде определяли содержание компонентов: нитрит-ионов - методом фотоколориметрии, щелочности, окисляемости, хлорид-ионов и ионов кальция – методом объемного титрования. Кислотность среды определяли на потенциометре «Анион 4100», электропроводность – кондуктометрическим методом с помощью портативного прибора - кондуктометра. Результаты исследования талой снеговой воды приведены в таблице.

Таблица

Исследование проб снеготалой воды

	Место отбора пробы	рН	Электропроводность, мS/см	Щелочность, мг/л	Окисляемость, мг/л	Содержание ионов, мг/л		
						Ca ⁺²	NO ₂ ⁻	Cl
1	Нижний СкладПос.Улу-Юл	5,9	2	35,2	0,96	менее 1	0,08	5,7
2	На расстоянии 200 м от Нижнего Склада	5,6	3	35,2	3,84	менее 1	0,11	7,1
3	На расстоянии 400 м от Нижнего Склада	10,2	5	105,6	5,12	менее 1	0,17	25,6
4	Фоновая проба	5,9	2	30	0,8-1,2	менее 1	0,05	13,5

Сравнение полученных результатов с усредненными данными по химическому составу незагрязненного снега показывает незначительное его загрязнение по некоторым показателям Состав снежного покрова меняется с расстоянием от источника загрязнения. Информативным является показатель величины рН снеговых вод. В обычном (незагрязненном) состоянии он изменяется от 5,5 до 5,8. Нами зафиксировано более высокое значение

pH в пробе, взятой на расстоянии 400 м от котельной. Слабощелочная и щелочная среда связана с выпадением зольных частиц, повышающих pH снеговой воды.

Это подтверждается более высоким значением щелочности, что связано с наличием солей, дающих при гидролизе щелочную реакцию, либо с наличием оксидов, гидратирование которых приводит к образованию оснований. Именно наличие этих солей в выбросах котельных и приводит к сдвигу pH в сторону более высоких значений. В природной обстановке масса твердых частиц при контакте с водой гидратируется. При этом гидратирование основных оксидов – компонентов золошлаковых отходов дает сильно щелочную реакцию, поэтому снеговые воды, контактирующие с твердым веществом выбросов, имеют сильную щелочную реакцию, по некоторым данным, до pH=11,5.

Значение электропроводности очень низкое и мало отличается от значения фоновой пробы. Это подтверждает тот факт, что снеговые воды – слабо минерализованные растворы.

Перманганатная окисляемость показывает наличие органических загрязнителей, которые можно обнаружить по объему затраченного перманганата калия на их окисление. Чем больше окисляемость, тем выше концентрация органических загрязнителей в снеге. Повышенное значение этого показателя может свидетельствовать о выбросе нефтепродуктов, отходов от мойки, прямо на рельеф.

Также был исследован твердый осадок снега, в котором были обнаружены в больших концентрациях древесные опилки и органические составляющие, в более малых концентрациях были обнаружены кварц, смола, калиевый полевой шпат и уголь. Кварц – компонент строительных материалов – обнаружен в тех пробах, которые отбирались непосредственно у дороги, а уголь найден только в той пробе, которая отличается от всех остальных высокой щелочностью.

Во всех процессах деревообработки, кроме шлифования и полирования, вращающийся режущий инструмент станка сообщает древесным частицам значительную скорость вылета, что приводит к загрязнению рабочего места и воздуха в рабочей зоне. Мелкие частицы древесных опилок образуются при обработке различных лесоматериалов и изделий из них. Европейское агентство по безопасности и охране труда (European Agency for Safety and Health at Work) привлекло 49 экспертов из 21 европейской страны для прогнозирования наиболее значимых рисков, влияющих на безопасность труда и здоровье работающих. Эксперты выделили наиболее значимые существующие и новые опасные риски. По разработанной экспертами 5-балльной шкале опасности предполагаемый риск от воздействия древесной пыли составляет 3,29. Он ниже, например, чем от воздействия дизельных выхлопов (4,02), искусственных минеральных волокон (3,96), и т.д. Однако из-за высоких уровней древесной пыли в воздухе рабочей зоны древесная пыль расценивается экспертами как приоритет при оценке риска здоровью.

Древесные опилки могут нанести вред здоровью и, кроме того, взрывоопасны. Чем мельче частицы пыли, тем дольше они находятся в воздухе в виде аэрозоля и тем легче в процессе дыхания попадают в организм человека. Форма пылевых частиц обуславливает скорость их оседания, а также степень вредного воздействия. Пылевые частицы с зазубренными острыми краями (металлическая, минеральная пыль) оседают медленнее и в большем количестве попадают в дыхательные пути. При этом они могут травмировать слизистые оболочки. Вдыхание опилок и древесной пыли может привести к следующим расстройствам здоровья: кожным заболеваниям, затруднениям носового дыхания, астматическим симптомам, а также к заболеванию редким типом рака – раком носа. Древесные опилки являются побочным продуктом промышленного производства и им невозможно найти замену. Риски для здоровья при вдыхании древесных опилок следует оценивать как для работающего персонала, так и для населения. Предприятия подобного профиля организуются непосредственно в местах компактного проживания людей, обслуживающих их инфраструктуру, поэтому населения в полной мере подвержено такому же воздействию.

Таким образом, методами анализа снеготалой воды и твердого осадка снега в работе показано воздействие деятельности дерево-перерабатывающего предприятия на компоненты природных сред. Источниками воздействия являются как основное производство, так и сопутствующие производственные процессы заправки автотранспорта, теплоэлектроснабжения, подготовки слесарного инструмента. пылеаэрозольные выпадения, загрязнение снежного покрова нефтепродуктами и частицами от сгорания угля. Но характеризуя деятельность лесопромышленного комплекса, необходимо отметить, что предприятия должны проводить работы по возобновлению лесного ресурса именно в зонах валки. Рассматриваемое предприятие такую деятельность осуществляет, высаживает темно-хвойный лес.

Литература

1. Давыдова Н.Д. Техногенная геохимическая среда как фактор структурно-функциональной организации геосистем // География и природные ресурсы. – Иркутск, 2007. – № 3. – С. 126 – 132.
2. Новиков Ю.В., Ласточкина К.О., Болдина З.Н. Методы исследования качества воды водоемов. – Москва: Медицина, 1990. – 400 с.
3. Язиков Е.Г. Геоэкологический мониторинг: учебное пособие / Е.Г. Язиков, А.Ю. Шатилов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 276 с.
4. Expert forecast on emerging chemical risks related to occupational safety and health European Agency for Safety and Health at Work. Facts. en/84.2009. Luxembourg. 2009.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ПРОИЗРАСТАНИЯ СФАГНОВЫХ МХОВ НА СОДЕРЖАНИЕ В НИХ РАДИОНУКЛИДОВ

Н.С. Рогова

Научный руководитель доцент Н.К. Рыжакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Влияние условий произрастания на содержание радионуклидов в сфагновых мхах изучено в 35 пробах, отобранных на различных территориях Сибирского региона. Мох отбирали на расстояниях в несколько десятков км в 2005-2009 гг. в следующих регионах: Томская область, зона мелколиственных лесов (болото Чагинское, в черте г. Томска, болото Кирсановское, на расстоянии 25 км от г. Томска) и южной тайги (Васюганское болото, 15 км от поселка Плотниково Бакчарский район); Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, центральная тайга (болото Кукушкино); Ямало-ненецкий автономный округ, лесотундра (тундро-болото, 20 км от нового Уренгоя); Восточная Сибирь (оз. Байкал). С помощью гамма-спектрометра на основе полупроводникового германиевого детектора определено содержание 3-х естественных радионуклидов Th^{232} , Ra^{226} , K^{40} и техногенного Cs^{137} .

В ходе исследования было изучено влияние условий произрастания на удельную активность радионуклидов: степени увлажненности мест произрастания, территории, на которых располагаются болота (при одинаковых природно-климатических условиях) и природно-климатических условий, в частности количества выпадающих осадков. По степени увлажнения болотные территории можно разделить на: рям (относительно сухие условия), гряды (чуть более увлажнённые условия) и топь (наиболее влажные условия).

Для оценки влияния степени увлажнения и территории, на которой расположены болота, в качестве критерия использовано относительное среднеквадратичное отклонение $\delta = \frac{\sigma}{\bar{C}} \cdot 100\%$ (табл. 1). Здесь \bar{C} – усредненное по исследуемому фактору значение удельной активности, σ – среднеквадратичное отклонение удельной активности.

Влияние степени увлажнения места произрастания мха изучено для трех видов, отобранных на болотах в Ханты-мансийском округе (болотный массив «Кукушкино», *S. magellanicum*), вблизи г. Томска (Кирсановское болото, *S. squarrosum*) и в Бакчарском районе Томской области (Васюганское болото, 15 км от п. Плотниково, *S. fuscum*). Существенного влияния степени увлажнения на содержание измеренных радионуклидов не обнаружено. Разброс в значениях удельной активности радионуклидов во мхах, произрастающих на сильно увлажненных участках (топь), со средней (гряда) и низкой степенью увлажнения (рям) не превышает десятков процентов, что по порядку величины совпадает с погрешностью измерений.

Влияние территории произрастания (при одинаковых природно-климатических условиях) изучено для трех видов мхов, отобранных на четырех болотах Томского района (табл. 2). Из данных таблицы видно, что какого-либо заметного влияния на удельную активность радионуклидов территория произрастания также не оказывает.

Влияние природно-климатических условий, в том числе среднего количества осадков, изучено с помощью дисперсионного анализа, для которого были рассчитаны соответственно общая, межгрупповая и внутригрупповая дисперсии:

$$D^2 = \sum x^2 - \frac{\sum X^2}{n}, D_F^2 = \sum \bar{x}_i - \bar{x}^2 n_i, D_0^2 = \sum x - \bar{x}_i^2 = D^2 - D_F^2,$$

где \bar{x} – общая средняя, \bar{x}_i – групповые средние, n_i – число проб в группе [1].

Таблица 1

Удельная активность радионуклидов во мхах, усредненные по степени увлажненности мест произрастания

Территория	Вид мха	Элемент	Удельная активность р/н, усредненная по степени увлажнения, Бк/кг	δ , %
Плотниково	s. fuscum	Ra	5,0	61,1%
		Th	5,0	23,8%
		K	75	20,6%
		Cs	58	31,9%
Кукушкино	s. magellanicum	Ra	15	43,4%
		Th	7,0	6,9%
		K	95	26,1%
		Cs	54	49,8%
Кирсановское	s. squarrosum	Ra	21	59,9%
		Th	17	9,7%
		K	426	1,6%
		Cs	21	65,7%

Для анализа использованы данные по всем исследованным видам мхов, произрастающих в ХМАО (500-600 мм/год), ЯНАО (350 мм/год), Томском районе (400 мм/год). Оценка влияния природно-климатических условий произведена с помощью критерия Фишера: $F = \frac{\sigma_F^2}{\sigma_0^2}$, где $\sigma_F^2 = \frac{\sum \bar{x}_i - \bar{x}^2}{r-1}$ и $\sigma_0^2 = \frac{\sum x - \bar{x}_i^2}{n-r}$ – межгрупповая

и внутригрупповая дисперсии, соответственно, вычисленные на одну степень свободы (табл. 3). Здесь n – количество проб, r – число групп, в нашем случае 3.

Заключение о влиянии природно-климатических условий на удельную активность радионуклидов во мхах можно сделать на основе сравнения расчетного значения критерия Фишера с критическим значением $F_{кр}=3,32$, которое определено по таблице для доверительной вероятности 0,95. На основе данных таблицы 3 можно сделать вывод об отсутствии влияния природно-климатических условий на содержание радионуклидов в сфагновых мхах.

Таким образом, при использовании сфагновых мхов в экологических и медицинских целях условия произрастания и виды мхов не оказывают существенного влияния на содержание исследуемых радионуклидов. Однако необходимо отметить, что отбор мха нужно производить на значительном расстоянии (десятки км) от промышленных центров.

Таблица 2

Удельная активность радионуклидов в трех видах мхов (*s. fallax*, *s. fuscum*, *s. squarrosum*), усредненная по разным болотам Томского района

	Вид мха	Элемент	Усредненные по разным болотам Томского р-на значения удельной активности р/н, Бк/кг	
				δ , %
Томский р-н	<i>s. fallax</i>	Ra	26	11,3
		Th	11	43,4
		K	305	32,1
		Cs	54	25,9
	<i>s. fuscum</i>	Ra	15	96,9
		Th	7,0	46,6
		K	132	75,1
		Cs	53	36,7
	<i>s. squarrosum</i>	Ra	21	59,9
		Th	16	9,8
		K	426	1,6
		Cs	21	65,7

Таблица 3

Общая, межгрупповая, внутригрупповая дисперсии и отношение дисперсий для разных радионуклидов

	Дисперсия	Число степеней свободы	Дисперсия на одну степень свободы	Отношение дисперсий на одну степень свободы
Ra				
Межгрупповая	363	2	181,8	0,82
Внутригрупповая	6395	29	220,5	
Общая	6759	31		
Th				
Межгрупповая	39	2	19,8	0,72
Внутригрупповая	796	29	27,5	
Общая	835	31		
K				
Межгрупповая	22863	2	11431,6	0,68
Внутригрупповая	480612	29	16572,8	
Общая	503475	31		
Cs				
Межгрупповая	1275	2	637,9	0,54
Внутригрупповая	33645	29	1160,2	
Общая	34921	31		

Литература

1. Венецкий И.Г., Венецкая В. И. Основные математико-статистические понятия и формулы в экономическом анализе. - М.: Статистика, 1974. – 279 с.

СОДЕРЖАНИЕ РАДИОНУКЛИДОВ В СФАГНОВЫХ МХАХ И ИХ АНАЛИЗ**Н.С. Рогова**

Научный руководитель доцент Н.К. Рыжакова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В последние десятилетия моховидные широко используются в экологических исследованиях. Причиной этого являются их высокие аккумуляционные свойства и широкое распространение. С помощью наземных мхов, в том числе сфагновых, изучают загрязнение атмосферы радионуклидами, тяжелыми металлами и другими токсичными элементами в странах Западной Европы, а также на территории Российской Федерации [2]. Сфагновый мох используется не только в качестве биоиндикатора, но и в медицинской практике, как бактерицидное средство и перевязочный материал. Данные по биологической активности растений рода *Sphagnum* L. указывают на их многостороннее, комплексное действие на организм человека, что обосновывает перспективность использования этих растений для разработки новых высокоэффективных малотоксичных лекарственных средств [1].

Несмотря на широкое применение в экологических и медицинских целях, какого-либо систематического изучения разных видов рода *Sphagnum* и влияния природно-климатических условий их обитания на содержание в этих растениях радионуклидов до настоящего времени практически не проводилось. Имеющиеся в литературе данные по содержанию Sr^{90} и Cs^{137} в сфагновых мхах отражают в основном динамику концентрации этих радионуклидов после глобальных выпадений в результате проведения ядерных испытаний, Чернобыльской катастрофы и аварийных ситуаций на предприятиях ядерно-топливного цикла. В работе П.И. Собакина [4] приведены данные по содержанию Th^{232} , U^{238} и Ra^{226} в некоторых видах мхов, отобранных вблизи уранового месторождения Южной Якутии. Однако, использованные в работе методы определения содержания радионуклидов (фотометрический для Th^{232} , люминесцентный для U^{238} и эманационный для Ra^{226}) обладают сравнительно невысокой чувствительностью и пригодны для измерения высоких концентраций, что не характерно для растений, в том числе мхов. В соответствии с вышесказанным выбор метода определения концентрации радионуклидов, разработка методик пробоотбора и пробоподготовки образцов мха и проведение соответствующих измерений в настоящий момент является актуальной задачей.

Целью данной работы является изучение содержания долгоживущих радионуклидов Th^{232} , Ra^{226} , K^{40} и Cs^{137} в различных видах сфагновых мхов. Первые три радионуклида имеют природное происхождение, однако на территориях, прилегающих к населенным пунктам, возможно их поступление и в результате техногенного воздействия. Так, повышенное содержание K^{40} наблюдается обычно на сельскохозяйственных угодьях, куда вносятся калийные удобрения. Торий и радий в повышенных количествах содержится в каменном угле, поэтому котельные и ТЭЦ, работающие на этом топливе, являются источниками загрязнения атмосферы этими радионуклидами. Cs^{137} является искусственным радионуклидом, его наличие в растениях обусловлено глобальным атмосферными выпадениями в результате проведения ядерных испытаний или аварий на АЭС.

В наших исследованиях содержание вышеперечисленных радионуклидов измеряли с помощью полупроводникового гамма-спектрометра на основе германиевого детектора типа ДГДК-100В. Защиту детектора обеспечивает низкофоновая камера, внутри которой помещен детектор. Мох отбирали в 2005-2009 гг. в экспедиционных условиях в следующих регионах: Томская область, зона мелколиственных лесов (болото Чагинское, в черте г. Томска, болото Кирсановское, на расстоянии 25 км от г. Томска) и южной тайги (Васюганское болото, 15 км от поселка Плотниково Бакчарский район); Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, центральная тайга (болото Кукушкино); Ямало-ненецкий автономный округ лесотундра (тундро - болото, 20 км от нового Уренгоя); Восточная Сибирь (оз. Байкал). Сбор сырья производили ручным способом в естественных местах обитания видов. Собранные образцы сырья высушивали в тени в хорошо проветриваемом месте до воздушно-сухого состояния, очищали от посторонней примеси. Далее образцы мха измельчали до размера частиц не более 1-3 мм, чтобы обеспечить равномерное распределение плотности исследуемого материала по объему пластикового контейнера объемом 0,22 литра.

Объектами исследования являлись 18 видов растений рода *Sphagnum*: *S. fuscum*, *S. squarrosum*, *S. balticum*, *S. riparium*, *S. aongstramii*, *S. russowii*, *S. majus*, *S. subsecundum*, *S. fimbriatum*, *S. compactum*, *S. lindbergii*, *S. centrale*, *S. jensenii*, *S. fallax*, *S. girgensohnii*, *S. angustifolium*, *S. magellanicum*, *S. warnstorffii*.

Проведенные нами исследования (см. следующий доклад) показали, что содержание радионуклидов не зависит существенным образом от условий произрастания мхов. Под условиями в данном случае понимается степень увлажнения и территория произрастания мхов, в том числе природно-климатические условия, характеризующиеся разным количеством осадков. Это позволяет определить усредненные по условиям произрастания значения удельных активностей радионуклидов в различных видах сфагновых мхов (табл. 1).

Таблица 1

Средние значения удельных активностей Ra, Th, K и Cs в различных видах сфагновых мхов, Бк/кг

Вид мха	Ra	Th	K	Cs	Вид мха	Ra	Th	K	Cs
<i>s. fuscum</i>	18±3,0	8±1,0	205±21	64±6,6	<i>s. majus</i>	26±3,6	13±1,8	178±18,2	127±13
<i>s. fallax</i>	18±2,4	9±1,0	300±30	45±4,6	<i>s. girgensohnii</i>	22±2,5	6±1,0	225±23	16±2
<i>s. magellanicum</i>	16±2,0	8±1,0	125±13	46±4,8	<i>s. august</i>	17±4,0	5±1,0	280±29	43±5
<i>s. balticum</i>	9±1,3	5±0,6	129±13	86±8,7	<i>s. subsecundum</i>	7±1,4	14±2,0	270±27,3	51±5,3
<i>s. squarrosom</i>	20±2,4	21±2,3	369±37	16±1,7	<i>s. fimbriat</i>	32±4,0	16±2,0	312±31,6	60±6,3
<i>s. riparium</i>	20±4,0	9±1,2	498±50	57±6,1	<i>s. compactum</i>	36±3,9	19±2,0	304±30,5	71±7,2
<i>s. jensenii</i>	10±2,0	7±1,0	147±15	128±13	<i>s. lundbergii</i>	29±3,6	16±2,0	272±27,5	68±7
<i>s. aongstramii</i>	20,5±3	16±2,0	168±17	<1	<i>s. centrall</i>	60±7,3	17±2,0	150±15,2	18±2,1
<i>s. russowii</i>	48±6,0	20±2,4	452±45,6	55±6	<i>s. warnstarfa</i>	3±0,4	3±0,3	196±19,8	10±1,0

Влияние вида мха на его аккумуляционные свойства изучены для пяти видов мхов, произрастающих в одинаковых природно-климатических условиях (табл. 2, 3). Из данных таблицы 2 видно, что средние удельные активности для разных видов мхов могут отличаться в несколько раз, причем самый большой разброс наблюдается для техногенного Cs. Для проверки значимости имеющихся различий в средних удельных активностях в разных видах мхов для каждого радионуклида проведено сравнение отношения максимальной дисперсии σ_{\max}^2 к

сумме всех дисперсий $G = \frac{\sigma_{\max}^2}{\sum_{i=1}^5 \sigma_i^2}$ (σ_i^2 - дисперсия i-того вида мха) с критическим значением параметра G, которое

для исследованных выборок и доверительной вероятности 0,95 составляет 0,59 [3] (табл. 3). Из данных таблицы видно, что только для Th рассчитанное значение G незначительно превышает критическое значение. Следовательно, аккумуляционные способности разных видов сфагновых мхов по отношению к радионуклидам существенно образом не отличаются.

Таблица 2

Средние значения удельной активности радионуклидов для пяти видов мхов (*s. fallax*, *s. magellanicum*, *s. fuscum*, *s. balticum*, *s. squarrosom*), усредненные по местам обитания, Бк/кг

	элемент	<i>s. fallax</i>	<i>s. magellanicum</i>	<i>s. fuscum</i>	<i>s. balticum</i>	<i>s. squarrosun</i>
Среднее значение удельной активности, Бк/кг	Ra	18±2,4	15,5±2,1	25±3	9±1,3	20±2,4
	Th	9±1,1	8,2±0,9	10,5±1,2	5±0,6	21±2,3
	K	300±30	140±14	270±26	130±13	370±37
	Cs	45±4,6	50,2±5	72±7,5	86±9	16±2

Положительный результат проверки гипотезы о нормальном виде распределения удельных активностей Ra, Th, K, Cs для всех проб позволяет сделать вывод об отсутствии какого-либо систематического влияния на содержание радионуклидов в сфагновых мхах. Гипотеза проверена с использованием показателей асимметрии и эксцесса, а также более жесткого критерия согласия – критерия Пирсона χ^2 [3] (таб. 4).

Таблица 3

Значения дисперсий содержания радионуклидов во мхах вида *s. fallax*, *s. fuscum*, *s. magellanicum*, *s. squarrosom*, *s. Balticum*

	элемент	<i>s. fallax</i>	<i>s. magellanicum</i>	<i>s. fuscum</i>	<i>s. balticum</i>	<i>s. squarrosun</i>	$G_{кр}=0,59$
Среднее значение дисперсий	Ra	177	5	245	25	166	0,40
	Th	26	3	9	3	66	0,62
	K	9657	4834	8171	5412	9826	0,26
	Cs	433	1330	89	2199	258	0,51

Таблица 4

Результаты проверки гипотезы о нормальном виде распределения удельной активности радионуклидов

	Число результатов измерений, n	Расчётный χ^2	Число степеней свободы, f	Критическое значение χ_{1-q}^2	Асимметрия, A	Эксцесс, E	Среднеквадратичное отклонение A	Среднеквадратичное отклонение E	Вывод о нормальности распределения	
Ra	35	1,14	4	3,8	0,78	-0,23	1,15	3,35	нормальное	
Th		2,75	4		0,90	0,61				
K		3,24	6		7,8	0,38				-0,94
Cs		1,89	5		6	0,67				-0,03

Литература

1. Бабешина Л.Г., Дмитрук В.Н., Дмитрук С.Е. и др. Биоэлементы сфагновых мхов // Новые достижения в создании лекарственных средств: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Томск, 2006. – С. 45 – 51.
2. Московченко Д.В. Биогеохимические особенности верховых болот Западной Сибири / География и природные ресурсы. – Новосибирск, 2006. – № 1. – С. 63 – 70.
3. Румшицкий Л.З.. Математическая обработка результатов эксперимента: Справочное руководство. – М.: Наука, 1971. – 192 с.
4. Собакин П. И. Накопление тяжелых естественных радионуклидов мхами Южной Якутии // Сибирский экологический журнал. – 2002. – № 1. – С. 29 – 34.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ**И.А. Саморокова**

Научный руководитель профессор В.В. Сенкус

**Новокузнецкий институт филиал Кемеровского государственного университета,
г. Новокузнецк, Россия**

В 2008 году в Кемеровской области число предприятий нарушающих почвенный покров составило более 500, из них ведущее место занимают следующие: угольной промышленности -199, сельского хозяйства -107, предприятия других отраслей – 77, черной и цветной металлургии – 27 [1].

За отчетный год нарушение почвенного покрова и рекультивация земель проводились, в основном, предприятиями угольной промышленности.

Рост добычи полезных ископаемых, большие масштабы промышленного и гражданского строительства ведут к крупным потерям земельного фонда Кемеровской области, пригодного к использованию в сельском и лесном хозяйствах. На залежах каменного угля и других полезных ископаемых, которые интенсивно осваивают, расположено более двух миллионов гектаров сельскохозяйственной области.

В 2008 г. общая площадь нарушенных земель в области составляет 63 531 га, при этом в Кемеровской области самый низкий по России процент рекультивации земель: за все годы промышленного освоения территории рекультивировано немногим более 20 тыс. га.

Рекультивация нарушенных земель в области проводится в наименее затратных направлениях - лесотехническая и водная рекультивация, а в сельское хозяйство земли практически не возвращаются.

Территориально зоны земледелия совпадают с территорией месторождений каменного угля, поэтому негативная ситуация в землепользовании области дополняется тем, что ранее освоенные под сельскохозяйственные угодья земли не используются по назначению, а превращаются в пустыри и свалки.

В результате государственных проверок по использованию земель совместно с Управлением сельского хозяйства в 2008 г. выявлено почти 200 тыс. га неиспользуемых сельскохозяйственных земель, в том числе более 120 тыс. га пашни [1]. Значительные площади заняты под отходы горнодобывающих производств. Экологическая обстановка в районах деятельности угледобывающих предприятий является напряженной, продолжается накопление твердых отходов добычи и обогащения угля, большое количество токсичных компонентов продолжает выбрасываться в атмосферу и сбрасываться со сточными водами, а также концентрироваться в отвалах. На каждую тысячу тонн подземной добычи выдается на поверхность 100-300 м³ пород, поэтому на тысячу тонн обогащенного угля складировается 100-130 м³ пород.

Отвалы отходов угольных предприятий приводят к отчуждению большого количества сельскохозяйственных земель, загрязнению грунтовых вод, почв и воздушного бассейна, при этом удельный вес очистных сооружений с полной и частичной закладкой выработанного пространства при подземной добыче практически отсутствует, не внедряются современные методы очистки шахтных вод.

В 2008г. в Кемеровской области функционировало 124 объекта хранения отходов угледобывающих предприятий, для этих целей отторгнуто почти 14 тыс. га земли. Большую часть этих территорий занимают вскрышные породы разрезов (12,8 тыс. га) и отходы углеобогащения (0,53 тыс. га). Например, только в ХК «Кузбассразрезуголь» в 2006 г. 13 тыс. га было занято под промшгащадками, а 10 тыс. га - под отвалами. На Уропско-Караганском месторождении в Беловском районе на площади 314 га располагается 14 действующих и строящихся угольных предприятий [1].

По экологическому законодательству территория санитарно-защитной зоны - до 1км, поэтому рекультивированные земли невозможно снять с баланса и приходится выплачивать за них земельный налог. Ужесточение законодательства стимулирует горнодобывающие предприятия снижать землеемкость горного производства. Создание внутренних отвалов (в отработанных пространствах) снижает землеемкость почти на 30 %. Ситуация усложняется тем, что более половины нарушенных земель (более 30 тыс. га) осталось от закрытых и закрывающихся предприятий. Вероятность их восстановления в ближайшие десятилетия минимальна. Если исходить из существующих на данный момент затрат на рекультивацию одного гектара нарушенных земель в 200 тыс. руб., то предыдущая экономика оставила «экологический долг» почти в 6,5 млрд. руб. Эта сумма кратно увеличится, если эколого-экономический ущерб считать с учетом природно-хозяйственной значимости почв и земельных ресурсов и коэффициентов индексации. В этом случае норматив стоимости освоения новых земель взамен отторгнутых для несельскохозяйственных целей увеличится до 1 020 тыс. руб./га.

Ежегодно в Кузбассе нарушенными становятся более 20 тыс. га земель и основная нагрузка в данном случае снова ложится на территорию Кузнецкой котловины.

Возникает опасность радикального нарушения биологической продуктивности природных ландшафтов и снижения продуктивности сельскохозяйственных угодий. Население лишается возможности использовать природные экосистемы для рекреационных целей, а этот показатель используется в качестве интегрального показателя экологической ответственности и предупреждения в случае дальнейшего использования данных территорий. Экологичность землепользования рассчитывается как отношение экологически «вредных» земель к экологически «полезным». В данном случае к площади пашни, как, несомненно, «вредным» землям, добавлены площади нарушенных, занятых отходами и промышленностью земель.

Анализ расчетов показал, что многие территории Кемеровской области имеют коэффициент экологичности землепользования, многократно превышающий среднеобластной уровень (0,373). К высоким показателям распаханности в Беловском, Кемеровском, Ленинск-Кузнецком, Прокопьевском и других районах добавляются огромные площади нарушенных горными выработками земель, которые по размерам соизмеримы с площадью многих сельскохозяйственных предприятий. Удельные показатели экологически нарушенных земель в районах снижены из-за больших площадей лесных массивов. Однако абсолютные показатели нарушенных земель - одни из самых высоких в области (Новокузнецкий, Междуреченский и другие районы). Наличие больших площадей, занятых лесами, не должно создавать иллюзию устойчивости и их площади не могут компенсировать практически выведенные из строя природные ландшафты, что следует учитывать при обосновании освоения новых месторождений полезных ископаемых и стимулировать природопользователей к восстановлению нарушенных земель.

Нарращивание объемов добычи угля, как следует из перспектив развития региона, влечет увеличение отторжения земель - на каждый добытый миллион тонн угля нарушается до 10 гектаров.

Анализ качественного состояния земельного фонда на территории области, который проводится каждые пять лет, показывает проявление негативных процессов, снижающих качество почвенного покрова: разрушающих естественные ландшафты, развитие эрозийных процессов, засоление почв, их переуплотнение, загрязнение химическими веществами, захламление бытовыми и производственными отходами и т. д.

По данным регионального мониторинга земель, в настоящее время в области идет подкисление почв, причем процесс принимает угрожающий характер. При обобщении ретроспективной информации в рамках мониторинга земель выяснилось, что за 30 лет площадь кислых почв увеличилась в три раза. Наблюдаются негативные процессы, протекающие в почвах области, как потеря гумуса, эрозия и дефляция (соответственно 121,6 и 113,3 тыс. га), совместное проявление (102,3 тыс. га), переувлажнение (78,3 тыс. га), заболоченность (52,3 тыс. га), переуплотнение почв и другие. Вблизи городов с развитой промышленностью имеет место загрязнение почв тяжелыми металлами и радионуклидами [3]. Неэффективное использование земель сельскохозяйственного назначения, снижение объемов внесения органических удобрений, известкование почв, применение тяжелой сельскохозяйственной техники привели к ухудшению свойств и режимов, переуплотнению почвы, резкому снижению гумуса. В результате длительного использования почв в пашне произошло разрушение макроструктуры пахотного горизонта. Разрушению подверглись в основном ценные в агрохимическом отношении водопрочные агрегаты крупнее 1 мм. Все пахотные почвы имеют плохую или удовлетворительную структуру [2]. Анализ динамики содержания гумуса свидетельствует о минерализации гумуса, а скорость и интенсивность процесса дегумификации в пахотных почвах обусловлены рядом факторов, одним из которых является эрозия. Средние потери гумуса на черноземных и темно-серых почвах составляют 0,1 – 0,2 %, а по отдельным элементарным участкам до 0,5 – 0,7 % (площадки Елькаево, Цинк - 2, Салаирка) [2]. Снижение гумуса связано с недостаточным внесением органических удобрений.

В настоящее время в районах интенсивного сельскохозяйственного освоения не осталось черноземов, сохранивших свое природное плодородие.

Охрана и рациональное использование земель является приоритетной социально-экономической проблемой в Кемеровской области, а показатель площади нарушенных и деградирующих земель - одним из индикаторов устойчивого развития региона, отражающий ущерб современной и будущей экономики, поэтому необходимо принятие закона о рекультивации земель в кемеровской области.

Литература

1. Государственный доклад о состоянии и охране окружающей природной среды Кемеровской области в 2007-2008гг. / Объединенное главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР по Кемеровской области. – Кемерово: Практика, 2008.
2. Итоги и перспективы восстановления в Кузбассе земель, нарушенных при открытом способе добычи / А.С. Бирюков и др. // Экологические проблемы угледобывающей отрасли при переходе к устойчивому развитию: труды международной научно-практической конференции, Кемерово, 1999. Кемерово: Кузбассвуиздат, 1999. – С. 238 – 243.
3. Рекультивация площадей, нарушенных горными разработками. Post mining regeneration // Mining Mag. – 2004. – № 1. – С. 37.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННЫХ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В НАКИПИ ПИТЬЕВЫХ ВОД РАЗНЫХ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Б.Р. Соктоев, Т.А. Монголина

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современный человек постоянно находится в полях радиационного излучения различного происхождения. В окружающей нас среде существуют источники естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) – например, горные породы с высоким содержанием урана и тория (граниты, монацитовые пески и т.д.), воды, почвы. Но основной вклад в присутствие радионуклидов в окружающей среде вносят все же техногенные источники: предприятия ядерно-топливного цикла, АЭС, атомные и термоядерные взрывы.

При мониторинге возможного радиоактивного загрязнения среды и оценке накопления радиоактивных элементов перспективным является исследование накипи питьевых вод. Выбор данной среды обусловлен несколькими причинами:

- накипь является показателем прямого поступления химических элементов в организм человека;
- солевые отложения представляют собой долговременно накапливающийся осадок (на протяжении нескольких месяцев и даже годов), соответственно, являются индикатором состава воды за длительный период времени;
- исследование накипи – достаточно дешевый способ мониторинга окружающей среды;

Целью данной работы являлось установление специфики накопления урана и тория и изменения показателя торий-уранового отношения в накипи питьевых вод различных водоносных горизонтов на территории Томской области.

В настоящее время хозяйственно-питьевое водоснабжение как городских, так и сельских населенных пунктов Томской области базируется на эксплуатации месторождений подземных вод водоносных комплексов неоген – четвертичных, палеогеновых, меловых и палеозойских отложений [2]. Из них интенсивно эксплуатируются, в том числе и крупными водозаборами, комплексы палеогеновых и палеозойских образований. В отдельных случаях в сельской местности для питьевых целей используются воды верховодки.

На сегодняшний день не существует ГОСТов или методических указаний, которые регламентируют отбор, пробоподготовку и анализ проб накипи, при исследовании мы руководствовались Патентом № 2298212 «Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды» [1]. Солевые образования в виде накипи отбирали из эмалированных и электрических чайников с помощью ножа, изготовленного из нержавеющей стали. Накипь осторожно снимали со стенок бытовой теплообменной посуды (чайник, кастрюля, котел, ведро). Пробу высушивали при комнатной температуре, затем стирали в агатовой ступке до пудры. Из истёртой пробы 100 мг накипи упаковывали в алюминиевую фольгу и отправляли на инструментальный нейтронно-активационный анализ (ИНАА) (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.)

Нами в процессе написания данной работы все источники водоснабжения были разделены на 2 типа: поверхностные и глубинные. Поверхностные включали источники, расположенные на глубине до 25 м, глубинные – ниже этого уровня. Таким образом, рассматривались 61 проба из поверхностных источников, 201 проба – из глубинных.

На основе данных о накоплении урана и тория можно говорить о неравномерном распределении данных элементов.

Картина по торью такова: в глубинных источниках наблюдается превышение среднеобластных показателей (0,14 мг/кг) в 5 районах: Асиновском, Верхнекетском, Колпашевском, Тегульдетском, Чаинском; в поверхностных превышение средних показателей по области (0,3 мг/кг) – в Асиновском, Первомайском, Тегульдетском районах (рис. 1).

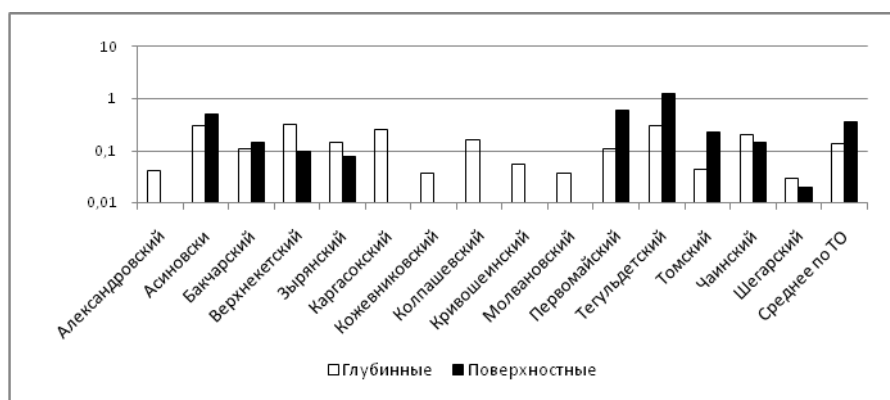


Рис. 1. Содержание Th (мг/кг) в накипи питьевых вод разных водоносных горизонтов

Что касается урана, то здесь количество районов, в которых наблюдаются показатели накопления выше среднеобластных, больше. В случае глубинных источников (среднеобластной показатель – 2,8 мг/кг) – Асиновский, Верхнекетский, Зырянский, Колпашевский, Тегульдетский, Томский; в случае поверхностных (среднеобластной показатель – 4,5 мг/кг) – Асиновский, Бакчарский, Зырянский, Первомайский, Тегульдетский (рис. 2). Причиной этих аномалий может быть как природный, так и антропогенный фактор.

Так как глубинные источники в большинстве случаев недоступны для поверхностных вод, наиболее загрязненных деятельностью человека, то основной причиной наличия урана и тория в количествах, превышающих таковые в среднем для области, является природный фактор. Повышенные показатели накопления урана и тория в подземных водах могут быть объяснены прохождением через обогащенные этими элементами толщи, хотя вопрос формирования элементного состава вод до сих пор до конца еще не решен: на это влияют не только толщи, через которые проходит вода в процессе своего движения, но и условия, при которых она течет.

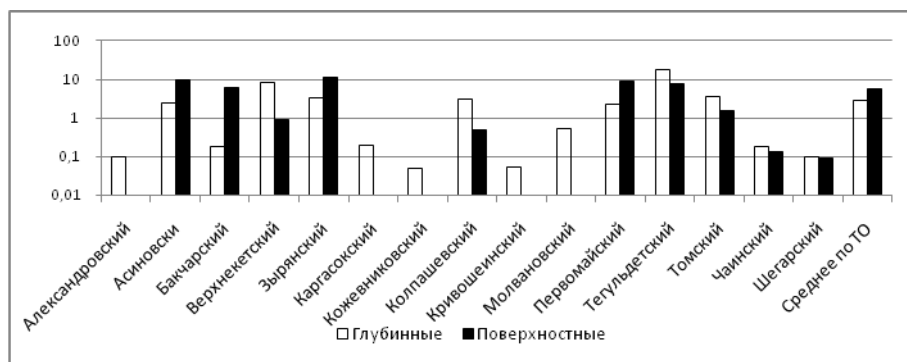


Рис. 2. Содержание U (мг/кг) в наклипи питьевых вод разных водоносных горизонтов

Поверхностные источники в подавляющем большинстве подвержены активной антропогенной деятельности, поэтому к природным причинам геохимических аномалий нужно добавить и причины антропогенного происхождения. Для Томской области таким мощным источником является Томск-Северская промышленная агломерация, на территории которой сосредоточено 33 предприятия разного профиля, в том числе Сибирский химический комбинат (СХК), Томский нефтехимический комбинат (ТНХК), ТЭЦ-3 и другие. Из всех предприятий наибольшее влияние на окружающую среду оказывает СХК, следы производства которого обнаруживаются далеко за пределами санитарно-защитной зоны [3].

Также необходимо отметить населенные пункты, расположенные на территории железорудных месторождений, Бакчарского и Колпашевского. Данные населенные пункты характеризуются показателями выше средних по области, что может быть объяснено парагенезисом ЕРЭ и железа в районе формирования осадочных железорудных месторождений. Последующее вымывание урана приводит к формированию аномалий в окололежащих водоносных горизонтах.

Показатель торий-уранового отношения во всех случаях меньше либо равен единице, что говорит о преимущественно урановой специализации территории Томской области [3].

Проведенные исследования показали, что элементный состав наклипи, а в частности, накапливающиеся в ней радиоактивные элементы, в данном случае торий и уран, позволяют выделить районы с ярко выраженной радиогеохимической специализацией.

Литература

1. 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.
2. Покровский Д.С. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области / Д.С.Покровский, Е.М. Дутова [и др.]. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 176 с.
3. Рихванов Л.П. Общие и региональные проблемы радиозащиты. – Томск: Изд-во ТПУ, 1997. – 384 с.

КАРТИРОВАНИЕ МАГНИТНОЙ ВОСПРИИМЧИВОСТИ ПОЧВ И КОРЫ ДЕРЕВЬЕВ

Г.КИЕВА

И.В. Слободяник

Научный руководитель научный сотрудник К.М. Бондарь

Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, г. Киев, Украина

Главным достижением и одновременно глобальной проблемой современности является быстрый темп индустриального роста, который негативно влияет на состояние городской среды. Это дает основания для поиска новых методов, которые бы позволили эффективно контролировать экологическое состояние города. Одним из таких методов является экоманнитное картирование [1].

Экомагнитный метод заключается в исследовании магнитных свойств почв, растений, пыли и грязи. Рост их магнетизма, который наблюдается в городе, вызван, в основном, твердыми загрязняющими частицами, эмитированными в воздух автотранспортом и промышленными предприятиями.

В странах Европы оценка техногенного давления активно осуществляется на основании данных о магнитной восприимчивости почвенного покрова, которая сильно повышена на промышленно загрязненных территориях [1, 2].

Ареалы повышенных значений приурочены к придорожным и промышленным зонам. Автомобильный транспорт является основным источником загрязнения мегаполисов. Магнитная составляющая такого загрязнения формируется в результате сгорания топлива, трения подвижных частей, износа выхлопных труб и т.д. Результаты изучения магнитной восприимчивости почв городов свидетельствуют о повышении этого параметра в 100 раз по сравнению с сельской местностью [2].

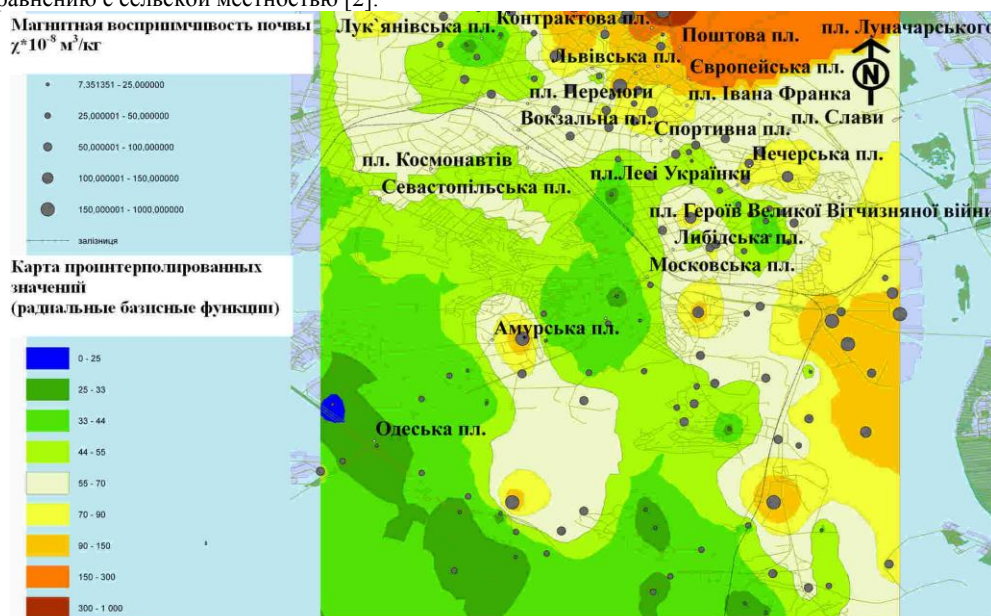


Рис.1. Карта распределения магнитной восприимчивости почвы

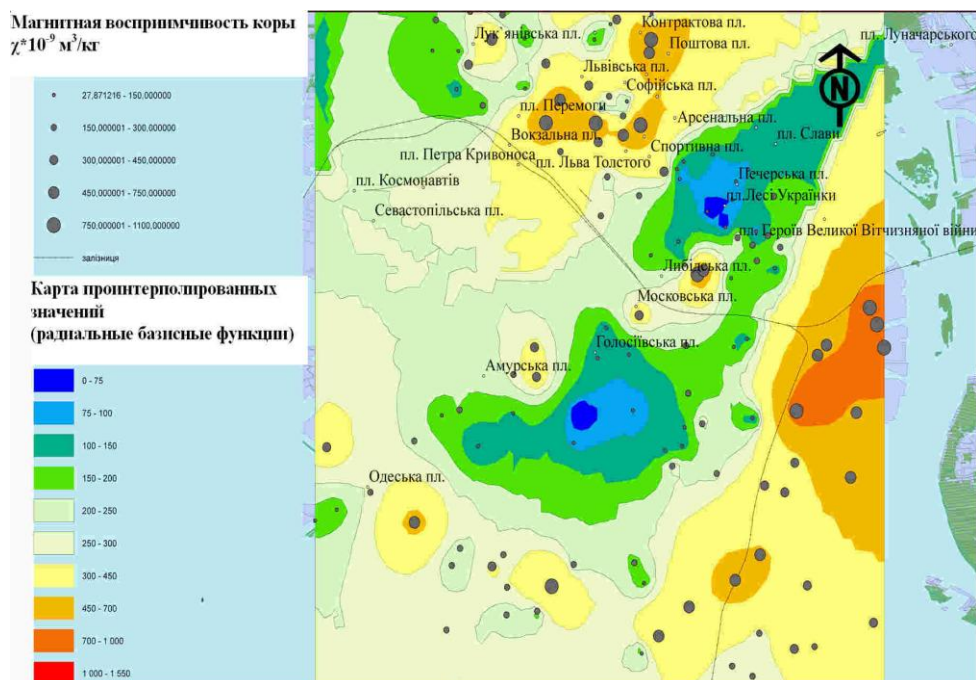


Рис.2. Карта распределения магнитной восприимчивости почвы

С целью получения информации о существующем состоянии окружающей среды в городе Киеве нами были исследованы пространственные распределения магнитной восприимчивости природных компонентов. Особенностью исследования стало использование коры деревьев как поверхностей накопления пылевого загрязне-

ния воздуха. На правом берегу Днепра отобрано 130 образцов почв и коры деревьев из одних и тех же мест. Кора отбиралась «пояском» со всех сторон ствола на высоте 1,2 м от земли, почва отбиралась из зоны ствольного стока деревьев.

В результате построены экоманнитные карты районов города, на которых выделяются экологически опасные участки и зоны промышленного поражения.

Наиболее магнитными, а следовательно, вероятно, наиболее грязными оказались почвы на Подоле и в р-не Крещатика, на карте (рис. 1) выделяется также промышленная зона в р-не метро Выдубичи, в составе которой функционирует ТЭЦ-5.

Повышенные значения приурочены к крупным автострадам. Экоманнитное картирование по почве зафиксировало низкий уровень накопления техногенного загрязнения в местах вне промышленных зон и удаленных от дорог. На величину магнитной восприимчивости почв (рис. 1) кроме техногенного фактора влияют также ландшафтные особенности местности. Почвы повышенных участков лесных массивов района характеризуются такими же величинами магнитной восприимчивости, как и окрестности микрорайона, примыкающих к лесу. Однако, следует иметь в виду, что первичные магнитные характеристики искусственных почв города часто неизвестны.

Характеризуя карту коры (рис. 2), отметим, что именно магнитной восприимчивости коры деревьев наиболее объективно отражает ситуацию с загрязненностью городского воздуха, ведь единственным источником магнетизма коры является аеротехногенное загрязнение. Максимальные значения магнитной восприимчивости, приурочены к промышленным зонам в восточной части Голосеевского района на правом берегу Днепра, району метро Выдубичи, а также к центру города, где традиционно высокий транспортный поток. Также охарактеризуем как загрязненный район вдоль Столичного шоссе и окрестности площадей Победы, Вокзальной, Контрактовой, Почтовой. Более низкие значения магнитной восприимчивости зарегистрированы в районе Софиевской, Львовской, Лыбидьской, Московской, Лукьяновской площадей. Минимальные значения характерны для Голосеевского леса и Ботанического сада на Печерске.

Таким образом, мы видим, что магнитной восприимчивости коры деревьев лучше отражает степень техногенного воздействия на городские территории, чем магнитная восприимчивость почв города.

Полученный в процессе исследования фактический материал свидетельствует о высокой чувствительности магнитной восприимчивости растительности к изменению концентрации техногенного загрязнения.

Литература

1. Evans M.E., Heller F. Environmental magnetism. Principles and Applications of Enviromagnetics // International Geophysics series. – V. 86. – 2003. – P. 299.
2. Petrovsky E. and Ellwood B.B., Magnetic monitoring of air-, land- and water pollution. In: Maher B.A. and Thopson R. (Eds.), Quaternary Climates, Environments and Magnetism. Cambridge University Press, 1999. – P. 279 – 322.

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-АНАЛИЗА ИЗМЕРЕНИЯ РАДОНА

Е.Н. Старов

Научный руководитель профессор А.В. Мананков

Томский государственный архитектурно-строительный университет г. Томск, Россия

Данная методика разработана для измерения и обработки результатов радиометра типа РРА-01М-01 с диапазоном измерений объемной активности радона (ОАР) от 20 до 20000 Бк·м⁻³, и пробоотборным устройством ПОУ-04 способным производить измерение:

ОАР в воздухе;

ОАР в почвенном воздухе;

ОАР в воде;

плотность потока радона с поверхности земли;

В данной работе, устанавливается методика выполнения измерения:

величины объемной активности радона-222 в воздухе в диапазоне измерений от 30 до 30000 Бк·м⁻³;

величины ОАР в почвенном воздухе в диапазоне от 1000 до 100000 Бк·м⁻³;

величины плотности потока радона (ППР) с поверхности земли в диапазоне от 20 до 1000 м·Бк/с·м⁻²;

величины ОАР в воде в диапазоне от 6000 до 800000 Бк·м⁻³;

Норма погрешности измерений

В данной методике обеспечивается выполнение измерений с относительной погрешностью, не превышающей ±40%;

Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и вспомогательные устройства: радиометр типа или РРА-01М-01 (в дальнейшем РРА), диапазон измерений ОАР 20+20000 Бк·м⁻³, предел допускаемой основной относительной погрешности:

в диапазоне ОАР 20+100 Бк·м⁻³, 30%;

в диапазоне ОАР 100+20000 Бк·м⁻³, 20%.

пробоотборное устройство (ПОУ), производительность воздухоудовки ПОУ 1.0±0.3 л/мин;

пробоотборник воздушной пробы, объемом 1.05±0.01 л;

пробоотборник почвенного воздуха, объем 0.046±0.001 литра;

пробоотборник воздушный, объем 1.05 литра;
 пробоотборник воды, объемом 0.046+0.001 литра;
 соединительные трубки, диаметр канала трубки 4 мм, общая длина трубок 2 м.

Метод измерения

Работа РРА основана на электростатическом осаждении ионизированных дочерних продуктов распада радона в измерительной камере на поверхность полупроводникового детектора и последующей регистрацией альфа-излучения RaA (^{218}Po).

Измерение ОАР в воздухе основано на отборе пробы воздуха в пробоотборник и последующем определении ОАР в пробоотборнике путем перемешивания пробы между объемами пробоотборника и измерительной камеры РРА, и последующем измерением ОАР в камере РРА.

Измерение ОАР в почвенном воздухе основано на отборе пробы почвенного воздуха в пробоотборник и последующем определении ОАР в пробоотборнике путем перемешивания пробы между объемами пробоотборника и измерительной камеры РРА и последующем измерением ОАР в камере РРА.

Измерение ППР основано на определении количества радона-222, накопленного в пробоотборнике или в камере РРА в течение фиксированного времени за счет поступления с поверхности почвы известной площади.

Измерение ОАР в воде основаны на использовании циркуляционного способа перевода радона вместе с воздухом, из объема пробы в рабочую камеру РРА в процессе барботирования.

Требования безопасности

При выполнении измерений ОАР в воде соблюдают требования «Норм радиационной безопасности НРБ-99», «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99)», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (Госэнергонадзор).

Условия измерений и отбора проб

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:
 температура окружающего воздуха от + 5°C до + 40°C;
 относительная влажность до 85 % при + 25°C;
 атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа (630-800 мм рт.ст.).

При отборе проб соблюдают следующие условия:
 температура окружающего воздуха от минус 2°C до + 50°C;
 относительная влажность до 100 % при + 25°C;
 атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа (630-800 мм рт.ст.).

Выполнение измерений

При измерениях ОАР в пробе выполняют следующие операции:
 измеряют фоновую ОАР в камере РРА в соответствии с РЭ на радиометр;
 перемешивают отобранную пробу воздуха между пробоотборником и измерительной камерой РРА;
 измеряют ОАР в камере РРА.

Измерение фоновой ОАР, отбирают пробу наружного (вне помещения) воздуха.

Выполняют не менее 5-и измерений фоновой ОАР Среднее значение $Q_{\text{ф}}$, $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$, определяют по формуле:

$$Q_{\text{ф}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N Q_{\text{ф}i}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{ф}}$ – результат i -ого измерения, $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$; N – общее число измерений. $Q_{\text{ф}}$ не должен превышать значение собственного фона, указанного в паспорте РРА.

Перемешивание пробы между пробоотборником и измерительной камерой РРА.

Измерение ОАР в камере РРА. Выполняют не менее 5-и измерений ОАР в камере РРА. ОАР $Q_{\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}}$, определяют по формуле:

$$Q = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N Q_i, \quad (2)$$

Q_i – результат i -ого измерения, $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$;

N – общее число измерений.

Обработка результатов измерений

Объемная активность радона $Q_{\text{п}}$ – $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$, определяют по формуле:

$$Q_{\text{п}} = \left[Q \cdot \left(\alpha + \frac{V_2}{V_1} \right) - Q_{\text{ф}} \cdot \frac{V_2}{V_1} \right] \cdot \exp(-\lambda \cdot t)$$

где:

Q – ОАР, вычисленная по формуле (2), $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$;

$Q_{\text{ф}}$ – ОАР, вычисленная по формуле (1), $\text{Бк} \cdot \text{м}^{-3}$;

V_2 – объем измерительной камеры РРА, $V_2=1.60$ л;

V_1 – объем пробы в пробоотборнике, $V_1=0.046$ л;

t – время, прошедшее от окончания отбора пробы до начала измерений, мин., $t=t_2-t_1$;

λ – постоянная распада ^{222}Rn , мин^{-1} , $\lambda=1,26 \cdot 10^{-4} \text{ мин}^{-1}$.

α – коэффициент растворимости радона для воды $\alpha=0.25$, для воздуха $\alpha=1$;

Погрешность определения ОАР, при условии выполнения требований настоящей рекомендации, составляет:

Для объемной активности радона в воздухе:

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 40\% \text{ при ОАР от } 30 \text{ до } 150 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3},$$

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 30\% \text{ при ОАР от } 150 \text{ до } 30000 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3}.$$

Для объемной активности радона в почвенном воздухе:

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 30\% \text{ при ОАР от } 2500 \text{ до } 100000 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3},$$

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 40\% \text{ при ОАР от } 1000 \text{ до } 2500 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3}.$$

Для объемной активности радона в почвенном воздухе:

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 40\% \text{ при ОАР от } 6000 \text{ до } 30000 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3},$$

$$\delta Q_{\text{н}} = \pm 40\% \text{ при ОАР от } 30000 \text{ до } 800000 \text{ Бк}\cdot\text{м}^{-3}.$$

Вычисление ППР радона по результатам измерений выполнить по формуле:

$$\text{ППР} = (Q - Q_{\phi}) \cdot \frac{V_2 - V_1}{T \cdot S_2},$$

где:

Q – ОАР, вычисленная по формуле (2), $\text{Бк}\cdot\text{м}^{-3}$;

Q_{ϕ} – ОАР, вычисленная по формуле (1), $\text{Бк}\cdot\text{м}^{-3}$;

V_2 – объем измерительной камеры РРА, $V_2=1.60 \text{ л}$;

V_3 – свободный объем накопительной камеры и соединительных трубок, $V_3=0.093 \text{ л}$;

T – время работы воздуходувки ПОУ, $T=300\text{с}$;

S_2 – площадь сбора радона накопительной камерой, $S_2=0.0016 \text{ м}^2$.

Погрешность определения ППР при условии выполнения требований настоящей рекомендации составляет:

$$\delta \text{ППР} = \pm 30\% \text{ при ППР от } 500 \text{ до } 1000 \text{ м}\cdot\text{Бк}/\text{с}\cdot\text{м}^2;$$

$$\delta \text{ППР} = \pm 40\% \text{ при ППР от } 20 \text{ до } 500 \text{ м}\cdot\text{Бк}/\text{с}\cdot\text{м}^2. [1]$$

Данная методика является наиболее точной и при её помощи можно достоверно и в короткие сроки определить величину объемной активности ^{222}Rn .

Литература

1. Радиометр РРА -01М-01 «Альфарад». Руководство по эксплуатации. – М., 2004. – 36 с.

МАГНИТНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ И СОДЕРЖАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОЧВАХ И РАСТИТЕЛЬНОСТИ ГОРОДА КИЕВА

И.Р. Стахив

Научный руководитель научный сотрудник К.М. Бондарь

Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, г. Киев, Украина

На протяжении 20 столетия во многих городах наблюдалось ухудшение экологической ситуации, обусловленное быстрыми темпами индустриального развития и недостаточным вниманием к проблемам охраны окружающей среды. Это заставило ученых искать новых эффективных методов и технологий оценки загрязненности и мониторинга окружающей среды.

Известно, что на промышленно загрязненных территориях фиксируется повышение магнитной восприимчивости, вызванное наличием магнетита и других магнитных соединений железа в пылегазовых выбросах и золе [6], дорожная грязь и смог содержит магемит и металлическое железо [4]. Для почв и грязи мегаполисов доказана сильная корреляционная связь между магнитной восприимчивостью (МС) и содержанием полициклических ароматических углеводородов [3], МС и содержанием тяжелых металлов [5]. Аэротехногенные магнитные частицы, попадая в организм человека при дыхании, представляют серьезную опасность для здоровья [2].

Количество магнитного материала, осажденного на деревьях и зданиях, обратно пропорциональное расстоянию от источника загрязнения. По мере смывания старых частиц, на их место оседают новые. Таким образом, устанавливается определена равновесная концентрация на поверхности [1].

Характерным отличием нашей работы является использование листьев деревьев как поверхностей накопления пылевого загрязнения воздуха, которое осаждается на растениях города Киева. Использование растений предоставляет возможности изучения динамики накопления загрязнения в отдельных пунктах. Листья, которые появляются весной, в течение периода вегетации растения постепенно собирают все большее количество грязи. Скорость роста величины магнитной восприимчивости листьев в период с апреля по ноябрь станет показателем техногенной пораженности воздушного бассейна города.

Методика екомагнитных исследований предусматривала изучение магнитных свойств растительности и почв. С целью получения информации о загрязнении воздуха в городе Киеве были выбраны 10 пунктов в разных районах города, с разной интенсивностью транспортного движения, и на различном расстоянии от промышленных предприятий, эмитирующих техногенные магнитные частички. Точка в парковой зоне, на окраине города,

выбрана в качестве фоновой. В каждом из пунктов с апреля по октябрь 2007 – 2008 года ежемесячно (в конце месяца) проводился отбор листьев каштана обыкновенного (*castanea vulgaris*). Кроме того, для июльских и сентябрьских проб листы, а также для 25 проб почв Киева определены валовые содержания Cu, Ni, Zn, Cd, Pb на спектрофотометре КАС-120-M1.

Осреднив данные о магнитной восприимчивости по 10 точкам в каждом месяце, мы выяснили, что накопление магнитного загрязнения листвой города подчиняется экспоненциальному закону (рис. 1).

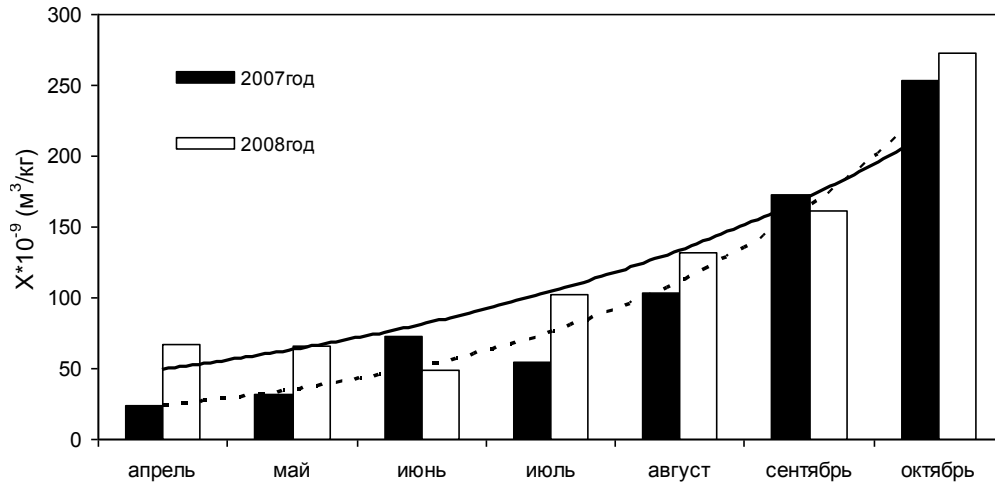


Рис. 1. Возрастание χ листьев каштанов Киева на протяжении периода вегетации

Во всех пунктах отбора листы наблюдалось постоянное возрастание χ . Исключение в некоторых местах составили летние пробы, показавшие меньшие значения χ , нежели чем в предыдущем месяце. По-видимому, это связано с интенсивным смывом загрязнения летними дождями, наибольшее количество которых в 2007 г. наблюдалась именно в июле, а в 2008 г. – в июне.

Нам удалось установить наличие надежных корреляционных связей магнитной восприимчивости почв с четырьмя тяжелыми металлами - Ni, Pb, Cu, Zn (рис. 2).

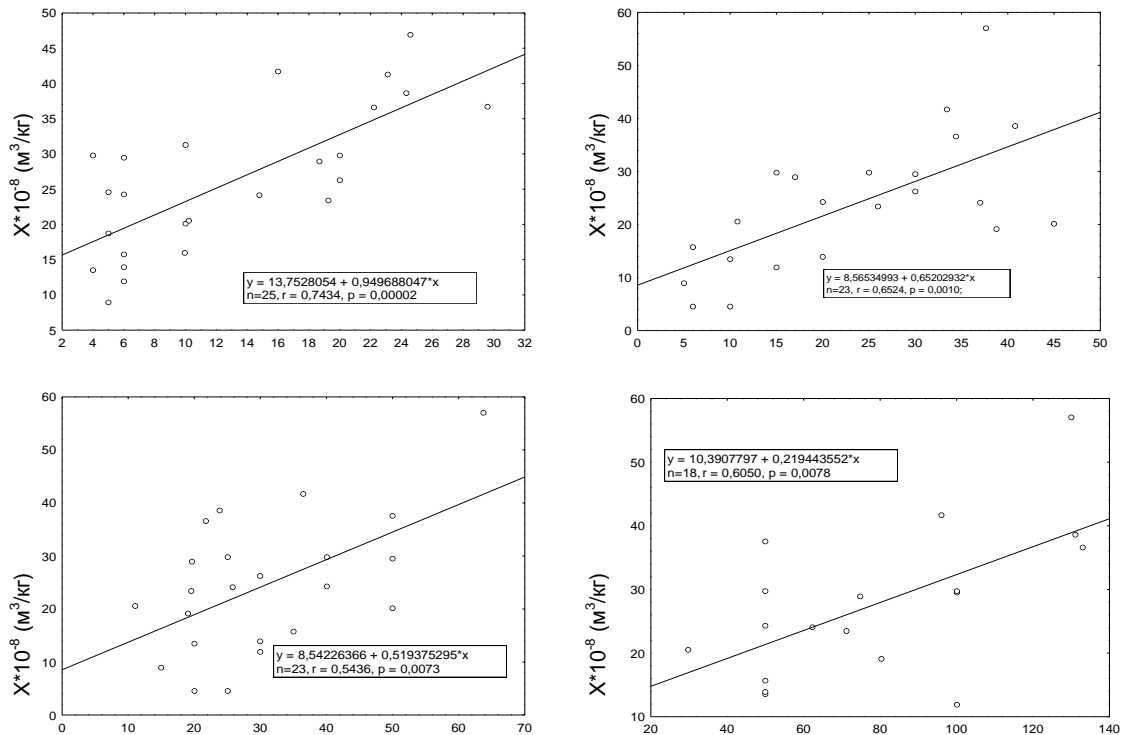


Рис. 2. Корреляционные связи χ почв с содержанием некоторых тяжелых металлов

Попытка изучить аккумуляцию техногенных тяжелых металлов листвой каштанов города Киева за двухмесячный период (с конца июля до конца сентября) дала следующие результаты. χ возросла в среднем в 3,4 раза. Отмечается значительный рост содержания Zn (в 1,5 раза) и Ni (в 2,5 раза) в листве, содержание других элементов существенно не изменилось. Итак, Zn и Ni сейчас наиболее активно осаждаются из техногенных аэрозолей.

Мониторинг экологического состояния городской среды по магнитной восприимчивости листвы можно рекомендовать как эффективный метод контроля за интенсивностью транспортного потока. Показано, что в местах, испытывающих значительную транспортную нагрузку, магнитной восприимчивости листьев выше и растет быстрее, чем в фоновых пунктах. Описанная технология разрешает контролировать экологическое состояние окружающей среды города в мониторинговом режиме, определять необходимый комплекс мероприятий по нормализации экологической ситуации в городе и контролировать их эффективность.

Литература

1. Flanders, P.J. Collection, measurement and analysis of airborne magnetic particulates from pollution in the environment // *Journal of Applied Physics*. – 1994. – P. 5931 – 5936.
2. Guthrie, G.D. Eat, breathe and be wary: Mineralogy in environmental health. *Reviews of Geophysics, Supplement*, 1170121, 1995.
3. Morris, W.A., Versteeg J.K., Bryant D.W., Legzdins A.E., McCarry B.E., Marvin C.H. Preliminary comparison between mutagenicity and magnetic susceptibility of respirable airborne particulate // *Atmospheric Environment*. – 1995. – № 29. – P. 3441 – 3450.
4. Muxworthy, A.R., Schmidbauer E., Petersen N.. Magnetic properties and Mossbauer spectra of urban atmospheric particulate matter: A case study from Munich, Germany // *Geophysical Journal International*. – 2002. - № 150. – P. 558 – 570.
5. Spiteri C., Kalinski V., Rösler W., Hoffmann V., Appel E. and MAGPROX Team., 2005. Magnetic screening of pollution hotspot in the Lausitz area, Eastern Germany: correlation analysis between magnetic proxies and heavy metal contamination in soils // *Environ. Geol.* – № 49. – P. 1 – 9.
6. Сухорада А. В., Дмитрук Ю. М., Бондар К. М., Еленська М., Хассо-Аропсович А., Каджалко-Хофмокл М., Матвіїшина Ж. М. Магнітогеохімічні ознаки забруднення ґрунтового покриву в околиці Маріуполя. *Науковий вісник ЧНУ*, 2005. – Вип. 257. Біологія. – С. 185 – 190.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СНЕГОВОГО ПОКРОВА ПРОМПЛОЩАДКИ СУМЗА И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ К НЕЙ ТЕРРИТОРИИ ПО ВЕЛИЧИНЕ ПЫЛЕВОЙ НАГРУЗКИ

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. Это касается не только атмосферы, но всех других, сопряженных с ней компонентов окружающей среды: поверхностных и подземных вод, например.

Весь эмпирический материал собран в районе действия сосредоточенного источника эмиссии поллютантов, представляющего собой трубу конверторного производства, расположенную на промплощадке СУМЗ. Выбор данного вида антропогенных нагрузок далеко не случаен: по ряду причин мы считаем его удобным модельным объектом для исследований в области экологического нормирования. Под импактным регионом мы понимаем территориальный комплекс экосистем разного пространственно–временного масштаба, расположенных возле точечного источника эмиссии поллютантов и подверженных действию локальной токсической нагрузки от этого источника. Ключевое отличие данного объекта от других (например, от участков с площадным загрязнением) заключается в градиентной природе загрязнения (рисунки 1-2). С удалением от источника выбросов происходит постепенное (но не всегда гладкое) уменьшение поступления поллютантов, соответственно, экосистемы получают все меньшие дозы токсических нагрузок. Из-за этого, импактный регион представляет собой специфическую пространственную структуру из концентрически расположенных зон с разной степенью загрязнения и, соответственно, различным уровнем трансформации экосистем. Обычно выделяют три – четыре зоны трансформации: техногенную пустыню, импактную, буферную и фоновую (последняя, строго говоря, не входит в импактный регион). Пространственная граница импактного региона проходит там, где с помощью современных методов уже не удастся отделить локальное действие токсической нагрузки от естественно–обусловленных изменений, а также фоновых (региональных и глобальных) выпадений поллютантов. Эта граница отделяет импактный регион от фоновой территории.

Снеговой покров рассматривается как удобный по степени доступности индикатор загрязнения окружающей среды. Для определения степени загрязнения изучаемой территории была проведена снеговая съемка. 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.

Под пылевой нагрузкой понимаем массу пыли, поступающую на единицу площади за единицу времени (мг/м² в сутки). Для оценки загрязнения пылевыми элементами обратимся к рисункам 1 и 2. Общее (фоновое) значение пылевой нагрузки на обеих картах равно 10 кг/км²*сут. Исходя из предложенной терминологии, изложенной выше, на представленных картах площадного распределения пылевой нагрузки, построенных по данным снеговых съемок, выделяется две зоны. Первую с пылевой нагрузкой меньше 10 кг/км²*сут. назовем фоновой, а вторую, внутри которой значение пылевой нагрузки больше 10 кг/км²*сут., - импактной. Максимальное значение в 7 раз превышает фоновое. Территория со значением пылевой нагрузки больше фоновой занимает площадь примерно в 25 км² в 2009 году и 22 км² в 2006 году. Площадь максимальных значений составила 3 км² (2009 г.) и 2 км² (2006 г.). Методика расчета пылевой нагрузки была взята с сайта <http://prirodavko.ukg.kz/passport/cont04040100.htm>. Жилые территории находятся на юге (г. Ревда) и на северо-востоке (г. Первоуральск) обследуемого участка.

Результаты обработки данных снеговой съемки показали, что уровень пылевой нагрузки на снеговой покров в Первоуральско-Ревдинском промузле за 2006 и 2009 годы мало изменился, что позволяет утверждать о достоверности результатов, а также о том, что состояние снежного покрова вблизи промпредприятия напрямую зависит от состава и объемов формирующихся выбросов, а также от климатических особенностей территории. Для снеговой съемки это особенности формирования снежного покрова. Снежный покров формируется в разные годы по-разному. Характер формирования снежного покрова зависит от многих параметров (географическое положение, направление ветров, их скорость и пр.). Несмотря на то, что металлургическое предприятие (СУМЗ) считается основным потенциально опасным источником загрязнения атмосферного воздуха на исследуемой территории, полученные результаты свидетельствуют о преобладании здесь средних значений содержания пыли в снеге. Основная доля загрязнения по элементам в убывающем порядке выглядит так – Cu, Zn, Pb, Cd, As. Все результаты по элементам имеются в виде таблиц содержания элементов (мг/м³) в работе.

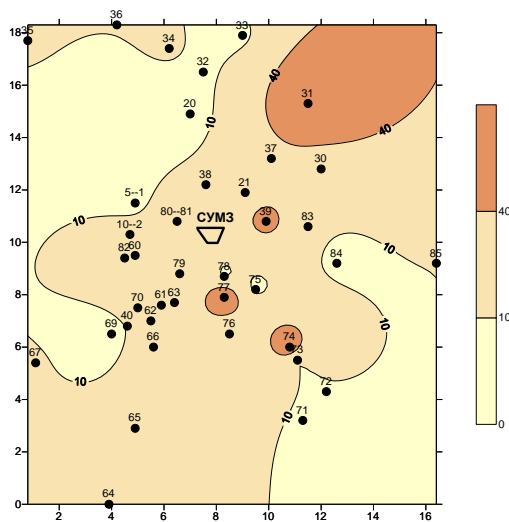


Рис. 1. СУМЗ 2009

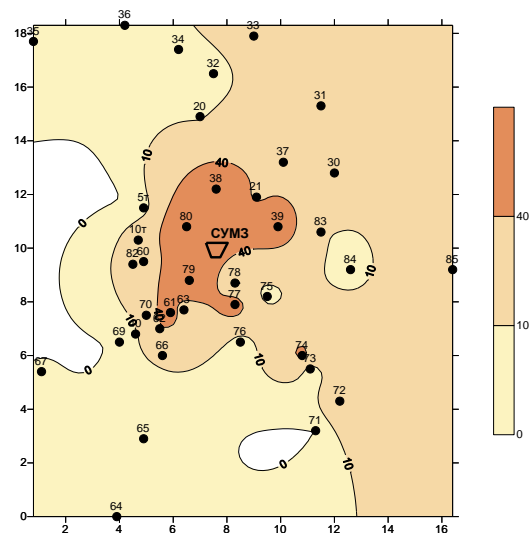


Рис. 2. СУМЗ 2006

Анализ экологического состояния снежного покрова Первоуральско-Ревдинского промузла показал, что формирующаяся пылевая нагрузка складывается, в основном, из наиболее потенциально опасных поллютантов, влияющими на окружающую среду, таких, как медь, цинк, свинец, кадмий, мышьяк. Анализ состояния атмосферного воздуха в районе по стационарным показателям показал, что, благодаря реализации большого объема природоохранных мероприятий за весь период наблюдений все изучаемые компоненты входят в пределы нормативных значений. Однако существует тенденция к увеличению концентрации свинца, мышьяка, диоксида азота, кадмия в атмосфере. Наиболее контрастные и взаимосвязанные между собой аномалии в таких средах как снежный покров, почвы, растительность связаны с медью, цинком и свинцом. Ареалы загрязнения снега этими элементами имеют пространственную приуроченность ко всей центральной части исследуемой территории и тесно связаны с основным источником загрязнения – промплощадкой СУМЗ. Это говорит о потенциально возможной миграции этих элементов в живые организмы по трофической цепи, начинающейся с воздуха, почв и растительности. Результаты выполненных работ вошли в содержание научно-производственного отчета, переданного для сведения руководству данного предприятия.

ФОРМЫ НАХОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОЧВАХ ЮЖНОГО УРАЛА ПОД ВЛИЯНИЕМ МЕДЕПЛАВИЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Л.В. Удачина

Научный руководитель профессор Д.В. Гричук

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

Загрязнение почв тяжелыми металлами происходит в результате глобальных выпадений из атмосферы, локального загрязнения в районах крупных автомобильных дорог и предприятий химической промышленности, регионального загрязнения в районах сосредоточения металлургических предприятий [2]. На территории Южного Урала работают два крупных медеплавильных предприятия: Медногорский медно-серный комбинат (г. Медногорск, Оренбургская область), начало работы которого датируется 1936 г.; Карабашский медеплавильный завод (г. Карабаш, Челябинская область) выплавка меди на котором началась в 1910 г. Оба предприятия проводят плавку медных концентратов с содержанием меди на уровне 16-18 %, которые получают на обогатительных фабриках Южного Урала (г. Гай, Бурибай, Новоорск, Сибай, Учалы). Типичными техногенными элементами, загрязняющими окружающую среду и накапливающимися в почвах, являются Cu, Zn, Pb, Cd, As, Hg, Sb, Bi, Se. Эти элементы в качестве основных и попутных входят в состав колчеданных руд месторождений Южного Урала [3] и являются типоморфными как для руд, так и для металлургических пылей Медногорска и Карабаша [1].

При анализе техногенного загрязнения важна оценка не только валовых концентраций элементов в гумусово-аккумулятивных горизонтах почв и распределение их по вертикальному профилю, но и определение форм нахождения тяжелых металлов. Формы нахождения элементов, особенно та их часть, которая относится к подвижным, позволяют приблизиться к оценке степени экологического риска территорий.

Выполнены работы по определению форм нахождения тяжелых металлов в почвах Карабашской и Медногорской техногенных геохимических аномалий. Зональным типом почв в районе г. Карабаша являются серые лесные почвы с низким содержанием гумуса и малой суммой обменных катионов, а в районе г. Медногорска преобладают горные черноземы, характеризующиеся высокой буферной способностью.

Пробы почв были отобраны в соответствии с преобладающей розой ветров при различном удалении от источников загрязнения. Валовые содержания элементов в почвах определялись методом атомно-абсорбционной спектроскопии. Результаты полученных данных представлены в табл.

Таблица

Химический состав основных тяжелых металлов в почвах в районах гг. Медногорска и Карабаша (мг/кг)

	N	Cu	Zn	Pb	Cd	As
Поверхностные целинные почвы (0-2 см)						
Медногорск	25	<u>487-4250</u> 709	<u>183-1365</u> 494	<u>156-1640</u> 437	<u>0.92-116</u> 18.5	<u>26-612</u> 175
Карабаш	34	<u>391-5890</u> 904	<u>328-2754</u> 718	<u>193-1267</u> 430	<u>1.12-196.4</u> 31.1	<u>20-704</u> 147
Почвы приусадебных участков						
Медногорск	9	<u>84-856</u> 455	<u>228-817</u> 418	<u>156-924</u> 310	<u>0.85-41.7</u> 8.9	<u>17-200</u> 66
Карабаш	15	<u>473-819</u> 542	<u>212-908</u> 485	<u>107-416</u> 214	<u>0.70-55.3</u> 17.9	<u>18-151</u> 36

Примечание: в числителе приведены пределы колебаний, в знаменателе – средние арифметические. N – количество проб.

Методика постадийных химических экстракций и их отнесение к определенным формам нахождения в почвах реализована нами по схеме Тессье [4]. В почвах Карабаша значительная доля обменных форм Zn и, особенно, Cd (рис. 1).

В черноземах Медногорска количество обменных форм Cd незначительно (рис. 2). Таким образом, можно предположить большую подвижность части тяжелых металлов в трансформированных техногенезом серых лесных почвах почвах Карабаша.

Литература

1. Вильямсон Б., Удачин В.Н., Пурвис О.У., Спиро Б., Кресси Г., Джонс Г.К. Состав аэральных частиц в районе медеплавильного завода (Карабаш, Южный Урал) // Уральский минер. сборник N13. – Миасс: ИМин УрО РАН, 2005. – С. 309 – 335.
2. Добровольский В.В. Миграционные формы и миграция масс тяжелых металлов в биосфере // Геохимия природных и техногенно-измененных биосистем. – М.: Научный мир, 2006. – С. 35 – 54.
3. Зайков В.В., Масленников В.В., Зайкова Е.В., Херрингтон Р. Рудно-формационный и рудно-фациальный анализ колчеданных месторождений Уральского палеоокеана. Миасс: ИМин УрО РАН, 2001. – 315 с.
4. Tessier A., Cambell P.G., Bission M. Sequential extraction procedure for the speciation of particulate trace metals // Analytical Chemistry. – 1979. – V. 51. – P. 844 – 851.

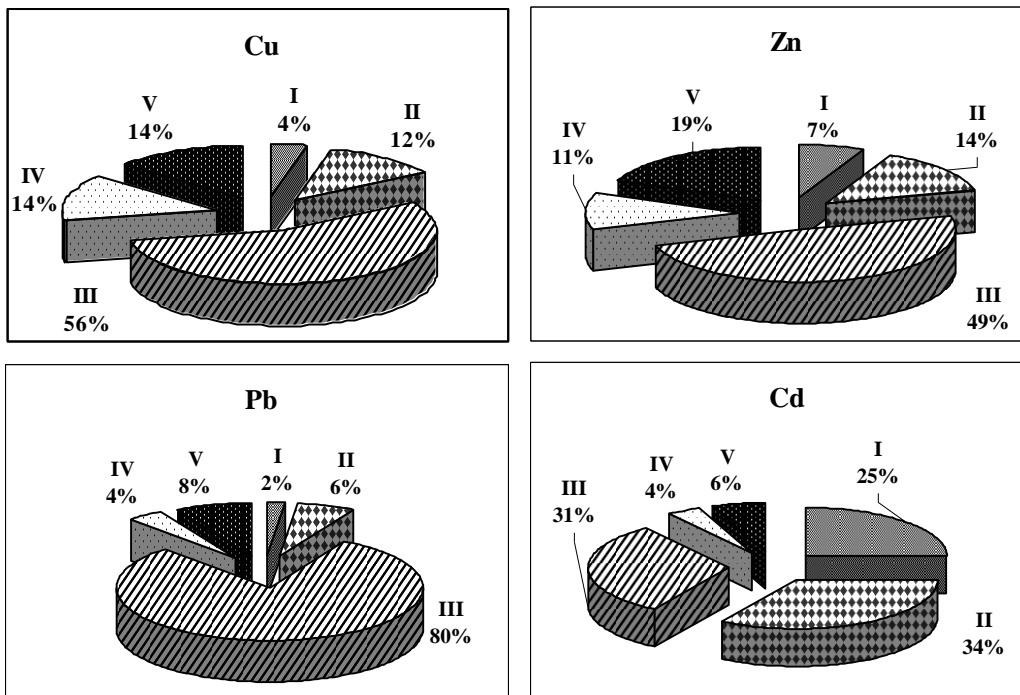


Рис 1. Формы нахождения халькофильных элементов в гумусово-аккумулятивном горизонте се-

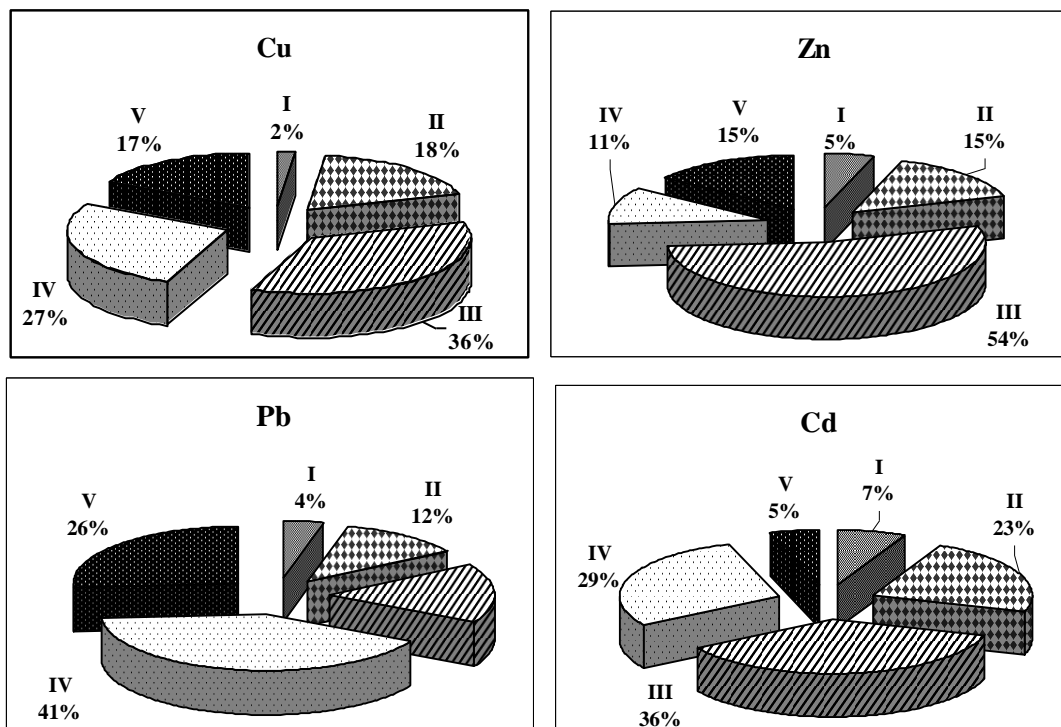


Рис 2. Формы нахождения халькофильных элементов в гумусово-аккумулятивном горизонте горных черноземов под влиянием пылевых выбросов Медногорского медеплавильного завода

СПОСОБ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД СТАЛЕПРОКАТНОГО ПРОИЗВОДСТВА ОТ СОЛЕЙ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ**Д.Р. Фархутдинов**

Научный руководитель профессор О.Б. Назаренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При полном переходе сталепрокатного производства (на бескислотную технологию подготовки поверхности катанки к волочению планируется вывод солянокислого комплекса из эксплуатации. В результате чего возникла необходимость в очистке сточных вод участка омеднения сталепрокатного производства, которые поступали на обезвреживание в цех технологического обеспечения и далее вывозились на шлакохранилище ОАО «ЗСМК» в количестве 50 тыс. м³ в год.

Цель работы – способ очистки сточных вод участка омеднения сварочной проволоки сталепрокатного производства от солей тяжелых металлов, с целью создания замкнутого водооборота.

На участке омеднения сварочной проволоки сталепрокатного производства введена в эксплуатацию установка для очистки сточных вод. Установка состоит из следующих основных узлов:

- переработки концентрированных стоков и предварительной очистки промывных вод, где происходит нейтрализация кислот и щелочей и перевод тяжелых металлов в малорастворимые соединения;
- мембранного обессоливания, основанного на очистке воды на молекулярном уровне;
- упаривания концентрата обратного осмоса и осветленной воды, в результате чего происходит упаривание раствора с образованием кристаллов солей и дистиллята.

Введение в эксплуатацию данной установки позволит:

- получить очищенную воду, соответствующую требованиям ГОСТ 9.314-90 кат. 2 «Вода для гальванического производства и схемы промывок. Общие требования»;
- использовать очищенную воду в оборотном цикле СПрП, тем самым улучшить экологическую обстановку предприятия.

Предотвращенный экологический ущерб от внедрения установки для очистки сточных вод участка омеднения сварочной проволоки СПрП составит 1,4 млн. рублей в год.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ В ЗОНАХ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ (НА ПРИМЕРЕ Г.ТОМСКА)**Е.А. Филимоненко**

Научные руководители профессор Е.Г. Языков, старший преподаватель А.В. Таловская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории г. Томска сосредоточено большое количество промышленных предприятий различных отраслей. Основными источниками загрязнения атмосферного воздуха являются предприятия топливно-энергетического комплекса (Томская ГРЭС-2, ТЭЦ-3 и др.), Томский нефтехимический комбинат (ТНХК), промышленные предприятия строительной отрасли (ЗАО «Карьероуправление», предприятия по производству железобетонных конструкций, ОАО «Континент» и др.), а также предприятия по металлообработке (электротехнический, электромеханический заводы, завод режущих инструментов и др.).

На территории г. Томска исследование состава атмосферных пылевых выпадений с использованием снеговой геохимической съемки проводится, начиная с 1974 г. Большая работа в этом направлении была проведена авторским коллективом, объединившем ученых из томских университетов. Известны работы А.П.Бояркиной, В.В. Байковского, А.И. Летувинкина, Н.В. Ильченко, Л.П. Рихванова, Е.Г. Языкова, А.Ю.Шатилова, А.В. Таловской и др. По данным этих исследований, а также Департамента природных ресурсов Томской области, большая часть территории г. Томска находится в условиях чистой и умеренно загрязненной атмосферы. На этом фоне выделяются два района с сильно загрязненной атмосферой – промузел ОАО «Томский нефтехимический завод» и центральная часть Томска, захватывающая Кировский и Советский районы. По данным [8], еще выделяется район со средним уровнем запыления в зоне расположения ЗАО «Карьероуправления».

Цель работы – изучение особенностей вещественного состава пылеаэрозольных выпадений в зонах воздействия промышленных предприятий различных отраслей г. Томска. Изучение пылеаэрозолей осуществлялось путем отбора проб снега. Автором проводился отбор проб снега в марте 2009 г. Применялась векторная сеть отбора проб. Пробы отбирались по «розе» ветров в 5 точках, с шагом отбора проб 200 м, в зоне воздействия следующих предприятий: Томский нефтехимический комбинат (12 км к северу от г. Томска); предприятия стройиндустрии, специализирующихся на производстве бетона и железобетонных конструкций (ООО «ЖБК-40», ООО «ЖБИ-27»); предприятия стройиндустрии, специализирующихся на производстве кирпича и фракционированного керамзитового гравия (ЗАО «Карьероуправление», ООО «Томский завод строительных материалов и изделий»); Томская ГРЭС-2 ОАО «Томскэнерго». Кроме этого отбирались единичные пробы снега в Академгородке, в районе учебных корпусов ТПУ (в феврале и марте 2009 г) и в условно фоновом районе для города – п. Калтай (25 км к югу от г. Томска). Все работы по отбору и подготовке снеговых проб выполнялись с учетом методических рекомендаций приводимых в работах [2, 5, 6]. Кроме того, исследования также проводились на основе многолетнего практического опыта эколого-геохимических исследований на территории Западной Сибири [9, 10].

Вещественный состав твердого осадка снега определялся с помощью электронной микроскопии (сканирующий электронный микроскоп Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа) в учебно-научной лаборатории электронно-оптической диагностики Международного инновационного образовательного центра «Урановая геология» кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ.

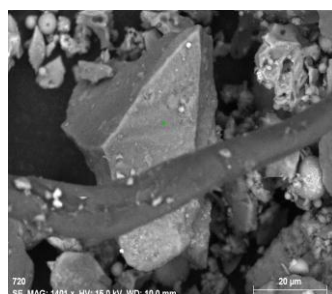
По результатам исследования было установлено, что величина пылевой нагрузки в зоне воздействия ТНХК превышает фон (7 мг/м²хсут, по данным [9]) до 12 раз, ООО «ЖБК-40» и ООО «ЖБИ-27» – до 20 раз, ЗАО «Карьероуправление» – до 83 раз, Томской ГРЭС-2 ОАО «Томскэнерго» – до 30 раз (табл.).

Таблица
Величина пылевой нагрузки в зоне воздействия промышленных предприятий г. Томска, мг/м²·сут

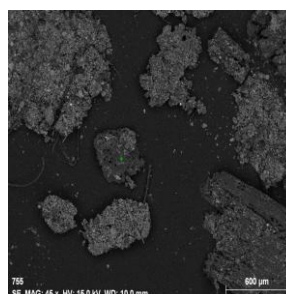
Расстояние от территории предприятия	ТНХК	ООО «ЖБК-40» и ООО «ЖБИ-27»	ЗАО «Карьероуправление»	Томская ГРЭС-2 ОАО «Томскэнерго»
200 м	45	127	571	152
400 м	54	139	584	219
600 м	73	108	292	84
800 м	69	82	256	70
1000 м	85	94	122	52
1100 м				50

Отмечается общая тенденция уменьшения величины пылевого загрязнения по мере удаления от промышленных предприятий. Это объясняется тем, что наиболее тяжелая фракция оседает непосредственно около источника загрязнения, тогда как легкая фракция переносится на более удаленное расстояние. Отметим, что повышенные значения пылевой нагрузки приходится на зону воздействия предприятий строительной индустрии, что связано с использованием устаревшего оборудования по пылеулавливанию на этих предприятиях. Кроме этого, только в этом районе исследования установлено, что уровень пылевого загрязнения изменяется от высокого (450-850 мг/м²хсут) до низкого (менее 250 мг/м²хсут) в соответствии с нормативами, представленными в работах [3, 5].

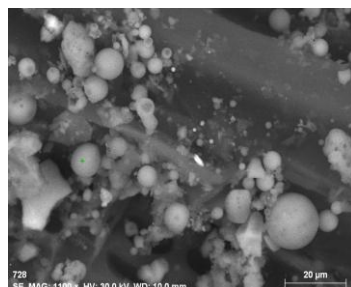
По результатам изучения вещественного состава проб были выявлены природные минеральные частицы (кварц, полевой шпат, слюда, органика) и техногенные образования (шлак, угольные частицы, сажа, алюмосиликатные микросферы, металлические микросферы, кирпичная крошка и др.) (рис.).



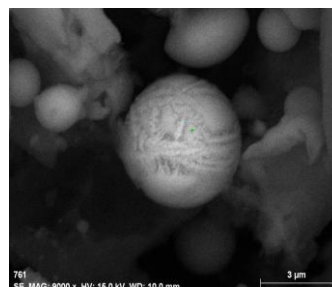
Частица кварца



Угольные частицы



Al-Si микросферы



Микросферы с оксидами Fe, Ti, Ca

Рис. Вещественный состав пылеаэрозолей

По результатам определения соотношения групп природных минеральных и техногенных частиц в пробах из зон воздействия промышленных предприятий можно отметить следующее.

В пылеаэрозолях в зоне воздействия ТНХК техногенная составляющая (67-80 %) доминирует над природной (20-33 %). По мере удаления от предприятия это соотношение в пробах существенно не изменяется. Во всех пробах твердого осадка снега наблюдается высокое процентное содержание шлака, повышенное содержание (40 %) на расстоянии 200 м. В тоже время в пробе, отобранной на расстоянии 500 м, наблюдается наибольшее процентное содержание белых, непрозрачных, сахаровидных частиц (14 %).

В пылевых атмосферных выпадениях в зоне воздействия ООО «ЖБК-40» и ООО «ЖБИ-27» техногенная составляющая (80-86 %) доминирует над природной (14-20 %). По мере удаления от предприятия это соотношение в пробах существенно не изменяется. Особенностью проб твердого осадка снега в этом районе является наличие в них цементной пыли, наибольшее процентное содержание которой (35 %) наблюдается на расстоянии 400 м. На частицы сажи и шлака в сумме в твердом осадке снега приходится 45 %.

В пылеаэрозолях в зоне воздействия ЗАО «Карьероуправление» природная минеральная составляющая (50-81 %) доминирует над техногенной (20-50 %). В тоже время содержание природных частиц уменьшается по мере удаления от предприятия. Основной вклад в природную составляющую вносят частицы кварца (до 60 %). В пробах были обнаружены прозрачные и непрозрачные частицы оранжевого цвета (от 28 до 35 %), генезис которых скорее всего, является техногенным. Эти частицы, вероятнее всего, поступают в атмосферу в процессе изготовления кирпича. Отметим, что такого рода частицы встречаются в основном только в пробах с данного района.

В пылеаэрозолях в зоне воздействия Томской ГРЭС-2 техногенные образования (73-85 %) преобладают над природными (15-27 %). По мере удаления от предприятия это соотношение в пробах существенно не изменяется. Техногенная составляющая в основном представлена частицами шлака, угольными частицами и алюмосиликатными микросферулами. Отмечается, увеличение содержания полевого шпата и кварца (до 7 и 20 % соответственно) в пробах по мере удаления от предприятия. Это связано с тем, что точка отбора пробы, расположенная на расстоянии 1100 м, находится на берегу р. Ушайки.

Отметим, что в пылеаэрозолях в зоне воздействия Томской ГРЭС-2 было зафиксировано повышенное процентное содержание алюмосиликатных микросферул (20-30 %), содержащих муллит. Известно [1, 4, 10], что эти образования характерны для выбросов топливно-энергетического комплекса. Процентное содержание угольных частиц и шлака в твердом осадке снега максимально на расстоянии 400 м (45 %), тогда как по мере удаления от предприятия это содержание уменьшается до 27 %.

Исследование твердого осадка снегового покрова проводили на основе авторского патента на изобретение № 2229737 от 17 октября 2002 г. [7].

Таким образом, были выявлены некоторые особенности вещественного состава пылеаэрозолей в зоне воздействия промышленных предприятий различных отраслей г. Томска.

Литература

1. Аэрозоли Сибири / [И.С. Андреева и др.]; отв. ред. К.П. Куценогий; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т химической кинетики и горения [и др.]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2006. – 548 с. – (Интеграционные проекты СО РАН; вып. 9).
2. Василенко В.Н. Мониторинг загрязнения снежного покрова / В.Н. Василенко, И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман. – Л.: Гидрометеоиздат, 1985. – 185 с.
3. Геохимия окружающей среды / Ю.Е. Саэт, Б.А. Ревич, Е.П. Янин [и др.]. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
4. Кизильштейн Л.Я. Алюмосиликатные микросферы золы пылеугольного сжигания углей / Л.Я. Кизильштейн, А.Л. Шпицглюз, В.Г. Рылов // Химия твердого топлива. – 1987. – № 6. – С. 122–126.
5. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
6. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология. – 1978. – № 7. – С. 74 – 78.
7. Пат. 2229737 Россия, МПК⁷ G 01 V 9/00. Способ определения загрязненности снежного 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.
8. Таловская А.В. Оценка эколого-геохимического состояния районов г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей: дис. ... канд. геолого-минерал. наук: 25.00.36 / Анна Валерьевна Таловская; Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 185 с.
9. Шатилов А.Ю. Вещественный состав и геохимическая характеристика атмосферных выпадений на территории Обского бассейна: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2001. – 24 с.
10. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: дис. ... докт. геолого-минерал. наук: 25.00.36 / Егор Григорьевич Язиков; Том. политехн. ун-т. – Томск, 2006. – 423 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОСЛЕДСТВИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ НА НАЗЕМНЫЕ ЭКОСИСТЕМЫ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ
Д.Е. Фоминых

Научный руководитель профессор Г.Г. Щербак

Томский государственный архитектурно-строительный университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири происходят некатегорийные отказы и аварии на трубопроводах транспортирующих нефть и технологическую жидкость системы поддержания пластового давления (ППД). Проблема загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи давно известна и изучается в Западной Сибири достаточно длительное время, начиная с 70-х - 80-х годов двадцатого столетия. Поэтому изучение последствий воздействия загрязнения нефтью почв и ее влияние на природные комплексы продвинулось намного дальше, чем изучение проблемы техногенного засоления. Это объясняется следующими причинами:

1. С загрязнением нефтью предприятия – недропользователи и контролирующие государственные органы в Западной Сибири столкнулись раньше, чем с проблемой техногенного засоления. На начальных этапах освоения нефтяных месторождений Среднего Приобья, добыча нефти не требовала технических мероприятий по ППД, система поддержания пластового давления складывалась намного позже эксплуатационного бурения и интенсивной добычи нефти. Поэтому в первые годы разработки на месторождениях наблюдались только разливы нефти.

2. Существует субъективный фактор восприятия последствий разливов. Если разливы нефти отчетливо видны как с земли, так и при авиа облетах в любое время года, в том числе и при устойчивом снежном покрове, то разливы техногенной жидкости системы ППД визуально определяются только в период вегетации растительности. В этом случае на зеленом фоне отчетливо выделяются островки желто-рыжего цвета с отмершими растениями. При положительных температурах воздуха в течение 1-2 лет происходит интенсивное испарение нефти, и в воздухе на десятки и сотни метров чувствуется стойкий запах углеводородов. Техногенно засоленные участки имеют желто-рыжеватый цвет, который в период ранней весны и осени легко маскируется естественной окружающей средой, желтым или красным цветом листвы и однолетников и буро-рыжим цветом окиси железа, повсеместно присутствующим в почвах и болотной воде. Специфический запах на месте техногенно засоленных участков присутствует, но интенсивность его слабая и почувствовать его можно разве - что стоя посередине засоленного участка. Нефтяные загрязнения дают сильный общественный резонанс, чего нельзя сказать о техногенном засолении. Соответственно нефтяным загрязнениям большее внимание уделяют как сами нефтедобывающие предприятия, так и государственные контролирующие органы.

По наблюдениям автора, динамика самовосстановления участков техногенного засоления по отношению к нефтезагрязненным участкам в среднесрочной перспективе (3-5 лет) выражена значительно слабее. Это обусловлено слабой геохимической миграцией токсичных солей в почве и отсутствием вовлечения токсичных солей в биологический круговорот веществ. Самовосстановление нефтезагрязненных участков обусловлено естественными процессами испарения углеводородов и вовлечением части углеводородов в биологический круговорот веществ (действие аборигенных микробов – деструкторов нефти).

Работы по восстановлению нефтезагрязненных участков с помощью биологической рекультивации (применение микробов-деструкторов нефти) проводятся в промышленных масштабах на территории Среднего Приобья более 10 лет. Существуют отработанные технологии по снятию нефтезагрязненного грунта с последующей переработкой его на полях биодegradации шламонакопителей или высокотемпературном сжигании. При всех имеющихся недостатках вышеназванных методов восстановления нефтезагрязненных участков, они применяются на практике и вносят положительный вклад в снижение негативного воздействия на природные экосистемы в районах нефтедобычи. В то же время реальных способов восстановления (рекультивации) техногенно засоленных участков в природно-климатических условиях Среднего Приобья, получивших промышленное распространение в настоящее время не существует. По мнению автора, перспективным направлением является использование культуртехнической мелиорации солончаков, разработанной отечественными учеными для сельского хозяйства. Выполненные теоретические расчеты, применительно к природно-климатическим условиям Среднего Приобья, а также практическая апробация методов мелиорации солончаков, на территории нефтяных месторождений позволяют при дальнейших исследованиях разработать способы и методы рекультивации техногенно засоленных земель. Оно основывается на изучении генезиса техногенно засоленных участков, влияния токсичных солей на почвенных беспозвоночных и растительность, изучении геохимической миграции токсичных солей в почве и грунтовых водах, построении солевых профилей почвы, инвентаризации техногенно засоленных участков, определении способности к самовосстановлению разных биогеоценозов. Поэтому, такой подход является перспективным и новым направлением исследований для решения данной проблемы (рис. 1-2).



Рис. 1. Разлив нефти, Кargasокский район Томской области июнь 2006 г. – наблюдается вегетация растений на загрязненном нефтью участке, фото автора



Рис. 2. Разлив минерализованной воды, Александровский район Томской области июль 2005 г. – полная гибель подроста березы на участке техногенного засоления, фото автора

ГЕНЕЗИС И ГЕОЭКОЛОГИЯ САМАРОВСКОГО ОСТАНЦА

Ч.В. Хонинов

Научный руководитель профессор В.И.Исаев
Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

За последние 7 лет г. Ханты-Мансийск испытал бурное развитие в строительном комплексе: постройка жилых, промышленных и муниципальных сооружений, а также прокладывание новых автодорог. Это говорит о том, что происходит социальный и экономический подъем в обществе и развитие города в целом. Но надо отметить, что быстрый темп в строительстве также оказывает непосредственное влияние на окружающую среду и динамику ее развития.

Самаровский останец расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины, вблизи устья р. Иртыш, в черте г. Ханты-Мансийска (рис. 1). Он является уникальным природным объектом по ряду причин:

- 1) в пределах его территории сохранился естественный уголок северной тайги с уникальными ландшафтно-климатическими условиями;
- 2) это опорный геологический разрез, по которому эпоха максимального оледенения Западной Сибири получила название «самаровская»;
- 3) научные споры вокруг его происхождения, которые не затухают до сих пор.

Большое влияние на геоэкологическое состояние района оказывают подземные воды. С разгрузкой подземных вод на рассматриваемой территории связано проявление экзогенных геологических процессов – оплывин, оползней, пльвунов, эрозии ручьев и временных водотоков, суффозии, солифлюкции, заболачивания, наледи. Наибольший урон лесным растениям наносят эрозия, оползни и оплывины. Последние связаны с очаговой разгрузкой подземных вод. Типичные размеры оплывин от 8-15 м в длину до 2-4 м в ширину, глубина захвата грунтов ниже почвенного слоя 20-30 см. В обнажении влажные суглинки, супеси, серые глины, видны очень мелкие струи воды. Здесь же встречаются и небольшие оползни. Оползни классические, циркообразные, небольшие по размерам – ширина по фронту до 20 м, чаще всего 10-12 м, амплитуда срыва грунтов – 1-2 м. На месте образования оползней, крупных оплывин – поваленные деревья, кустарники.

Если рассматривать объект в целом, то он сложен четвертичными отложениями (пески, валунные суглинки и супеси, алевриты, глины и др.), в которые вложены породы эоценового возраста (опоковидные глины). Что касается генезиса объекта, то на его природу существует две диаметрально противоположные точки зрения. Первое мнение, которое более всего находит сторонников среди исследователей, говорит о том, что в четвертичном периоде Западная Сибирь неоднократно подвергалась материковым оледенениям. Причем, во время максимального оледенения, ледниковый щит покрывал всю северную часть низменности, доходил до г. Ханты-Мансийск и несколько южнее. Одним из оснований проведения здесь границы ледника является наличие самаровского «отторженца» [4, 5]. По мнению других ученых, Западная Сибирь не подвергалась столь существенным оледенениям, а «отторженцы» палеогеновых пород имеют неледниковое происхождение - глиняный диапиризм

[1, 2]. Авторы данной работы также считают, что исследуемый объект имеет ледниковое происхождение. Фактов, говорящих в пользу неледниковой природы Самаровского останца, гораздо меньше, чем фактов, подтверждающих его гляциальную природу. И в рамках этой пока еще гипотезы, на основании геологической изученности района, сделаем попытку кратко охарактеризовать его геоэкологическое состояние.



Рис. 1. Положение Самаровского останца на космоснимке г. Ханты-Мансийска

В.С. Кусковский [3], один из приверженцев ледникового происхождения Самаровского останца, на основании опубликованных данных и проведенных им геологических и гидрогеологических исследований, построил схему и геологический разрез останца (рис. 2).

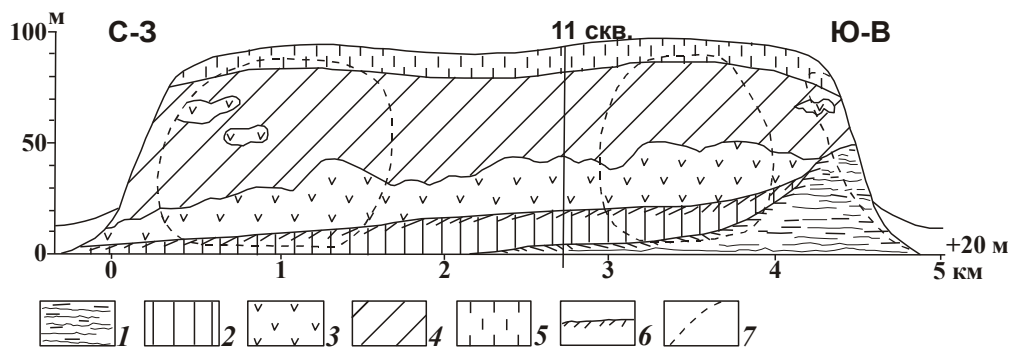


Рис. 2. Основные толщи видимой части разреза Самаровского останца [3]

1 – нижняя бассейновая морена с зеркалами скольжения (Q^1); 2 – средняя толща ледниковых и водноледниковых образований (Q^2); 3 – палеоценовые и эоценовые породы (ледниковые отторженцы); 4 – верхняя толща ледниковых и водноледниковых отложений (Q^2), возможно (Q^2+Q_3); 5 – покровные облессованные озерные алевриты и тонкозернистые пески (Q^4); 6 – основные поверхности скольжения; 7 – обнаженные участки склонов.

На схеме отмечены места выходов подземных вод и участки проявления экзогенных геологических процессов (ЭГП). На ней видно, что более интенсивные проявления ЭГП находятся в непосредственной близости от селитебной части останца. Это связано, на наш взгляд, с застройкой здесь территории жилыми зданиями, которые вызывают нарушение гидродинамического и температурного равновесия грунта и подземных вод.

Естественно, ЭГП связаны не только с антропогенным воздействием, но и с составом грунтов. Если посмотреть на разрез (рис.2), то можно увидеть, что основная масса типично валунных суглинков и глин сконцентрирована в восточной части останца.

Из всех разновидностей пород, слагающие останец, именно валунные суглинки и глины более всего подвержены пластическим деформациям, а также обладают тиксотропными свойствами. Это и предопределяет столь сильное проявление ЭГП именно в этом участке.

Из выше сказанного можно сделать следующие выводы:

Основополагающую роль в проявлении ЭГП играет геология района, поверх которой накладывается техногенный фактор. Последний лишь вызывает усиление ЭГП.

Разрез Самаровского останца (рис.2) может служить упрощенной моделью инженерно-геологической обстановки района.

Закономерное проявления ЭГП на тех участках, где можно спрогнозировать их обнаружение, служит доказательством достоверности геологического разреза, а также потенциальным подтверждением ледниковой природы останца.

Литература

1. Крапивнер Р.Б. Новые данные о геологическом строении района Самаровского останца. – Материалы к проблемам геологии позднего кайнозоя. – Л.: Изд. НИИГА, 1969. – С. 58 – 73.
2. Кузин И.Л., Чочиа Н.Г. Самаровские и юганский «Ледниковые отторженцы» // Четвертичный период Сибири. – М.: «Наука», 1966. – С. 210 – 227.
3. Кусковский В.С. Гидро-инженерно-геологические условия территории г. Ханты-Мансийска. Учебное пособие. – Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ, 2004. – 56 с.
4. Сухорукова С.С. Текстуры и состав морен Самаровской горы на Иртыше // Проблемы стратиграфии и палеогеографии плейстоцена Сибири. – Новосибирск: «Наука», 1982. – С. 58 – 66.
5. Шацкий С.Б. Ледниковые отторженцы в четвертичных отложениях у юрт Еутских на р. Бол. Юган и вблизи г. Ханты-Мансийска // Основные проблемы изучения четвертичного периода. – М.: «Наука», 1965. – С. 206 – 224.

РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ НА ПРЕДПРИЯТИИ

ОАО «РАЗРЕЗ ИЗЫХСКИЙ»

Е.В. Шанина, И.С. Швабенланд

Хакасский государственный университет им. Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

Современная практика добычи угля из месторождений как открытым, так и подземным способом ведет к значительным нарушениям земельных площадей и образованием, так называемых «техногенных рельефов» оказывающих в общем случае негативное воздействие на все компоненты окружающей природной среды. В дальнейшем такое влияние приводит к существенным изменениям, в естественных экосистемах оказывая пагубное воздействие на биоту в общем, и на здоровье человека в частности.

Рекультивация земель, нарушенных в промышленной деятельности, в практическом и теоретическом отношении – направление относительно новое. В настоящее время идет интенсивное усовершенствование методов рекультивации, с точки зрения экологии и экономики. К таковым можно отнести изменения, как технологических схем в связи с применением нового более выгодного оборудования, так и принципиально новые подходы в процессе рекультивации как горнотехнической, так и биологической.

В связи с этим цель работы состоит в следующем: изучив схему процессов рекультивации на горнодобывающем предприятии ОАО «Разрез Изыхский», произвести оценку эффективности проведенной работы по восстановлению нарушенных земель.

Для проведения расчетов были взяты данные по текущему количественному соотношению нарушенных и восстановленных земель, календарные планы горнотехнической и биологической рекультивации на различных участках добычи. Также в исследовании учитывалось и качество восстановленных земель, в сравнении с землями, не затронутыми в ходе производственной деятельности предприятия.

Весь процесс рассмотрения данной проблемы был составлен в соответствии с двумя направлениями по сохранению целостности земельных ресурсов: предотвращение нарушения земель и сам процесс рекультивации (рис. 1), сущность которого будет раскрыта в более полном объеме.

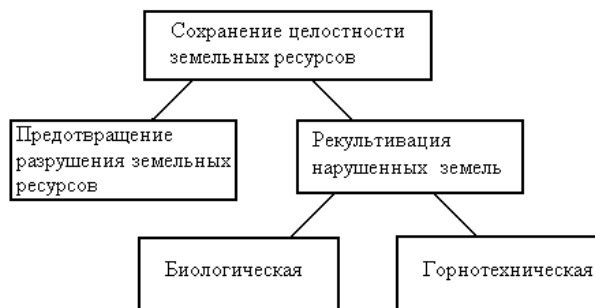


Рис. 1. Общая схема процесса сохранения земельных ресурсов

А именно будут рассмотрены выполняемые на предприятии ОАО «Разрез Изыхский» этапы биологической рекультивации и дана оценка эффективности проводимой работы в сравнении с другими предприятиями, работающими в области добычи угля открытым способом, в других регионах России.

Основную роль в рассмотрении направления по предотвращению нарушения земель сыграли данные о планах добычи по годам на вводимом в эксплуатацию участке № 4. Исследуя данные, необходимо заметить положительный эффект, связанный с размещением вскрышных пород в отработанном пространстве участка № 3, данное обстоятельство свидетельствует о резком уменьшении нарушаемой площади при размещении вскрыши с участка № 4, однако этот факт как видно отдалает сроки проведения рекультивации на участке № 3 (рис. 2).

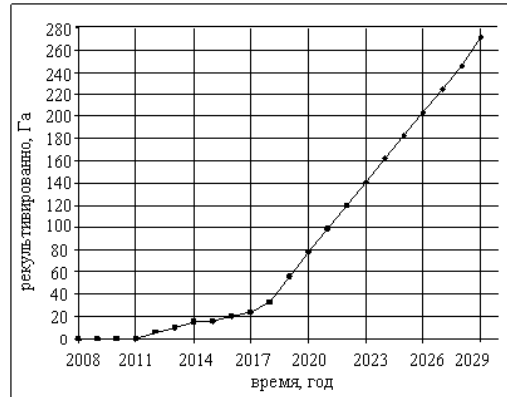


Рис. 2. План горнотехнической рекультивации участка №3

Как видно начало рекультивационных работ обозначено 2011 годом, а основная часть работ заложена в период с 2018 по 2029 гг. Что не может не сказаться на экологическом состоянии региона, из-за выноса мелких частиц с поверхности нерекультивируемых площадей поверхности, т. к. полная выработка участка № 3 произойдет в 2009 году.

Что же касается проводимой биологической рекультивации, и ее эффективности, оценку данному процессу следует проводить по результатам восстановления участков №№ 1,3. Основную часть участка № 1 планируется рекультивировать под пастбища (рис. 3. А). Что не представляет большой экономической пользы в связи с отсутствием развитой сельскохозяйственной деятельности в данном районе. Аналогичная ситуация наблюдается на участке № 3 (рис. 3. Б).

Принятые направления рекультивации нарушенных земель оправданы лишь факторами, связанными со свойствами пород в способности к биологической рекультивации. Однако, земля, передаваемая в дальнейшем использование под пастбища, не справляется с чрезмерным выпасом скота, что приводит к интенсивному оврагообразованию. Этому процессу также способствует слабая задернованность, редкий травостой и относительно крутые склоны образованные в результате недостаточной горнотехнической рекультивации.

Выходом в данной ситуации может служить изменение в процессах биологической рекультивации. Одним из таких примеров является применение методов ускоренной рекультивации, основанных на применении комплекса биоактивных препаратов на основе активных штаммов микроорганизмов, мобилизирующих потенциальное плодородие обрабатываемого субстрата и способствующих накоплению в нем органического вещества и элементов питания в доступной для высших растений форме.

Практической разработке технологии ускоренной рекультивации нарушенных земель сопутствует то, что вскрышные и вмещающие породы ранних геологических возрастов (миоцен, плиоцен), добытые из недр земли попутно с углем, в основном, пригодны для восстановления почвенного плодородия, то есть являются потенциально плодородными грунтами.

Бактериальные препараты содержат активные культуры азотфиксирующих и фосфатрастворяющих бактерий. Азотфиксирующие бактерии участвуют в процессах превращения азота в почвогрунтах, то есть переводят его из труднодоступной в доступную для растений форму. Фосфатрастворяющие бактерии участвуют в процессе превращения фосфора и калия в почвогрунтах в доступную для растений форму. Данные процессы позволяют повысить плодородие почв и без дополнительного внесения органических веществ.

Делая общий вывод, в соответствии с принятой схемой (рис. 1) можно отметить следующее:

- над развитием первого направления (предотвращение нарушения земель) предприятие стало работать относительно недавно и рано делать выводы об эффективности проведенной работы, можно только отметить, что проведения работ ведется на относительно низком уровне в сравнении с другими предприятиями;

- второе направление (рекультивация нарушенных земель) ведется продолжительный период времени и как показали расчеты, процесс этот имеет явно затяжной характер, что крайне негативно сказывается на экологическом состоянии региона и снижает уровень полезности использования природных ресурсов.

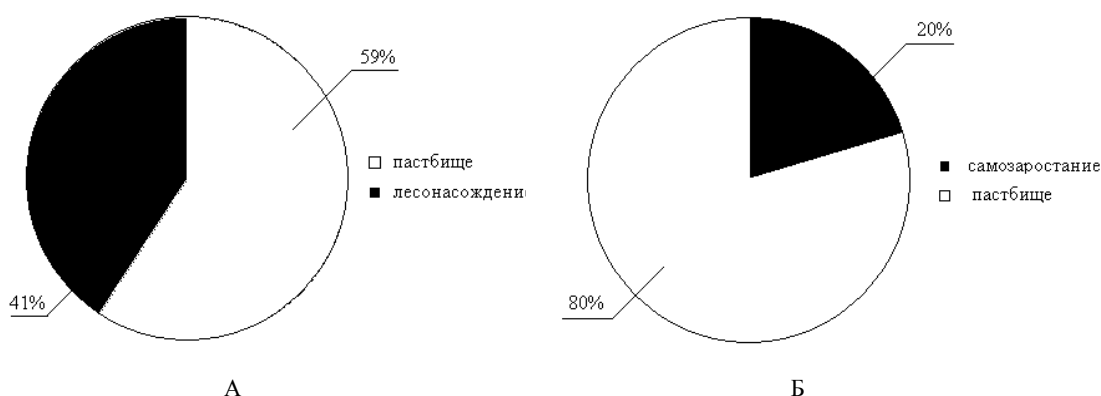


Рис. 3. Планируемое соотношение различных видов рекультивации, участка №1 (А), участка №3 (Б)

Все выше полученные результаты необходимо учесть при составлении плана рекультивации участка №4, в том числе и применение биологической рекультивации по ускоренному методу, описанному выше, а также важно не допустить ряд ошибок допущенных при этапах горнотехнической рекультивации на участках №№ 1 и 3.

АНАЛИЗ АНОМАЛЬНОГО РОСТА ЛЕСОПОСАДОК НА УГЛЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

И.Х. Шаяхметов¹, Т.Ф. Мельникова², А.С. Вдовина²

Научный руководитель профессор Ю.В. Лесин

Кузбасский государственный технический университет¹, г. Кемерово, Россия

Кемеровский государственный университет², г. Кемерово, Россия

Проезжая по трассам Кемеровской области, можно заметить интересную черту во внешнем облике лесопосадок некоторых районов – колебание высот деревьев через определенные промежутки. Интересно, что в северной части области (Мариинский, Анжеро-Судженский, Кемеровский, Топкинский районы) деревья в полосах лесопосадок вдоль дорог имеют примерно одинаковую высоту. Первая фотография (рис. 1) была сделана на выезде из города Кемерово. В центральной же части области (Ленинск-Кузнецкий, Прокопьевский, Беловский и др. районы) высота деревьев значительно колеблется даже на соседних участках (рис. 2). Мы подсчитали, что амплитуда колебания высот достигает трех метров. Очевидно, что все деревья имеют одинаковый возраст. Также столь значительные колебания не могут быть объяснены различиями рельефа, климатических условий или неодинаковой степенью воздействия биотических факторов. Мы считаем, что данное явление может быть связано с геологическим строением подстилающей поверхности, а именно с наличием либо отсутствием угленосных горизонтов непосредственно под лесопосадками (рис. 3).



Рис. 1. Фото северного Кузбасса



Рис. 2. Фото центрального Кузбасса

Тест показал, что общий и средний прирост биомассы для почв с участков с высокими и низкими тополями примерно одинаковы, при этом коэффициент интенсивности работы корневой системы для почв с участков с низкими тополями несколько выше, чем для аналогичных с высокими тополями. При этом прирост биомассы лука, выращенного на чистой воде, был самым низким. Если обратить внимание на среднее линейное отклонение, то по результатам теста для почв с участков с высокими и низкими тополями оно небольшое, а для чистой воды показатели уже слишком велики, что заставляет задуматься о достоверности данных результатов. Но так как для нашего эксперимента наиболее важным было выявить различие между почвами с участков с высокими и низкими тополями, это не имеет большого значения.

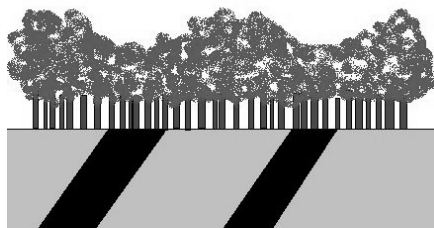


Рис. 3. Предполагаемая схема явления

Прирост биомассы побегов *Allium-sapa L* в образцах, см и г

Таблица 1

	ВТ дл	НТ дл	ЧВ дл	ВТ м	НТ м	ЧВ м
1	13,8	10,5	3,5	1,14	0,64	0,33
2	9,3	12,5	11	0,7	0,85	0,48
3	4	6,5	9,6	0,33	0,44	0,61
4	9,3	9	15,4	0,61	0,44	0,98
5	9,5	7,5		0,68	0,68	
6	8,4	9,2	2,5	0,49	0,33	0,15
7	6,2	10,6		0,22	0,62	
8	7,5	5,5	9,5	0,51	0,56	0,82
9	10,6	9,1	9,5	0,73	1,16	0,65
10	10,3		7,6	0,78		0,43
Среднее значение	8,9	8,9	8,5	0,62	0,63	0,55
Среднее линейное отклонение	1,9	1,6	3,1	0,18	0,17	0,21

Черным цветом здесь обозначены угленосные горизонты. Как известно, угленосные толщи являются одним из источников поступления метана в атмосферу. В угольных пластах метан содержится в свободном и сорбированном состоянии. Сорбированный метан, которого большинство, выделяется в атмосферу при снятии нагрузки с пласта, трещиннообразовании и разрушении угля. И метан, в свою очередь, разрушает протоплазму растений, приводит к отмиранию устьиц листьев, некрозу тканей, в результате чего нарушается процесс фотосинтеза. Наблюдателями установлено, что в зонах выхода метана на поверхность почва теряет свою структуру, а вся растительность погибает.

Результаты проведенного нами эксперимента говорят о том, что в природных условиях на тополя действуют фактор, который не мог быть нами учтен в лабораторных условиях. Такой, как содержание метана в поч

ве. Это достаточно вероятно, особенно если принять во внимание наличие угленосных толщ на территориях, где произрастают выбранные нами для исследования тополя, и характер воздействия метана на растительность.

Таблица 2

Средний прирост биомассы *Allium-sapa L* в образцах, см и г

	Высокие тополя	Низкие тополя	Чистая вода
Средняя длина корней	6,24	5,75	5,57
Средняя масса корней	0,39	0,38	0,31
Средняя длина побегов	8,9	8,9	8,5
Средняя масса побегов	0,62	0,63	0,55
Кинт	1,58	1,66	1,77

Литература

1. Биометрия: Учеб. пособие для биол. спец. Вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Шк., 1990.
2. Меркулов В.А. Охрана природы на угольных шахтах. – М.: Недра, 1981. – 183 с.

**РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ОТВАЛОВ ГОРНОДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ ЧЕРНОГОРСКАЯ
УГОЛЬНАЯ КАМПАНИЯ****И.С. Швабенланд***Хакасский государственный университет имени Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия*

Проблема загрязнения окружающей среды возникла в связи с развитием промышленного производства. Особую остроту эта проблема приобрела во второй половине 20-го века, в период обширного развития угледобывающей промышленности. Горнодобывающая промышленность находится на 2 месте по вредности из всех отраслей промышленности. Воздействие большинства горнодобывающих предприятий это распространение их на значительно большие территорий. Негативные воздействия на ландшафты и среду обитания человека. Карьерные выработки, вскрышные отвалы расположены в непосредственной близости от густо населенных городов и районов и являются постоянным источником эмиссий, газо-пылевых выбросов. Значительная часть земель была выведена из сельскохозяйственного оборота. Для возвращения этих земель в целевое назначение проводится ряд мероприятий. Одно из таких мероприятий рассматривается в данной работе.

Черногорское каменноугольное месторождение расположено на северо-западной окраине Южно-Минусинской впадины, на левом берегу р. Енисей в 10 км к северо-западу от устья р. Абакан. Поле ООО «Черногорская угольная компания» характеризуется волнистым мелкосопочным степным рельефом, плавно понижающимся в сторону долины р. Енисей. Естественные поверхностные водотоки на площади поля разреза отсутствуют.

ООО «Черногорская угольная компания» расположено среди сельскохозяйственных угодий совхоза «Красноозерный», земли которого используются под пашни и кормовые угодья, почвенно-растительный слой которых составляет 0,25 м. Почвообразующие породы, средняя мощность которых составляет 1,5-2,0 м, представлены суглинками, супесью и песком. Многолетняя мерзлота в районе отсутствует. Максимальная глубина сезонного промерзания не превышает.

В соответствии с техническими условиями на рекультивацию предусматриваются следующие направления восстановления земель:

- в период эксплуатации осуществляется снятие плодородного слоя почвы мощностью 0,2 м и потенциально-плодородного слоя мощностью 1 м с площади 1105 га и нанесение их на спланированные поверхности отвалов;
- откосы отвалов, и транспортные бермы отвалов оставляются под естественное самозарастание общей площадью 437 га;
- остаточные выработки оставляются под засыпку вскрышными породами, вывозимыми с резервных участков Черногорского месторождения.

Работы, связанные с восстановлением нарушенных земель, выполняются сезонно с марта по ноябрь включительно. Ввиду малых объемов, рекультивационные работы в течение сезона выполняются периодически, по мере необходимости.

На площадях, нарушаемых горными работами, производится срезка плодородного и потенциально-плодородного слоев бульдозерами ДЗ-132-1, сталкивание грунта в бурты с последующей погрузкой экскаваторами ЭО-4124 в автосамосвалы КрАЗ-256Б и транспортировкой на отвалы.

Срезка плодородного грунта производится с опережением на одну заходку относительно верхнего вскрышного уступа.

На окончательно сформированных площадях, на которых не предусматривается дальнейшее отвалообразование, осуществляется грубая планировка бульдозерами ДЗ-132-1, через 1,5-2 года после этого осуществляется чистовая планировка и нанесение потенциально-плодородного и плодородного слоев.

В Республике Хакасия наиболее вероятными могут быть два метода восстановления нарушенных земель сельскохозяйственного назначения:

- формирование растительных ландшафтов при естественном зарастании.
- искусственном зарастивании полей после горнотехнической их подготовки.

Если предприятия по добыче и обогащению черных, цветных и драгоценных металлов располагающихся в горных, достаточно увлажненных, но слабообеспеченных теплом районах, пригодных в основном для лесоразведения, то угледобывающие производственные комплексы находятся в степных пространствах с достаточно большими ресурсами эффективных температур (1900-2000), но с низкой влагообеспеченностью, 245-300 мм, создающими немало проб. Разработка месторождений полезных ископаемых открытым способом оказывает значительное воздействие на окружающую среду, при котором изменяется естественный круговорот веществ и энергий, динамика природных процессов, структура и продуктивность биосистем.

Прежде всего, это проявляется в изменениях ландшафтов, гидрогеологического, гидрохимического, гидробиологического и климатических режимов. Происходит интенсивное перераспределение химических элементов захватывающих большое пространство; образуются геохимические аномалии. Масштабы этих изменений зависят от масштабов разработки и периода времени эксплуатации месторождения. Освоение месторождения сопровождается неизбежным техногенным воздействием на все компоненты окружающей среды.

Организация рационального природопользования предполагает:

- необходимость выполнения экологических требований при отработке месторождения, разработку комплекса мероприятий по охране окружающей среды и восстановлению нарушенных экосистем.

При открытых разработках угля наиболее актуально рассматривать загрязнение окружающей среды породами вскрышных отвалов поскольку от вымывания и выветривания взвешенных частиц происходит загрязнение атмосферы, почвы и воды.

Рассмотрены технологические процессы на предприятии и влияние их на окружающую среду. Установлено, что общая площадь нарушенных земель составила 1554 га, до конца отработки поля площадь нарушенных земель составит 2710 га, экологический ущерб нанесенный земле составил 113939 тыс. руб.

Для снижения уровня воздействия на компоненты окружающей среды необходимо проведение рекультивации, на данном предприятии проведение рекультивации проводилась в два этапа:

- на первом этапе проводилась техническая рекультивация предусматривающая следующие направления восстановления земель:

- в период эксплуатации осуществляется снятие плодородного слоя почвы мощностью 0,2 м и потенциально-плодородного слоя мощностью 1 м с площади 1105 га и нанесение их на спланированные поверхности отвалов;
- откосы отвалов, и транспортные бермы отвалов оставляются под естественное самозарастание общей площадью 437 га;
- остаточные выработки оставляются под засыпку вскрышными породами, вывозимыми с резервных участков Черногорского месторождения.

-на втором этапе биологическая рекультивации, которая проводилась двумя методами: самозарастанием и искусственным зарастиванием полей. Проанализированы проблемы естественного самозарастания отвалов Черногорского угольного разреза. Породные отвалы данного разреза, представленные песчаниками, алевролитами, углистыми аргиллитами и пирогенными конгломератами в условиях высокой континентальности с годовой суммой атмосферных осадков 270 мм, должны зарастать естественным путем очень медленно. На карьерном участке № 6, имеющего небольшой угол откоса только через 4-7 лет растения образовали парейно-полянны группировки с участием льянки обыкновенной, клоповника мусорного, лебеды, солянки русской.

На более высоком отвале с углом откоса 35° достигающем 35 м – карьерный участок № 6 (бис), растительность почти совсем отсутствовала и лишь на нижней трети откосов отмечены редкие пятна растительности примитивных группировок: лебеды, клоповника, солянки русской, доминирование и роль в закреплении поверхности откосов от эрозии и накопления биомассы и гумусообразования ничтожна.

Проанализирован метод искусственного зарастивания полей на примере отвалов № 4 (Юго-западном) и (Подтеррасном) после технического этапа рекультивации. На плодородный грунт наносился потенциальный плодородный слой с добавлением минеральных веществ, в который высевались многолетние травы и высаживались деревья. В течение трех лет отвалы были покрыты травянистой растительностью, прижились деревья. На отвале № 4 (Юго-западном) создали сенокосно-пастбищные угодья. Отвал (Подтеррасный), где производилось облесение древесно-кустарными насаждениями: оно привело к смягчению климата, и предотвращению ветровой и водной эрозий. Наиболее приемлемый и эффективный метод биологической (сельскохозяйственной) рекультивации нарушенных земель искусственного зарастивания. Был впервые рассмотрен на Черногорском угольном разрезе, в дальнейшем по аналогичному методу представляется возможность осуществлять подобного рода окультивирование отвалов и карьеров с достаточно высоким качеством и продуктивностью рекультивированных полей, превышающих продуктивность естественных угодий до проведения на них добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Методические указания по проведению комплексного агрохимического обследования почв сельскохозяйственных угодий. - М.: Центр научно-технической информации пропаганды и рекламы, 1999.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОЗЕМОВ ЧЕРНОГОРСКОЙ УГОЛЬНОЙ КОМПАНИИ МИНУСИНСКОГО ПРОГИБА РЕСПУБЛИКИ ХАКАСИЯ

И.С. Швабенланд, Е.В. Шанина

Хакасский государственный университет имени Н.Ф. Катанова, г. Абакан, Россия

Добыча полезных ископаемых позволяет обеспечить человечество необходимыми минеральными ресурсами на современном этапе жизни. Проблема состоит в том, что большая часть полезных ископаемых, в частности разработка угольных месторождений, влечет за собой разрушение почвенного и растительного покрова, нарушение естественного рельефа.

Минусинский каменноугольный бассейн находится в пределах Минусинского межгорного прогиба, вытянутого в меридиональном направлении и ограниченного с запада, юга и востока горными системами Саян и Кузнецкого Алатау. Северная граница прогиба менее отчетлива и проводится по хребту Арга. Широтными хребтами Батеневский и Солгонский Минусинский прогиб разделен на три депрессии: Чулымо-Енисейскую, Сыдо-Ербинскую и Южно-Минусинскую. Промышленные месторождения каменных углей сосредоточены в Южно-Минусинской котловине, которая сложена главным образом девоновским и пермскими отложениями и характеризуются равнинным, сильно расчлененным эрозионным рельефом с отдельными повышениями [1].

При добыче полезных ископаемых определилось два метода восстановления нарушенных земель: формирование растительных ландшафтов при естественном зарастании и при искусственном зарастивании отвалов после горнотехнической подготовки.

Рекультивация методом самозарастания проводилась на Изыхском углеразрезе в 1970 – 1990 годах.

Участок 1. Старый отвал 152 га, сформирован в процессе горнотехнической рекультивации за счет вскрышных песчаников, алевролитов и углистых аргиллитов в 1971-1990 гг. с последующим нанесением на поверхность потенциально плодородного слоя 30-70 см, представляющего собой смеси песчаных, супесчаных, суглинистых, слабогумусированных карбонатных, иногда слабосолонцеватых почвенных образований каштанового ряда.

Реакция почвенного раствора потенциально плодородного слоя слабощелочная (рН-8,2), содержание гумуса – 2,8 %, подвижного фосфора – 11,4, обменного калия – 30,4 водорастворимого азота (N-NO₃, N-NO₄) – 3,9 мг/кг.

За 12-21 год разнообразие растительного покрова составило 22-24 вида. В связи с низкой задернованностью (7-18 %), видовой состав оказался более разнообразным, но все же бедным, состоящим в основном из полыней, остреца, ирисов, пырея ползучего, костреца безостого. Более трех четвертей поверхность участка занято овсяницей ложноовечьей, ковылем и другими злаковыми травами. Годовая производительность покрова 15-20 ц/га, из них пастбищной поедаемой травы 5-10 ц/га.

Сравнительно крутые склоны (8-14°), слабая задернованность, редкий травостой и пастбищная нагрузка послужили быстрому оврагообразованию. На отвале появилось более четырех десятков оврагов и балок, из которых есть наиболее развитые, шириной по верху 6-10 м и глубиной 2-7 м, которые требуют серьезного мелиоративного вмешательства: 6 находятся в начальной стадии оврагообразования, остальные 25-27 с признаками самозарастания и образования тонкой дернины, но способными перейти в состояние действующих, перерастающих в крупные эрозионные образования. Данные явления происходят в результате грубых нарушений при выполнении рекультивационных работ и пастбищного режима на участке.

Участок 2. Отвал Береговой, длиной 3900 м, шириной 325 м, высотой 5 – 12 м и общей площадью 127 га сформированный в 1968-1978 годах вскрышными породами: валунами, крупные и мелкие камни в виде песчаников, алевролитов, аргиллитов, а также различные слабогумусированные фракции песков, супесей, суглинков, чаще всего вскипающих от раствора соляной кислоты. Вся эта масса была перемешана без какой-либо селективной подготовки к рекультивации.

Реакция почвенного раствора рН – 8,3, содержанием гумуса – 1,4 %, подвижного фосфора – 4,6, обменного калия – 124, подвижного азота – 3,7 мг/кг.

Участок 3. Расположен в северо-восточной части Изыхского углеразреза. В настоящее время добыча каменного угля в связи с истощением запасов прекращена. Формирование отвала «Северо-восточный» в процессе добычи угля и выемки из разреза вскрышных пород было начато в 1981 и закончено в 1999 году. Длина отвала 3000 м, ширина – 55 м, максимальная высота – 55 м, общая площадь – 108 га. Средний уклон отвала 8 – 10°. Плодородный слой нанесен на поверхность отвала равномерно толщиной 65-70 см, местами 90 см и представлен песчаной и супесчаной смесью с пятнами легкого суглинка. По химическому составу его можно характеризовать как примитивный темно-палевый неоднородный слабогумусированный (гумус 0,2-1,5 %) грунт со слабощелочной реакцией (рН 7,6-8,1), содержание подвижного фосфора – 5-11, обменного калия – 70-150 мг/кг (по Мачигину), нитратного азота – 2,5-5,0 мг/кг.

На данном отвале за 6-12 лет видовое разнообразие достигло лишь 15-19 видов, в составе которых доминировали различные виды полыней, солянка русская и другие сорные и мусорные растения, лишь небольшими куртинами или единично встречаются пырей, люцерна желтая и др. Средняя высота травостоя 30 см. На участке все признаки водной эрозии, начало оврагообразования, угрожающих деформации поверхности отвала.

На отвале «Береговой» в возрасте 24-34 лет, имея плодородный слой (5-10 см), образовался фитоценоз с самым высоким относительно других отвалов видовым разнообразием травянистой растительности (50 видов) с годовой производительностью 10–8 ц/га воздушно-сухой массы, в том числе съедобной 2,5-5 ц/га. Обследование отвала показало, что восстановление первоначальной плотности фитоценоза возможна лишь через 80-100 лет.

Карьерно-отвальные объекты Сорского молибденового комбината, Абаканского, Тейского и других горнодобывающих предприятий, где биологическая рекультивация нарушенных земель не проводилась, последние десятки лет остаются голыми, безжизненными. Такими же бесплодными остаются все неокультуренные карьеры и отвалы угледобывающих предприятий.

Метод самозарастания с экономической и экологической точек зрения является не эффективным и не целесообразным.

Угленосные отложения Черногорского месторождения представлены четырьмя свитами, согласно лежащими одна на другой. Большая часть белоярской и полностью нарыльковская свиты здесь уничтожены эрозионными процессами. *Конгломератовая свита* (C_{1,2}^{Ho}) является первой (снизу) в продуктивной толще. Мощность от 170 до 200 м. В состав ее входят крупные пачки алевролитов (8-15 м), переслаивающиеся с аргиллитами и углистыми аргиллитами. Нижняя граница свиты определяется по почве базального конгломерата. *Черногорская свита* (C_{1,2}^{Hl}) имеет мощность от 270 до 300 м. За нижнюю границу свиты принимается мощный слой песчаников (15-40 м), преимущественно грубозернистых, с включениями гравелитов и конгломератов в основании. Нижняя половина свиты состоит в большинстве своем из песчаников и алевролитов с незначительными прослоями угля. *Безугольная свита* (C_{2,3}) представлена чередованием темно-серых аргиллитов, алевролитов и более светлых песчаников. Прослои песчаников маломощные, обычно от 0,1 до 3,0 м. В алевролитах, аргиллитах и песчаниках часто наблюдаются конкреции сидеритового состава. Свита имеет мощность от 50 до 70 м. *Белоярская свита* (P₁^{H3}) перекрывает безугольную и связана с ней постепенным переходом. На Черногорском месторождении уцелела от размыва лишь нижняя часть свиты, мощностью до 110 м. Состоит свита, в основном, из песчаников мелко-, средне- и крупнозернистых, алевролитов, реже аргиллитов, углистых аргиллитов и мергелей. Нередко

отмечаются конкреции сидеритов, а также редкие пропластки серых пепловых туфов мощностью до 1 м. Четвертичные отложения (Q_4). Четвертичные отложения представлены делювиально-элювиальными суглинками и супесями, перекрывающими коренные породы угленосной толщи в северо-западной части месторождения. Мощность супесей и суглинков колеблется от 0,5 до 10 м. Юго-восточная, юго-западная и южная части месторождения покрыты аллювиальными галечниками и песками долины рек Абакана и Енисея. Мощность их изменяется от 5 до 40 м, в отдельных случаях достигает 50 м. Данный угольный разрез находится на территории бывшего совхоза «Красноозерный». Почвенный слой представлен темно-каштановыми (41 %), каштановыми (32 %) тяжело- и среднесуглинистыми почвами. Средняя мощность гумусового горизонта 0,25 м. по степени гумусированности почвы относятся к слабогумусированным, в которых содержание гумуса не превышает 4 %. Почвообразующие породы представлены четвертичными суглинками и аллювиальными отложениями средней мощностью 1,5-2,0 м [2]. Для целинных каштановых почв типичен очень короткий гумусовый профиль: 12-31 см для каштановых почв и 22-34 см для темно-каштановых. Гумусовый горизонт A_1 небольшой мощности (8-12 см у каштановых почв и 10-16 см у темно-каштановых). Горизонт А бесструктурен: пылеватый у каштановых и комковато-пылеватый у темно-каштановых. Карбонаты обнаруживаются, как правило, в горизонте В и только в карбонатных разновидностях они отмечаются с поверхности. Карбонатный пояс резко оформлен и достигает большой мощности [3].

Литература

1. Бугаков П. С., Горбачева С. М., Чупрова В. В. Почвы Красноярского края. – Красноярск, 1981. – 128 с.
2. Геологическое строение поля разреза (Пояснительная записка) // Корректировка проекта отработки Черногорского каменноугольного месторождения. – Красноярск, 2003. – Т.2. – 134 с.
3. Градобоев Н.Д. Природные условия и почвенный покров левобережной части Минусинской впадины // Почвы Минусинской впадины. – М., 1954. – С. 16 – 54.

ИССЛЕДОВАНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ В СОСТАВЕ ВОЛОС ЧЕЛОВЕКА (КРАТКИЙ ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ РАБОТ)

Д.В. Швецова

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Как известно, значение микроэлементов в жизнедеятельности организмов, в том числе и человека, весьма велико, поскольку они входят в состав биологически активных веществ – ферментов, гормонов, витаминов, пигментов или активируют их в процессе обмена веществ [7].

Актуальность изучения антропогеохимических связей обуславливается, с одной стороны, этой значительной ролью микроэлементов, а с другой – существованием естественной, а в настоящее время и техногенной качественной и количественной химической неоднородности биосферы [8]. В биогеохимических провинциях – регионах с недостатком, избытком или дисбалансом определенных элементов у растений, животных и человека – наблюдаются различные по степени выраженности биологические реакции (биохимические, физиологические, морфологические) [2, 10, 11, 19]. Микроэлементы в организм человека поступают в основном опосредованно, по биогеохимической пищевой цепи [19], кроме природных факторов на их приток оказывают влияние и социальные условия [20]. Следовательно, для изучения микроэлементного обмена в популяциях в различных биогеохимических провинциях недостаточно знать только характеристики среды, а требуется проведение анализа тканей самого человека. Для решения этой задачи (особенно при обследовании больших контингентов населения), по мнению многих авторов, может быть использован анализ волос [41 – 43, 49].

Как биопсийный материал волосы обладают целым рядом уникальных свойств. Во-первых, это простота сбора, легкость хранения и транспортировки. Во-вторых, они имеют высокую скорость роста, сочетающуюся с отсутствием метаболической активности у выросшего волоса. Это приводит к накоплению элементов и дает возможность проведения ретроспективных анализов за определенные промежутки времени. В-третьих, волосы отвечают важному требованию, предъявляемому им как биопсийному материалу, – отражать изменение концентраций элементов в организме [6]. В связи с этим волосы человека являются наиболее предпочтительной средой для различного рода исследований: изучения метаболизма микроэлементов, оценки степени отравления тяжелыми металлами, определения состояния питания и диагностики заболеваний, изучения влияния на организм факторов окружающей среды.

В криминалистике разрабатываются вопросы применения химического анализа волос с целью идентификации личности [30], а также для выявления факта употребления наркотиков [25]. Интересное применение анализ волос нашел в археологии. К примеру, изучение волос древнего человека, замерзшего во льдах, позволило получить информацию о рационе его питания и условиях обитания. В работе [36] приведены результаты анализа микроэлементного состава волос египетских мумий.

Изучению содержания химических элементов в человеческом организме и его биосубстратах, в том числе и волосах, было уделено пристальное внимание в ряде фундаментальных исследований 50-60 годов XX века. Особое развитие это направление получило с появлением возможности использования более совершенных и высокочувствительных методов, к примеру, ядерно-физических. Благодаря своим преимуществам в медицине и биологии широко стал применяться радиоактивационный анализ.

В первых исследованиях приводились данные по выделению мышьяка в волосе, изучалось распределение мышьяка по длине волоса. Результаты анализов волос на мышьяк помогли ответить на некоторые вопросы токсикологии [17]. В рамках программы МАГАТЭ по применению ядерно-физических методов в мониторинге биосферных загрязнений изучался состав волос в популяциях в различных географических и экономических районах [6].

Последующие работы, выполненные с привлечением точных аналитических методов (атомно-абсорбционного, ядерно-физических), обобщены в публикации комитета экспертов Международной комиссии радиационной защиты, где приведены данные об элементном составе организма «условного» человека [26]. Таким образом, накоплен значительный материал об естественном, физиологическом содержании микроэлементов в организме человека. И все же данная сводка в отношении состава волос человека является далеко не полной, в ней отсутствуют данные по содержанию естественных радиоактивных и редкоземельных элементов.

В основе жизни на Земле лежит процесс биогенной миграции элементов. Живое вещество нашей планеты постоянно осуществляет огромную работу, выражающуюся в круговороте химических элементов [9]. Состав волос человека также непостоянен и подвержен влиянию природной и производственной сред. В связи с этим важным является разработка критериев оценки такого влияния, чему уделено особое внимание в работах [21, 41].

На человека постоянно оказывают воздействие те или иные факторы окружающей среды, и волосы человека являются, наверное, лучшим индикатором этого воздействия [1, 3]. Анализ элементного состава волос широко используется для оценки состояния природных сред [3, 30] и воздействия на человека различных загрязнителей, присутствующих в окружающей среде [6, 22, 31, 34, 35] или на рабочем месте [37, 46, 51, 52]. Выявлена зависимость между содержанием мышьяка в питьевых водах и волосах населения [44, 47, 50]. Волосы широко используются как индикатор воздействия ртути на людей, контактирующих с ней на производстве [39]. Определение содержания ртути (в её органической форме) в волосах людей и в продуктах питания, особенно в рыбе и морепродуктах, позволяет оценить уровни поступления этого элемента по пищевой цепи [32, 48].

Химический состав волос является маркером экологического неблагополучия территории. Ввиду этого, анализ волос широко используется для контроля за состоянием окружающей среды. Исследование микроэлементного состава биологических тканей населения, проживающего на различном расстоянии от источников загрязнения, позволяет оценить дальность выбросов, выявить их специфику [12, 44].

Формирование техногенных геохимических провинций в современных условиях вызывает серьезную озабоченность непосредственно из-за негативных последствий полиэлементного воздействия загрязненной окружающей среды на живые организмы, в том числе и человека [13, 24]. Часто такое воздействие связано с работой определенного типа предприятий и характеризует ситуацию локального характера. Доказано, что изменение микроэлементного состава волос человека соответствует элементному составу техногенных геохимических аномалий в местах проживания людей [4, 5, 29, 45].

Элементный состав волос человека может использоваться как индикатор природно-техногенных обстановок территории. Учитывая депонирующие свойства волос человека, можно использовать их элементный состав для картирования техногенных ореолов загрязнения и зонирования территорий по степени благоприятности проживания человека [12, 23]. Крупномасштабные исследования в этом направлении были проведены на территории Узбекистана [18, 16].

В последнее время все больший интерес наряду с исследованиями крови, плазмы крови, мочи представляет исследование волос для выявления состояния обмена микроэлементов в организме и токсического воздействия отдельных тяжелых металлов. Существует обширная информация по данной проблеме, систематизированная в ряде обзоров [14, 28, 33, 38]. Имеющиеся данные показывают, что содержание микроэлементов в волосах отражает микроэлементный статус организма в целом, пробы волос являются интегральным показателем минерального обмена [15].

В России в настоящее время состав волос активно изучается с целью определения экологического портрета жителей и прогнозирования состояния здоровья населения [1, 12, 27, 41]. В литературе рассматриваются влияние на концентрации микроэлементов пола, возраста, расы, состояния здоровья (физиологического статуса), диеты, цвета волос, применения медикаментов и косметики, геохимических условий обитания и профессии [6, 16, 18, 27, 31, 33]. Ввиду всех перечисленных факторов элементный состав волос человека может быть различен в разных странах и регионах. Этот факт порождает огромный разброс данных по фоновым концентрациям элементов в волосах.

Таким образом, к настоящему времени накоплен большой фактический материал об элементном составе волос человека. Волосы как биопсийный материал, приобретают все большее значение в связи с потребностью в «клеточном» источнике биологических проб, для анализа нарушений на клеточном уровне, поскольку традиционные анализы крови и мочи не всегда адекватны и дают только одномоментную информацию.

В целом изучение элементного состава волос детей является весьма актуальным и интересным направлением. Кроме определения дефицита некоторых элементов в организме и установления их токсических концентраций изучаются изменения состава волос при различных заболеваниях для диагностики и контроля за ходом лечения, для оценки состояния питания, изучения метаболизма микроэлементов. Другая область, где широко применяется анализ волос – это контроль за состоянием окружающей среды. Однако, несмотря на столь широкие возможности применения данных по содержанию элементов в волосах человека, на сегодняшний день исследован еще достаточно узкий спектр элементов. В частности, требуется расширение и углубление знаний о содержании в волосах человека естественных радиоактивных и редкоземельных элементов.

1. Агаджанян Н.А., Скальный А.В. Химические элементы в среде обитания и экологический портрет человека. – М.: Изд-во КМК, 2001. – 83 с.
2. Алексеева Т.И. Географическая среда и биология человека. – М., 1977. – 302 с.
3. Бабикина Ю.Ф., Колесник В.В., Росляков Н.П., Горбунов А.В., Ревич Б.А., Сотсков Ю.П. Микроэлементный состав волос населения как индикатор загрязнения природой и производственной сред. В кн.: Активационный анализ. Методология и применение. – Ташкент: Изд-во ФАН, 1990. – с. 209 – 214.
4. Барановская Н.В. Элементный состав биологических материалов и его использование для выявления антропогенно-измененных территорий (на примере южной части Томской области) // Автореф. дисс. на соискание уч. степени канд. биол. наук. – Томск, ТГУ, 2003. – с. 24.
5. Барановская Н.В., Рихванов Л.П. Радиоактивные элементы (U,Th) в волосах детей юга Томской области, как показатель техногенного воздействия // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека: Материалы II Международной конференции. – Томск: Изд-во «Тандем-Арт», 2004. – С. 66 – 69.
6. Бацевич В.А., Ясина О.В. Медико-антропологические аспекты исследования микроэлементного состава волос / В кн. Антропология – медицине. – М.: Изд-во МГУ, 1989. – С. 198 – 220.
7. Войнар А.И. Биологическая роль микроэлементов в организме животных и человека. – М., 1960. – 544 с.
8. Добровольский В.В. География микроэлементов. Глобальное рассеивание. – М., 1983. – 341 с.
9. Вернадский В.И. Заметки о распространении химических элементов в земной коре. – Избр. Соч. – Т.1. – М.: АН СССР, 1954. – 624 с.
10. Виноградов А.П. Биогеохимические провинции и эндемии // Докл. АН СССР, 1938. – Т. 18. – №4/5. – С. 820.
11. Виноградов А.П. Биогеохимические провинции и их роль в органической эволюции // Геохимия, 1963. – №3. – С. 199 – 213.
12. Геохимия окружающей среды / Ю. Е. Саэт, Б. А. Ревич, Е. П. Янин, Р. С. Смирнова. – М.: Недра, 1990. – 335 с.
13. Гичев Ю.П. Загрязнение окружающей среды и здоровье человека. – Новосибирск, СО РАМН, 2002. – 230 с.
14. Ермаков В.В. Индикация биогеохимических аномалий по химическому составу волос // Биогеохимическая индикация аномалий: Материалы V Биогеохимических чтений, посвященных памяти В.В. Ковальского. – М.: Наука, 2004. – С. 53 – 85.
15. Ермаков В.В. Диагностическое значение концентраций макро- и микроэлементов в волосах крупного рогатого скота при выявлении микроэлементозов // Проблемы биогеохимии и геохимической экологии, 2007. – № 1 (3). – С. 71 – 82.
16. 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.
17. Кист А.А., Лобанов Е.М. Радиоактивационный метод в биологии и медицине (обзор). В кн.: Активационный анализ в науке и технике. – Ташкент: ФАН Узбекской ССР, 1980. – С. 130 – 159.
18. Кист А.А. Феноменология биогеохимии и бионеорганической химии. – Ташкент, изд-во «ФАН», 1987. – 235 с.
19. Ковальский В.В. Геохимическая экология. – М., 1974. – 299 с.
20. Коломийцева М.Г., Габович Р.Д. Микроэлементы в медицине. – М., 1970. – 288 с.
21. Ревич Б.А. Гигиеническая оценка содержания некоторых химических элементов в биосубстратах человека // Гигиена и санитария, 1986. – № 7. – С. 59 – 62.
22. Ревич Б.А. Химические элементы в волосах человека как индикатор воздействия загрязнения производственной и окружающей среды // Гигиена и санитария, 1990. – № 3 – С. 55 – 59.
23. Ревич Б. А. Популяционное здоровье и химическое загрязнение среды обитания в России. – Москва: Медицина, 1996. – 105 с.
24. Ревич Б.А. Загрязнение окружающей среды и здоровье населения. – Москва, 2001. – 212 с.
25. Симонов Е.А., Изотов Б.Н., Фесенко А.В. Наркотики: методы анализа на коже, в её придатках и выделениях. – М.: «Анахарсис», 2000. – 130 с.
26. Человек. Медико-биологические данные. Доклад рабочей группы комитета И МКРЗ по условному человеку. – М., «Медицина», 1977. – 445 с.
27. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Л. П. Рихванов [и др.]; Томский политехнический университет; Сибирский государственный медицинский университет; Сибирская академия наук высшей школы. – Томск : Изд-во Серкова Т. И., 2006. – 216 с.
28. Anke M., Rish M. Haaranalyse und Spurenelements Status. – Jena: Fischer, 1979. – 267 s.
29. Baranovskaya N.V., Shvetsova D.V., Rikhvanov L.P. Element content in children hair samples (Tomsk Region, Russia) // Trace Elements in Human: New Perspectives: Proceedings of the 7th International Symposium. – Athens, Greece, 2009. – P. 290 – 303.
30. Bate L.C., Dyer F.F. Trace elements in human hair // Nucleonics, 1965. – Vol. 23. – № 10. – P. 74.
31. Batzevich V.A. Hair trace element analysis in human ecology studies // Science of The Total Environment, 1995. – Vol. 164. – P. 89 – 98.
32. Björnberg K.A., Vahter M., Petersson-Grawé K., Berglund M. Methyl mercury exposure in Swedish women with high fish consumption // Science of The Total Environment, 2005. – Vol. 341. – Issues 1 – 3. – P. 45 – 52.
33. Brown A.C., Crouse Robert.G. Hair, Trace Elements and Human Illness. – New York: Praeger Publishers, 1980. – 360 p.
34. Caroli S., Senofonte O., Violante N., Fornarelli L., Powar A. Assessment of reference values for elements in hair of urban normal subjects // Microchem. J., 1992. Vol. 46. – P. 174 – 183.
35. Caroli S., Alimonti A., Coni E., Petrucci F., Senofonte N., Violante N. The assessment of reference values for elements in human biological tissues and fluids: a systematic review // Crit Rev Anal Chem., 1994. – Vol. 24. – P. 363 – 398.
36. Chen J., Guo Y., Li H. et al. // Nucl. Instrum. Meth., 1981. – Vol. 191. – P. 269 – 273.
37. Chlopicha J., Zadrodzki P., Zachwieja Z., Krooeniak M. and Flota M. Use of pattern recognition methods in the interpretation of heavy metal content (lead and cadmium) in children's scalp hair // Analyst., 1995. – Vol. 120. – P. 943 – 946.
38. Ermakov V.V., Usenko S.I. Method of diagnostics of chronic microelementoses in farm animals // Integrated Field Science - Bull. of Integrated Field Science Center of Tohoku University (Sendai, Japan), 2004. – Vol. 1. – P. 59 – 64.
39. Feng W.Y., Chai C.F., Qian Q.F. A new neutron activation technique for simultaneous determination of inorganic and total mercury contents in human hair // Radioanal. Nucl. Chem., 1996. – Vol. 212. – №1. – P. 61 – 68.

40. Jenkins D. The use of biological specimen for the assessment of human exposure to environmental pollutants. – Boston, 1979. – P. 215 – 220.
41. Kist A.A., Zhuk L. I. Human hair composition and the problems of global ecology. – Tashkent, USSR: Institute of Nuclear Physics of the Uzbek Academy of Sciences, 1991. – 60 p.
42. Klevay, L. M. Hair as biopsy material. II. Assessment of copper nutritive // Amer. J. Clin. Nutr., 1970. – Vol. 23 – P. 1194 – 1202.
43. Klevay, L. M. Hair as a biopsy material // Amer. J. Clin. Nutr., 1972. – Vol. 25. – №3. – P. 383 – 397.
44. Mazumder D.N.G., Chakraborty A.K., Ghose A., Gupta J.D., Chakraborty D.P. et al. Chronic arsenic toxicity from drinking water in rural West Bengal // Bull. World Health Org., 1988. – Vol. 66. – P. 499 – 506.
45. Miekeley N., Carneiro MTWD., Porto da Silveira CL. How reliable are human hair reference intervals for trace elements? // Science of The Total Environment, 1998. – Vol. 218. – P. 9 – 17.
46. Pereira R., Ribeiro R., Gonçalves F. Scalp hair analysis as a tool in assessing human exposure to heavy metals (S. Domingos mine, Portugal) // Science of the Total Environment, 2004. – Vol. 327. – Issues 1 – 3. – P. 81 – 92.
47. Peach D.F., Lane D.W. A Preliminary Study of Geographic Influence on Arsenic Concentrations in Human Hair // Environmental Geochemistry and Health, 1998. – Vol. 20. – P. 231 – 237.
48. Rodushkin Iliia, Axelsson Mikael D. Application of double focusing sector field ICP-MS for multielemental characterization of human hair and nails. Part II. A study of the inhabitants of northern Sweden // Science of the Total Environment, 2000. – Vol. 262. – P. 21 – 36.
49. Ryabukhin Y. S. Hair, Trace Elements, and Human Illness. – N. Y., 1980. – P. 3 – 34.
50. Samanta G., Sharma R., Roychowdhury T., Chakraborty D. Arsenic and other elements in hair, nails, and skin-scales of arsenic victims in West Bengal, India // Science of The Total Environment, 2004. – Vol. 326. – Issues 1 – 3. – P. 33 – 47.
51. Sturaro A., Parvoli G., Doretti L., Allegri G. and Costa C. The influence of color, age, and sex on the content of zinc, copper, nickel, manganese and lead in human hair // Biological Trace Element Research, 1994. – Vol. 40. – P. 1 – 7.
52. Suzuki T. Hair and nails: advantages and pitfalls when used in biological monitoring. Biological monitoring of toxic metals. – New York: Plenum Press, 1988. – P. 623 – 641.

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА, КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА ТОМСКА.

А.А. Шелестов, В.Ф. Панин, А.Ю. Филатов

Научный руководитель профессор В.Ф. Панин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Город Томск является областным центром Томской области. Население – 506 тыс. человек. До февраля 1995 года площадь города составляла 16362 га, в настоящее время она составляет 25048 Га. Постановлением Администрации Томской области в состав города были включены поселки индивидуальной застройки (Апрель, Ключи, Просторный, Надежда, Росинка), близлежащие деревни (Михайловна, Заварзино, Кузовлево, Родионово), а также территории промышленных предприятий (ТНХК, ПО "Контур", приборного завода, ТЭЦ-3) и аэропорта Томск.

С точки зрения экологии Томск, а так же непосредственно сама Томская область, являются благополучными территориями, так как местность обогащена обилием лесов, что позволяет непрерывно очищать и благоприятно воздействовать на атмосферное состояние. Тем не менее, в г. Томске располагаются источники загрязнения, как атмосферы, так и других составляющих, которые угнетают общую экологическую обстановку на данной территории.

Одним из основных источников загрязнения атмосферного воздуха на территории г. Томска является автотранспорт. Это обусловлено:

- невысокой пропускной способностью дорог;
- невыполнением нормативов полива улиц;
- использованием низкосортных видов жидкого топлива;
- неисправностью топливной аппаратуры автотранспорта.

Именно по этому необходимо разрабатывать новые методы оценки загрязнения окружающей среды, для получения более детальной информации о загрязняющих объектах, чтобы в дальнейшем использовать полученные данные на улучшение экологической обстановки, в частности обстановки г. Томска.

Сегодня в плане анализа и оценки экологических и техногенных опасностей исключительная роль отводится системе экологического мониторинга. В этой области для прогнозирования развития экологически опасных ситуаций сегодня недостаточно придерживаться только сложившейся практики, основанной на наблюдении, накоплении данных и составлении бюллетеней загрязнения окружающей среды. Многие проблемы в области охраны окружающей среды и экологической безопасности стали слишком сложными и взаимосвязанными и вызывают большие экономические и другие издержки. В области решения задач экологического контроля требуется новая стратегия и новые методы, которые позволяют концентрировать внимание на ближайших и будущих тенденциях и первоочередных задачах. Поэтому необходима отработка методик отслеживания на региональном и городском уровне как краткосрочных, так и долгосрочных тенденций динамики экологических процессов с возможностью принятия оперативных управленческих решений.

В настоящее время в г. Томске, в Областном государственном учреждении «Областной комитет охраны окружающей среды и природопользования Томской области» (ОГУ «Облкомприрода»), сформирована программа работ по совершенствованию мониторинга качества приземного воздуха.

Программа предполагает развитие существующей инструментальной системы мониторинга (до 2007 года заборы проб воздуха проводились на 6 стационарных постах Томского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Гидрометеоцентр г. Томска), и разовым образом, на нескольких маршрутных постах с помощью передвижной лаборатории), а также создание компьютерной модели рассеивания вредных выбросов стационарных и автотранспортных источников, работающей постоянно и отражающей текущее и достаточно подробное распределение концентраций загрязнителей в приземном воздухе на всей территории города Томска.

Согласно программе ОГУ «Облкомприрода» с начала 2007 года в дополнение к упомянутой существующей системе инструментального мониторинга загрязнения приземного воздуха, осуществляемого Гидрометеоцентром г. Томска, забор проб воздуха осуществлялся также на детских площадках и в местах массового отдыха (всего 1620 проб воздуха) и на 15 напряженных уличных перекрестках (2000 проб) с помощью передвижной лаборатории. Одновременно на основе геоинформационных технологий формируется система визуализации результатов измерений по всей территории города Томска. В табл. 1 представлен перечень веществ, по которым ведется контроль на территории г. Томска и мест взятия проб приземного воздуха.

$$СИ \geq \frac{C_{\text{пик}}}{ПДК_{\text{сс}}} \quad (1),$$

где: $C_{\text{пик}}$ – наибольшая концентрация вещества;

$ПДК_{\text{сс}}$ – среднесуточная предельно-допустимая концентрация вещества;

НП, % – наибольшая повторяемость превышения $ПДК_{\text{сс}}$ концентрацией любого вещества;

ИЗА или I – комплексный индекс загрязненности атмосферы.

$$I = \left(\frac{q_{\text{ср}}}{ПДК_{\text{сс}}} \right)^{k_i} \quad (2),$$

где: $q_{\text{ср}}$ – среднее значение концентрации загрязняющего вещества;

k_i – коэффициент, определяемый классом опасности вещества.

Таблица 1

Перечень веществ, по которым ведется контроль на территории г. Томска

Наименование предприятия	Наименования загрязняющих веществ							
	Свинец	Диоксид азота	Хлористый водород	Оксид углерода	Бенз(а)пирен	Бензол	Формальдегид	Взвешенные вещества
Городской сад			+					
Автотранспортные магистрали г.Томска		+		+	+		+	+
Детские площадки г. Томска	+	+		+		+	+	+

Примечание: плюсами в таблице обозначены загрязняющие вещества, по которым ведется контроль на территории г. Томска.

Результаты предварительного анализа всего перечня веществ, загрязняющих атмосферный воздух в зоне расположения точки мониторинга, сводятся в общую таблицу (табл. 2).

Проведение комплексного анализа загрязнения атмосферного воздуха с использованием расчетного мониторинга и измерений на постах наблюдения позволит оценить и проанализировать проблемы данного компонента окружающей среды в привязке к источникам загрязнения и фактическим метеорологическим параметрам, а также наметить пути системного улучшения экологической обстановки.

Кроме того, применение организованной таким образом системы экологического мониторинга позволит идентифицировать источники выбросов загрязняющих веществ на территории г. Томска, выявлять нарушителей природоохранного законодательства, целенаправленно применять штрафные санкции.

Таблица 2

Оценка степени загрязнения атмосферы

Степень градации		Показатели загрязнения атмосферы	Оценка за интервал времени		
загрязнение атмосферы	Сутки		Месяц	Год	
I	Низкое	СИ	0-1	0-1	0-1
		НП, %	-	0	0
		ИЗА	-	-	<5
II	Повышенное	СИ	2-4	2-4	2-4
		НП, %	-	1-19	1-19
		ИЗА	-	-	5-6
III	Высокое	СИ	5-10	5-10	5-10
		НП, %	-	20-49	20-49
		ИЗА	-	-	7-13
IV	Очень высокое	СИ	>10	>10	>10
		НП, %	-	>50	>50
		ИЗА	-	-	≥14

Примечание: СИ – стандартный индекс загрязненности;

Литература

1. Панин В.Ф., Дашковский А.Г., Дашковская А.А., Осипова Н.А., Попов В.А. Мониторинг и управление качеством приземного воздуха в Российской Федерации и Великобритании. Правовые, организационные и науч.-техн. аспекты. Научн. издание. – Томск: Изд-во «Дельтаплан», 2003. – 226 с.
2. Шрамов Д.М., Панин В.Ф. Совершенствование технологии управления загрязнением атмосферного воздуха городов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 7 Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во НТЛ, 2003. – С. 453 – 456.
3. Panin V.F., Shramov D.M. Expert System of decisions acceptance for decrease of harmful emissions on the basis of a dynamic databank // Сопряж. задачи механ., информ., экологии: Матер. Междунар. конф. – Томск: Изд-во Том. Ун.-та, 2004. – С. 316 – 318.
4. Шрамов Д.М., Филатов А.Ю., Панин В.Ф. Компьютерное моделирование процессов рассеяния вредных веществ в атмосферном воздухе // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Материалы докладов 11 Всероссийской научно-технической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – С. 355 – 357.
5. Шрамов Д.М., Филатов А.Ю., Панин В.Ф. Территориальная система компьютерного мониторинга // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 8 Международного научного симпозиума им. академика М.А. Усова. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – С. 840 – 845.

ОЦЕНКА ПОТОКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОДОТОКОВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ МОСКОВСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ АВТОДОРОГИ

Д.А. Яблонская

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

Оценка потоков поступления и выноса тяжелых металлов в донных отложениях проводилась на примере реки Ичка, протекающей на территории национального парка «Лосиный остров». Русло ее дважды пересекает Московскую кольцевую автодорогу и на протяжении нескольких километров находится в непосредственной близости от дороги. На площади водосбора реки не ведется сельскохозяйственных работ, отсутствуют свалки мусора, она находится на значительном удалении от промышленных объектов.

Мониторинг состояния донных отложений реки Ичка был вызван генеральной реконструкцией Московской кольцевой автодороги и проводится сотрудниками кафедры геохимии геологического факультета Московского государственного университета им. М.В. Ломоносова с 1998 года по настоящее время. Уровень загрязнения донных отложений на всем протяжении реки за весь период наблюдений оценивается как слабый. Аномальные содержания элементов-индикаторов транспортного загрязнения Zn и Pb (превышение фоновых содержаний в 5 и 2,8 раз соответственно) выявлены лишь на участке реки, протекающего вдоль автодороги [4].

Поступление тяжелых металлов на площадь водосбора реки обусловлено в основном атмосферными выпадениями [2]. Для оценки количества свинца и цинка, поступивших с атмосферными выпадениями, использовались данные опробования снегового покрова, сформировавшегося за зимние периоды 2000-2006 гг. Расчеты интенсивности выпадений тяжелых металлов во взвешенной и растворенной форме в каждой точке опробования послужили основой для расчетов их среднесуточного, а затем годового и среднегодового поступления на площадь водосбора (табл. 1).

В лесных ландшафтах равнин не больше 10 % вещества от общего поступающего количества вещества участвует в аккумуляции в донных отложениях [2]. При этом практически половина от общего количества вещества в пылевых выпадениях обусловлена влиянием транспортной магистрали.

Таблица 1

Поступление металлов в составе пыли на площадь водосбора р. Ичка

Элемент	Средняя интенсивность выпадений, мг/м ² сут		Среднесуточное поступление, кг/сут		Поступление в год, кг			Вклад дороги, %
	с учетом МКАД	без учета МКАД	с учетом МКАД	без учета МКАД	Всего	без учета МКАД	МКАД	
Цинк	0,12	0,07	2,7	1,8	1100	495	605	55
Свинец до 2006 г.	0,02	0,013	0,5	0,3	170	104	66	39
Свинец после 2006 г.	0,01	0,005	0,3	0,12	100	45	55	55

С 2006 года отмечено увеличение доли свинца, поступающего от автодороги, при снижении общего количества поступающего свинца.

Определение концентраций тяжелых металлов в воде р. Ички показало, что в исследуемый период они варьируют в относительно широких пределах: от 8 до 92, среднее 29 мкг/л – для Zn; от 0,4 до 4,3, среднее 1,6 мкг/л – для Pb. Подсчет интенсивностей выноса для каждого месяца опробования позволил рассчитать средние интенсивности выноса по фазам водного режима и суммарный среднегодовой вынос тяжелых металлов (табл. 2).

Расчеты запасов в аллювии элементов-индикаторов транспортного загрязнения Zn и Pb показали, что среднегодовые запасы цинка и свинца за период до реконструкции Московской кольцевой автодороги составили 65 и 4 кг/год соответственно.

Таблица 2

Характеристики суммарного выноса тяжелых металлов в створе р. Ичка

Вынос металлов с речным стоком за период										
	половодье		переходный период (апрель-май)		лето-осень		зима		год	
	г/сут	кг	г/сут	кг	г/сут	кг	г/сут	кг	г/сут	кг
Zn	1410	70	100	6,1	270	50	190	15	375	140
Pb	100	5	3	0,2	14	2,5	20	1,5	25	9

После окончания реконструкции, за период с 2000 по 2002 гг., запасы этих металлов в донных отложениях возросли – в пять раз для цинка и в два раза для свинца – 340 и 8 кг/год соответственно. Опробование донных отложений в 2006-2007 годах показало, что концентрации свинца в них по всему руслу реки установились ниже фоновых, что свидетельствует о вымывании его из аллювия и согласуется с уменьшением поступления свинца с атмосферными выпадениями. Содержания цинка остались на уровне 340 кг, а сравнение данных по его среднегодовому поступлению на площадь бассейна и выносу с речным стоком указывает на то, что с 2000 года у этого элемента появился дополнительный источник.

При реконструкции Московской кольцевой автодороги для защиты русла и берегов водотоков, а также бортов сточных канав от эрозионных процессов, использовались габионные сооружения. Они представляют собой контейнеры, изготовленные из стальной оцинкованной сетки и заполненные щебнем плотных горных пород. Со временем свободный объем пор замещается частицами грунта и происходит консолидация габионного сооружения, после чего оно может служить неограниченное время. Основными свойствами габионных конструкций являются гибкость, прочность, водопроницаемость, долговечность [1].

Чаще всего применяют коробчатые габионы с армирующей панелью и матрасы Рено-плоские прямоугольные габионы, используемые для площадных покрытий (рис. 1). Для защиты русла и берегов р. Ичка в местах пересечения ее с автодорогой, а также при организации сточных канав, габионы были уложены следующим образом (рис. 2, 3). Общая протяженность укрепленной части русла реки – 400 м. Общая площадь сооружений в сточных канавах около 3000 м².

Габионы, уложенные в русле реки и канавах, подвергаются воздействию речных и сточных вод, что может привести к возникновению электрохимических процессов коррозии и поступлению цинка из проволоки в воды и донные отложения. В ходе натурных наблюдений установлено, что на подводных частях габионных сооружений произошло полное растворение цинковой оболочки.

По берегам реки и в сточных канавах, заполняемых водой эпизодически, цинковая оболочка уничтожена лишь частично. Для изучения интенсивности растворения оболочки и общего количества цинка, содержащегося в ней, были отобраны образцы проволоки.

Автором была разработана методика эмпирического расчета содержания цинка, в основу, которой положено определение массы цинка исходя из толщины цинкового слоя. Таким образом, было определено, что на одном метре проволоки содержится 5 грамм цинка. В результате лабораторных экспериментов по растворению цинковой оболочки на образце было установлено, что на 1 м проволоки содержится 5,4 грамма цинка, что хоро-

шо согласуется с расчетными данными. Также, экспериментально определено, что за месяц в воду переходит 3 % цинка от общего количества.

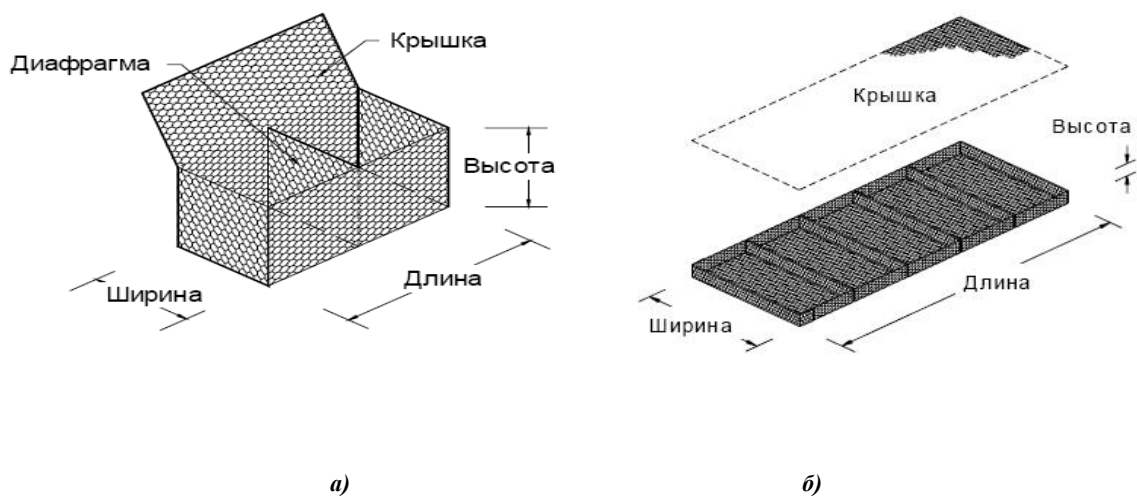
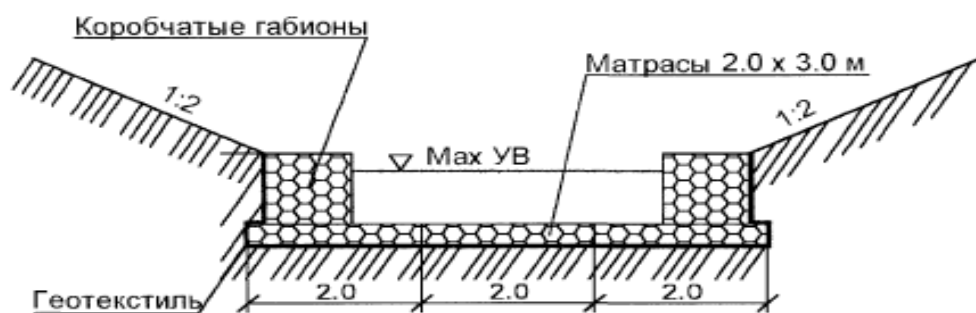


Рис. 1. Конструктивная схема габрионной конструкции с армирующей панелью (а) и матраца Рено (б) [1]



2. Крепление берегов и дна малых водотоков от линейной эрозии размыва [3]

Рис.

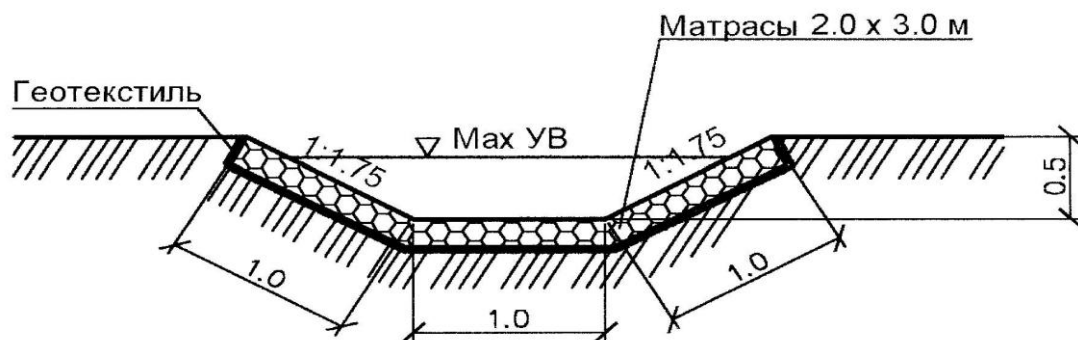


Рис. 3. Защита откосов и дна водоотводных канав от линейной эрозии размыва [3]

Основываясь на полученных данных, подсчитано, что на подводной части габрионных сооружений сохранилось около 200 кг цинка, который за 3 года после окончания реконструкции МКАД полностью перешел в окружающую среду. В настоящее время продолжается постепенное растворение цинка из надводной части габрионных сооружений в русле и в сточных канавах, где его запас составляет порядка 1000 кг. Таким образом, несоблюдение требования о том, что проволока габрионов, подвергающихся постоянному воздействию поверхност-

ных и сточных вод, должна иметь дополнительную защитную полимерную оболочку [3], приводит к появлению мощного и долговременного источника загрязнения донных отложений «защищаемых» водных объектов.

Литература

1. ГОСТ Р 52132 – 2003 Изделия из сетки для габионных конструкций, ГОСТ Р 51285 – 99 Сетки проволочные крученые с шестиугольными ячейками для габионных конструкций, ГОСТ 3282 – 74 Проволока стальная низкоуглеродистая общего назначения.
2. Лубкова Т.А. Оценка и прогноз техногенного загрязнения локальных экосистем химическими элементами на основе балансовых расчётов. Автореферат. Дис. ...канд. геол.-минер. наук. – Москва, 2007 г. – 28 с.
3. Мелиорация. Руководство по защите земель, нарушенных водной эрозией. Габионные конструкции противоэрозионных сооружений. ВСН-АПК 2.30.05.001-03 Министерство сельского хозяйства РФ. – Москва. – 2003 г.
4. Оценка геохимического загрязнения НП «Лосиный остров» / Под ред. В.В.Нефедьева. – М.: Издательство При-ма-Пресс-М, 2000. – 111 с.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ПОЧВО-ГРУНТОВ УРБАНИЗИРОВАННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Д.Н. Яценко

Научный руководитель доцент Н.В. Барановская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день известно большое количество работ, показывающих поведение химических элементов в разных типах почв. Для урбанизированных территорий характерно не только нарушение структуры почв, но и в целом их отсутствие как таковых в связи с частым перемещением, досыпкой, перемешиванием; в связи со строительством дорог, домов и т.д. Однако, в местах достаточно длительное время не затронутых подобными процессами, мы можем наблюдать накопление элементов за достаточно длительное время. Выбор таких территорий вблизи промышленных предприятий в городах с разным типом производств позволяет фиксировать их длительное влияние на элементный состав почво-грунтов. Работы такого рода проводятся разными авторами (Саэт, 1990; Язиков, 2005; Жорняк, 2009 и др.). Методика, предложенная Ю.Е. Саетом и др. (1990) позволяет выделять почвы, наиболее подверженные загрязнению, проводить эколого-геохимическое районирование территории города и прогнозировать состояние здоровья населения на разных участках.

Целью данной работы было проведение сравнительной характеристики почв четырех городов Сибири: Междуреченска, Стрежевого, Северска и Томска для выявления более напряженной эколого-геохимической ситуации.

Материалом для работы явились данные, полученные сотрудниками кафедры ГЭГХ и опубликованные в статьях, методических указаниях и монографиях (Рихванов и др., 2006; Язиков и др., 2009 и др.). Основной метод анализа элементного состава почв эмиссионный спектральный полуколичественный анализ. Все почво-грунты отобраны авторами по стандартным методикам. При анализе эколого-геохимической ситуации в городах Сибири мы пользовались методикой расчета, предложенной Ю.Е. Саетом и описанной в методических указаниях по эколого-геохимической оценке городских территорий (Язиков и др., 2000).

Результаты расчета коэффициента концентрации относительно кларка по С.Р. Тейлору позволили установить, что каждый населенный пункт обладает своей геохимической спецификой. Исследования показали, что в почвах Междуреченска преобладает содержание свинца (коэффициент концентрации равен 3,5), никеля (2,5) и хрома (2,3). Основными промышленными предприятиями Междуреченска являются ОАО «Междуреченскуголь», ЗАО «Шахта Распадская», АОТ «Шахта им. Ленина», ОАО «Угольная компания «Южный Кузбасс», занимающиеся добычей и транспортировкой угля. Суммарный показатель загрязнения равен 6. Согласно рекомендациям (Саэт, 1990) в г. Междуреченске низкий уровень загрязнения почв.

В почвах Стрежевого преобладает мышьяк (коэффициент концентрации равен 20), хром (3,57), никель (1,13). Крупные предприятия в этом городе отсутствуют. Суммарный показатель загрязнения равен 22,5, что соответствует среднему уровню загрязнения почв. Требуется дополнительное исследование факта выявления более высокого показателя загрязненности в городе Стрежевом по сравнению с промышленно-нагруженным городом Междуреченском.

В почвах Северска преобладают такие элементы как цирконий, гафний и скандий. Промышленный потенциал Северска представлен пятью основными отраслями:

- Ядерные и радиационные производства (ФГУП «Сибирский химический комбинат»).
- Машиностроение и металлообработка (ОАО «Самусьский судостроительно-судоремонтный завод», ОАО «Северскэнергоремонт», ОА ТПЛМ «Симан»),
- Химическая и нефтехимическая (ООО «Полипласт», СКХ).
- Пищевая (МУП «Северский пищекомбинат»).
- Легкая (ОАО «Швея»).

Несмотря на такое разнообразие промышленных предприятий, суммарный показатель загрязнения равен нулю. В почвах Томска преобладают такие элементы как хром (коэффициент концентрации равен 8), медь (3) и цинк (2,4). Основная деятельность предприятий города – металлообработка, что, по-видимому, отразилось в геохимической специфике почв. Суммарный показатель загрязнения равен 13. Для Томска характерен средний уровень загрязнения.

В целом, из всех изученных городов наиболее высокий суммарный показатель загрязнения почв характерен для Стрежевого, далее – Томск – Междуреченск – Северск. Соответственно следует ожидать более высокие показатели заболеваемости населения в городе Стрежевом. Согласно методическим рекомендациям (Саев, 1990) при показателе более 16 характерен умеренно опасный уровень заболеваемости с повышением заболеваемости органов дыхания. Следует в дальнейшем выявить причину возникновения более напряженной экологической ситуации в этом городе.

Литература

1. Геохимия почв и здоровье детей Томска / Л.П. Рихванов, С.Б. Нарзулаев, Е.Г. Язиков и др. – Томск: Изд-во ТПУ, 1993.
2. Рихванов Л.П. Содержание тяжелых металлов в почвах: учебное пособие / Л.П. Рихванов, Е.Г. Язиков, С.И. Сарнаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 1993.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРИРОДНОГО И ТЕХНОГЕННОГО СИЛИКАТНОГО СЫРЬЯ УРАЛО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

Т.В. Вакалова, профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Все многообразие природного силикатного сырья для керамических технологий подразделяется на пластичное (глинистые породы), псевдопластичное (цеолитовые породы) и непластичное (каменистые) сырьё.

В настоящее время истощение общих запасов отечественных высококачественных глин и каолинов обуславливает необходимость вынужденного вовлечения в керамическую промышленность глинистых пород более низкого качества.

Систематизация обширного накопленного экспериментального материала по исследованию и использованию глинистых пород Сибирского региона свидетельствует о том, что они представлены практически всеми видами глинистого сырья: каолинами, беложгущимися пластичными и сухарными огнеупорными глинами, светложгущимися тугоплавкими и красножгущимися легкоплавкими глинами и суглинками (рис. 1), обладающими различными технологическими свойствами и перспективными практически для всех видов керамических материалов. Практически все пробы светложгущегося глинистого сырья относятся к пластичным глинам с содержанием глинистых частиц (размером менее 5 мкм) от 50 до 85 %. Красножгущееся глинистое сырьё более разнообразно по зерновому составу и представляет как пылеватые глины с содержанием глинистых от 30 до 45 %, так и пылеватые суглинки в которых доля глинистой фракции варьируется от 10 до 20 %.

Все анализируемое глинистое сырьё является полиминеральным с доминированием каолинита в смеси глинистых минералов в светложгущихся глинах, в то время как для красножгущихся глин характерно преобладание монтмориллонита над гидрослюдой и каолинитом, что является основной причиной их высокой чувствительности к сушке и обуславливает необходимость повышения трещиностойкости сырца на их основе путем подбора эффективных непластичных добавок. Установлено, что основными *физико-химическими принципами* использования пластичного сырья в керамических технологиях является создание благоприятных условий для максимального проявления его потенциальных физико-химических и технологических свойств. Например, для раскрытия пластических и формовочных свойств глинистых пород – это активация процессов коагуляционного структурообразования в их высококонцентрированных водных дисперсиях; для регулирования поведения в сушке – потенциально возможное уменьшение влажности глины в состоянии пластичной консистенции, создание влагонепроводящих путей в процессе сушки глиняной массы, обеспечивающих образование трещиностойких структур; для формирования керамических свойств – направленное регулирование процессов структуро- и фазообразования, обеспечивающих формирование необходимой кристаллической фазы с максимально возможным выходом.

Для керамических технологий особое практическое значение имеют непластичное природное кальций-магнийсиликатное (воластонитовые и диопсидовые породы), алюмосиликатное (цеолитовые и топазосодержащие породы) и техногенное (золосодержащее) сырьё.

Перспективность использования *цеолитовых пород* (Сахаптинское месторождение Красноярского края, Холинское месторождение Читинской области) в керамических технологиях определяется особенностями структуры цеолитовых минералов, представляющей собой кристаллический трехмерный каркас, пронизанный в нескольких направлениях крупными полостями (порами, каналами), и уникальными свойствами (собственной низкой чувствительностью к сушке и псевдопластичностью), благодаря которым цеолитовая порода представляет интерес как основное сырьё для строительной керамики, а также как добавка, позволяющая регулировать технологические свойства глинистых пород.

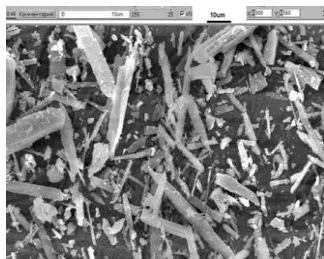


Рис.1 Электронный микроснимок воластонитовой породы, $\times 2400$

Из кальций-магнийсиликатного сырья наибольший интерес представляют *диопсид- и воластонитсодержащие породы* (Слюдянское месторождение Иркутской области, Синохинское месторождение Алтайского края) коротко-столбчатой (диопсид) и игольчатой (воластонит) форме частиц породообразующих минералов (рис. 1). В частности, игольчатоволокнистый габитус кристаллов воластонита с длиной иглы от 20 до 200 мкм, сохраняющийся при температурах нагрева до 1000–1100 С, определяет возможность использования воластонитовых пород как структурообразующей добавки армирующе-упрочняющего действия для получения керамических материалов с повышенной прочностью (например, в строительной керамике), а также в составах керамических покрытий.

Целесообразность использования в технологии керамических материалов низкокальциевых золосодержащих отходов от сгорания твердого топлива обусловлена особенностями их химико-минералогического состава (близостью к составам легкоплавкого глинистого сырья) и структуры (малой насыпной массой за счет наличия полых сферических частиц диаметром от 20 до 250 мкм с толщиной стенки от 2 до 7 мкм)

исследуемых зольных компонентов (рис. 2), что свидетельствует о возможности замены ими части глинистого сырья, а также применения их в качестве отошающих и порообразующих добавок в керамические массы.

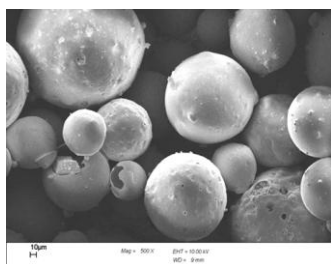


Рис.2 Электронный микроснимок зольных микросфер, $\times 500$

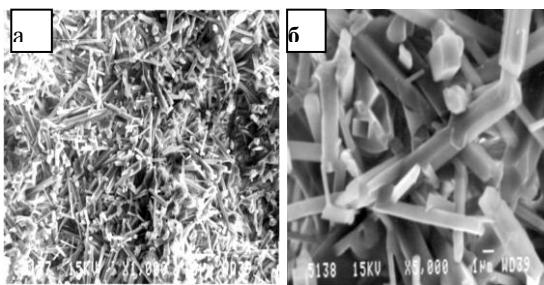


Рис. 3 Электронные микроснимки продукта обжига топаза при температуре 1400°C ; а– $\times 1000$; б– $\times 5000$

Одной из важнейших проблем в силикатных технологиях является расширение отечественной сырьевой базы за счет привлечения ранее неиспользуемого сырья. В этом отношении представляет интерес такой природный фторалюмосиликат как топаз (месторождение кварцтопазовых пород «Копна» Кемеровской области), поскольку продуктом термической диссоциации топаза является игольчатый муллит (рис. 3), способный армировать керамическую матрицу и, тем самым, улучшать термомеханические свойства изделий. Кроме того, газообразные фторидные соединения, выделяющиеся в момент распада топазовой структуры, представляют интерес как минерализаторы в керамических массах.

Приведение областей варьирования химических составов рассматриваемых глинистого и непластичного силикатного природного и техногенного сырья к тройной диаграмме $\text{Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-R}$ (где R - сумма всех остальных оксидов в прокаленном состоянии, мас.%) позволяет прогнозировать возможность и целесообразность их сочетания в композициях с глинистым сырьем (рис.4). Например, частичное перекрывание областей химических составов зольных компонентов и легкоплавких глинистых пород, и более того, включение области состава цеолитовых пород в область химических составов легкоплавких глинистых пород, свидетельствует о возможности использования данных видов непластичного сырья для регулирования технологических свойств легкоплавких глин и суглинков и целесообразности применения их в качестве корректирующей добавки или основного сырья в технологиях керамики с окрашенным черепком, в том числе строительной керамики.

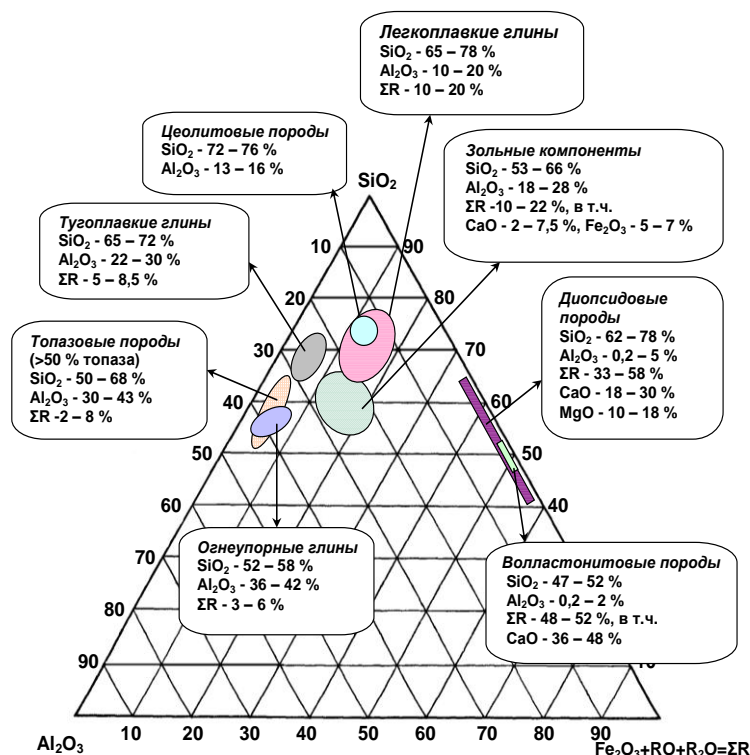


Рис. 4 Концентрационная диаграмма расположения природного и техногенного сырья для алюмосиликатной керамики в зависимости от химического состава

ческую роль в структуро- и фазообразовании в композициях с глинистым сырьем в отличие от алюмосиликатных добавок и свидетельствует о возможности протекания твердофазовых реакций с образованием новых структур типа анорита и кордиеритоподобных фаз.

Близость химических составов топазосодержащего сырья с химическими составами огнеупорных и тугоплавких глинистых пород определяет перспективность использования его как в технологиях алюмосиликатных огнеупоров, так и керамики с белым (фарфора и фаянса) и со светлоокрашенным черепком (майолики, кислотоупоров, ангобов и др.).

Обособленность расположения на диаграмме областей природного кальций-магнийсиликатного сырья (волластонитовых и диопсидовых пород) обуславливает их специ-

фическую роль в структуро- и фазообразовании в композициях с глинистым сырьем в отличие от алюмосиликатных добавок и свидетельствует о возможности протекания твердофазовых реакций с образованием новых структур типа анорита и кордиеритоподобных фаз.

Таким образом, основными физико-химическими принципами рационального использования непластичного силикатного сырья в керамических технологиях являются принципы: а) соответствия химических составов компонентов алюмосиликатных масс и б) характер химического взаимодействия между ними с формированием необходимых фаз при синтезе керамических материалов

Таким образом, по характеру действия в керамических массах непластичные силикатные добавки природного и техногенного происхождения условно разделены на добавки *армирующе-упрочняющего действия* – кальций-магнийсиликатное сырьё (диопсидовые и волластонитовые породы) и алюмосиликатное сырьё (топаз-содержащие породы); и *порорегулирующего действия* – природное сырьё со структурной пористостью породообразующего минерала (цеолитовые породы) и техногенные добавки с собственной пористой макроструктурой (низкокальциевые золы и зольные микросферы), обусловленной условиями их образования.

Эффект действия корректирующих добавок в алюмосиликатных композициях определяется их дисперсностью (размером зерен), содержанием в массе, видом и качеством глинистого сырья, а также температурными условиями термообработки изделий. Вместе с тем, каждый вид непластичного сырья выполняет многофункциональную роль в составах керамических масс на разных этапах технологического процесса.

ПОЛУЧЕНИЕ ПОРИСТЫХ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ КОМПОЗИЦИИ МИКРОКРЕМНЕЗЕМ-МАРШАЛЛИТ

А.В. Аверкова

Научный руководитель профессор В.И.Верещагин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пеностекло – новый теплоизоляционный материал на российском рынке. Вспененное стекло обладает присущими только ему уникальными теплофизическими и эксплуатационными свойствами - широкий температурный диапазон применения, непроницаемость для воды и водяного пара, теплоизоляция, абсолютная негорючесть, стабильность размеров (не дает усадки), высокие прочностные показатели, по сравнению с другими теплоизоляционными материалами, долговечность, экологическая безопасность, стойкость к агрессивным средам, удобство монтажа. Благодаря своим достоинствам теплоизоляция из пеностекла имеет самый широкий диапазон применения. Теплоизоляционные блоки из пеностекла являются прочной, негорючей теплоизоляцией. Благодаря этому, изоляция из пеностекла имеет неоспоримое преимущество при использовании в криогенной технике, на пожаро- и взрывоопасных производствах, на особо важных капитальных объектах.

В российских климатических условиях, предполагающих значительные перепады температур и высокую влажность, пеностекло является наиболее долговечным теплоизоляционным материалом, практически не имеющим ограничений по срокам эксплуатации. Кроме того, пеностекло может быть использовано для реконструкции существующего жилья по простым и доступным технологиям. Герметичная замкнутость стеклянных ячеек пеностекла обуславливает его непроницаемость для пара и влаги, постоянство теплопроводности и прочности, высокую сопротивляемость выдуванию ветром в течение многих десятков лет. Кроме того, прочная ячеистая структура пеностекла делает его пригодным для теплоизоляции поверхностей, находящихся под нагрузкой, предотвращая расслоение, усадку и набухание материала. Обладая выигрышным сочетанием уникальных технических характеристик и широкой сферой применения, пеностекло удовлетворяет всем основным требованиям мирового строительного рынка теплоизоляционных материалов.

Использование пеностекла в качестве теплоизоляционного материала при строительстве позволяет создавать энергосберегающие строения значительно легче обычных и, таким образом, при общем удешевлении строительства на 20-25%, застраивать площади, расположенные на слабых и заболоченных грунтах в регионах с холодным и жарким климатом, проводить реконструкцию существующих зданий.

Целью работы является разработка гранулированного пеностеклокристаллического материала на основе композиции микрокремнезем-маршаллит по одностадийной технологии.

В качестве кремнеземистого компонента выбираем отход Братского завода ферросплавов- микрокремнезем и природный маршаллит. Маршаллит является рыхлой или слабо уплотненной мономинеральной горной породой, представляющей собой остаточный продукт выветривания кварцитов, окремнелых известняков или некоторых других кремнистых пород. Оксиды кальция и магния не являются вредными примесями, их содержание легко корректируется при составлении шихты. Щелочесодержащим компонентом является сода (Na_2CO_3), щелочноземельные оксиды вводились доломитом ($\text{MgCa}(\text{CO}_3)_2$). Химический состав компонентов приведен в табл.1.

Таблица 1

Химический состав сырьевых материалов

Сырьевые материалы	Содержание оксидов, масс. %						
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O	$\Delta m_{\text{нрк}}$
Микрокремнезем (г. Братск)	93,17	0,84	0,46	0,72	0,82	0,39	3,60
Маршаллит (Новосибирская обл.)	92,93	4,80	0,27	–	–	–	–
Сода (г. Стерлитамак)	–	–	–	–	–	57,2	42,8
Доломит (Кемеровская обл.)	1,5	1,0	0,25	32,0	18,0	–	47,25

По гранулометрическому составу кремнеземсодержащие компоненты характеризуются высокой дисперсностью. У маршаллита 90% по массе частиц размером менее 15 мкм. Размер частиц SiO_2 в микрокремнеземе менее 1 мкм. В качестве примесей в микрокремнеземе присутствует карбид кремния (SiC). Основной кристаллической фазой по данным рентгенофазового анализа является кварц. Рентгенофазовый анализ микрокремнезема показывает, что кремнезем представлен аморфной фазой. На рентгенограмме микрокремнезема в небольших количествах фиксируется кремний ($d=0,313; 0,192$ нм), карбид кремния ($d=0,251; 0,217; 0,154$ нм) и графит ($d=0,335$ нм), что обуславливает серый цвет микрокремнезема.

Высокая дисперсность кремнеземистых компонентов препятствует завершению процессов силикатообразования и стеклообразования при температурах близких к равновесию по диаграмме состояния « $\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ » [3]. С учетом температуры плавления ... в интервале 850-900 °С, рассчитан состав стекла, соответствующий: $\text{SiO}_2 - 73\%$; $\text{CaO} - 12\%$; $\text{Na}_2\text{O} - 15\%$.

Исходя из заданного состава стекла, рассчитывался компонентный состав шихт (табл. 2).

Таблица 2

Компонентный состав шихт

Компоненты	Содержание, масс. %		
	Шихта-1	Шихта-2	Шихта-3
Маршаллит	–	25,1	61,8
Микрокремнезём	62,8	37,7	–
Доломит	17,5	17,5	18,0
Сода	19,7	19,7	20,2

Химический состав шихт приведен в табл. 3.

Таблица 3

Химический состав шихт

Шихта	Содержание оксидов, масс. %					
	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	CaO	MgO	Na_2O
Шихта-1 (микрокремнезем)	72,40	0,88	0,43	7,54	7,56	14,10
Шихта-2 (микрокремнезем, маршаллит)	72,49	1,25	0,35	7,55	4,36	14,00
Шихта-3 (маршаллит)	72,00	1,79	0,25	7,74	4,22	14,00

Пеностекольный материал получали по одностадийной схеме (рис.). Температура вспенивания установлена экспериментально и составляет 820 °С (табл. 4), что соответствует предполагаемой от 800 до 850 °С.

Таблица 4

Зависимость количества стеклофазы от температуры

	800°С	820°С	850°С
100% микрокремнезема, %	83	86	88
20% маршаллита, %	81	85	88
40% маршаллита, %	78	82	85
100% маршаллита, %	70	74	77

Из табл. 4 следует, что рекомендуемая температура обжига гранул 820°С, т.к. гранулы при этой температуре содержат достаточное количество стеклофазы.

Предложена схема получения пеноматериала по одностадийной технологии исключая стадию получения стеклогранулята. Технология получения пеноматериала состоит из следующих стадий:

В вибромельнице материалы измельчаются с газообразователем. А затем смешиваются в шаровой мельнице. В качестве газообразователя используется сажа (1% от массы шихты). Приготовление гранул заключается в компактировании материала методом экструзии и последующим окатыванием. Термическая обработка проходит в $T=800^\circ\text{C}$ с выдержкой 15 минут.

Приготовление гранулята заключается в увлажнении шихты и экструзии. Обжиг гранулята проходит при температурах 800-850°С. По данным рентгенофазового анализа определили количество стеклофазы стеклогранулята.

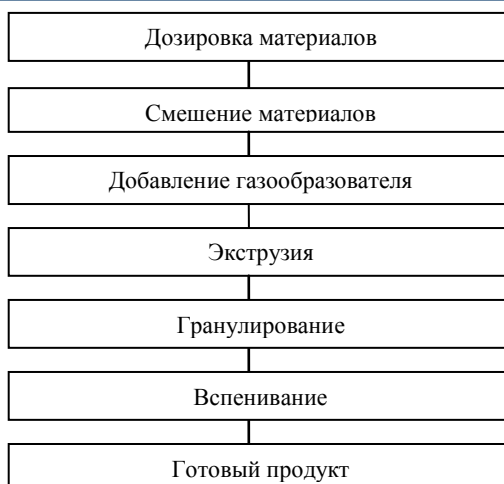


Рис. Технология получения пеноматериала

По разработанным составам, применяя одностадийную технологию был получен пористый материал по свойствам соответствующим традиционному пеностеклу [4] (табл. 5).

Таблица 5

Свойства гранулированного продукта

	Плотность истинная, кг/м ³	Плотность насыпная, кг/м ³	Прочность, МПа	Водопоглощение, %
100% маршаллита	156	101	10	5,5
40% маршаллита 60% микрокремн.	237	154	3,6	5,8
60% маршаллита 40% микрокремн	268	174	6,2	5,2
100% микрокремнезема	147	95	7,9	10,2

Определение свойств проводится согласно ГОСТ 9758-86 (Заполнители пористые неорганические для строительных работ).

Полученный материал отличается от пеностекла более высокой прочностью, в 3 – 5 раз.

Литература

1. Демидович Б. К. Производство и применение пеностекла.- Минск.: Наука и техника, 1972.-304 с.
2. Лохова Н.А. Обжиговые материалы на основе микрокремнезема.- Братск.: Братский государственный технологический университет, 2002.-163с.
3. Эйтель В. Физическая химия силикатов.- М.: Издательство иностранной литературы, 1962.
4. Шилл Ф. Пеностекло (производство и применение).- М. : Стройиздат, 1965.- 307 с.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ТОРФОРУДНЫХ МАТЕРИАЛОВ, СОДЕРЖАЩИХ БАКЧАРСКУЮ РУДУ

Н.А. Баскакова, К.В. Черных, В.Ф. Пастухов

Научный руководитель доцент В.С. Архипов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Применение торфа как восстановителя в металлургических процессах возможно по нескольким направлениям:

Торфяной полукокс может служить компонентом шихты для коксования, полукокс и кокс могут быть использованы в агломерационном процессе, торфорудные брикеты для выплавки высококачественной стали в процессе КШС. Возможно вдувание пылевидного торфа и торфяного полукокса через фурмы в доменную печь. Можно получать кусковое металлургическое топливо путем формования сырой торфяной массы с последующей сушкой и коксованием или производить такое топливо из фрезерной крошки методом термобрикетирувания. Наконец, торф – одно из лучших топлив для внедоменных процессов получения металла.

В связи с освоением Бакчарского железорудного месторождения на кафедре ХТТ ТПУ проводятся работы по прямому восстановлению бакчарской руды торфом Васюганского месторождения. Первоочередной базой обеспечения торфом потребностей металлургического производства может служить участок Большого Васюган-

ского болота, протянувшийся по междуречью р. Бакчар - Икса от их истоков на север до впадения в р. Чая (Бакчарское болото). О запасах и составе торфа на этом болотном массиве можно судить по данным «Гипроторфразведки» 1962 и детальной разведки участка № 5 у с. Красный Бакчар [1]. Северная половина этого массива, расположенная к северу от дороги Мельниково - Бакчар занимает площадь в границах промышленной глубины залежи (0,7м) 85,4 тыс.га, а прогнозные запасы торфа 40% влажности - 213 млн. т[3]. В строение залежей уч. №5 при с.Кр. Бакчар принимают участие 38 видов торфа всех типов [1]. Верховой торф, составляющий 24% общих запасов, представлен фускум, магелланикум и ангустифолиум торфом. Преобладающий на участке переходный торф (52% запасов) представлен осоково-сфагновым, осоковым, древесно-осоковым, древесно-сфагновым и сфагновым видами. Среди низинных торфов (18 % запасов) преобладают осоковый, древесно-осоковый и древесный виды. Среди верховых торфов преобладает торф низкой степени разложения. Переходный торф средней степени разложения распространен по всей площади участка №5. Это сырьё преобладает в верховой, переходной и смешанной залежах, формируя средние и нижние слои.

Целью данной работы является изучение технологических показателей процесса получения торфорудных материалов и их последующей металлзации.

В качестве сырья использовали Бакчарскую железную руду, добытую в октябре 2007 г. методом гидронамыва (пос. Польшнянка Бакчарского района) [4]. Отобранная проба руды представляет собой бурый железняк, в основном, состоящий из округлых темно-коричневых зерен гидрогетита с размерами зерен 0,1 - 1,2 мм. Содержание железа в пробе руды по нашим данным составляет 46%. Топливом и связующим для получения ТРМ служили верховой магелланикум торф (397-М1) и верховой пушницево-сфагновый (397-М2), отобранные на участке Васюганского торфяного месторождения (Бакчарское болото) [2] вблизи пос. Польшнянка. Торф 397-М1 характеризуется средней степенью разложения $R=20\%$ и низкой зольностью $Ad=1,2\%$. Степень разложения торфа 397-М2 $R=10\%$, $Ad=3,5\%$.

Для получения ТРМ руду измельчали под сито 0,5 мм, а торф подсушивали до влажности 79% и предварительно усредняли в шнековом измельчителе. Состав торфорудной смеси рассчитывали исходя из следующих предпосылок:

восстановление окиси железа руды углеродом торфа протекает по реакции $Fe_2O_3+3C=2Fe+3CO$

содержание в руде железо общего составляет 46 %;

содержание в торфе нелетучего углерода-30%.

Исходя из стехиометрии реакции восстановления на полное восстановление 2-х молей окисленного железа до металлического требуется 3 г – моля углерода или для получения 112 г железа необходимо 36г углерода, т.е. 120 г сухого торфа. Этот состав принимаем за стехиометрический. В процентном выражении он примерно соответствует составу сухой смеси – руда 70%, торф 30%. В некоторых металлургических процессах используется частично восстановленное железорудное сырьё. В таких случаях, соответственно, расход восстановителя будет ниже, чем в стехиометрическом составе.

Для испытаний выбраны 3 соотношения руда-торф:

близкое к стехиометрическому (70% руды в сухой смеси);

с недостатком торфа примерно 0,5 от стехиометрического (80% руды в сухой смеси);

с минимальным содержанием торфа (90% руды в сухой смеси).

Перемешивание торфорудной смеси проводили в 2 приема: предварительное распределение порций руды в сырой массе торфа и окончательное интенсивное 2-х кратное перемешивание в шнековом смесителе. Из полученной массы формовали цилиндрические образцы диаметром 3,4 см и высотой 2-3,5см.

Полученные образцы высушивали в мягких условиях естественной сушки в помещении лаборатории до воздушно-сухого состояния.

Восстановление образцов проводили при нагреве в реторте со скоростью 5% мин. до температур 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100 °С. Затем образцы охлаждали в атмосфере азота и определяли их размеры, вес и прочность на раздавливание. Кроме того, в восстановленных образцах определяли содержание золы (по ГОСТ 1136-83), выход летучих (по ГОСТ 6382-80) и степень восстановления окислов железа руды (по ГОСТ 23581.18-81; ГОСТ 26482-90: ГОСТ 23581.3-79). Результаты анализов продуктов восстановления представлены в таблице.

При нагревании торфорудных материалов протекают 2 группы реакций: термическое разложение торфа и восстановление окислов железа. Судя по выходу летучих веществ в продуктах восстановления процесс коксования торфа завершается при температуре 600 °С. В этот период процессы восстановления протекают с низкой скоростью с участием летучих продуктов разложения торфа. За счет потери летучих и кислорода окислов железа содержащих общее железа в продуктах восстановления постепенно возрастает от 41-46% (нагрев до 500 °С) до 55-61% после нагрева до 1100 °С. Из таблицы следует, что содержание Fe^{+2} увеличивается от 6,7-9,7 % до 18,35-22,9 % в интервале температур 500-700 °С. При дальнейшем нагреве более 700 °С содержание Fe^{+2} достигает максимума 26,0-44,0 % при температуре 900 °С. В интервале температур 900-1100 °С содержание железа уменьшается от 11,9-42,1 % (нагрев до 1000 °С), до 10,7-33,1% (нагрев до 1100 °С). Это связано с тем, что при более высоких температурах появляется железо металлическое. Из таблицы видно, что при увеличении температуры содержание металлического железа в пробах увеличивается от 15,26-28%. (нагрев до 900 °С), до 22,1-50,5% (нагрев до 1100 °С). В зависимости от состава ТРМ степень восстановления изменяется от 5-10% при 500 °С до 60-80% при 1100 °С. Таким образом, меняя состав ТРМ можно регулировать степень восстановления и получать металлзированный продукт с требуемой степенью металлзации.

Таблица

Состав и степень восстановления ТРМ с исходным содержанием торфа												
Конечная температура нагрева T, °C	10%торфа				20% торфа				30%торфа			
	Верховой магелланикум торф 397-M2											
	Fe _{общ}	Fe ⁺²	Fe ⁰	α	Fe _{общ}	Fe ⁺²	Fe ⁰	α	Fe _{общ}	Fe ⁺²	Fe ⁰	α
500	46,8	7,7	–	5,36	46,6	8,4	–	5,9	42,8	11,35	–	8,6
600	48,0	12,2	–	8,23	47,0	15,3	–	10,6	44,0	17,0	–	12,6
700	49,0	20,4	–	13,57	49,6	19,05	–	12,6	47,0	18,35	–	14,2
800	52,4	26,2	–	16,33	52,4	27,5	–	17,1	49,6	31,2	–	20,5
900	56,6	40,6	16,0	28,27	57,0	40,5	16,5	52,1	57,4	19,5	27,9	65,3
1000	55,6	37,9	17,7	31,83	58,4	29,6	28,8	65,8	57,6	19,8	37,8	76,8
1100	55,2	33,1	22,1	59,67	59,4	23,0	36,4	72,6	59,0	147	44,3	83,2
Верховой пушницево-сфагновый торф 397-M1												
500	49,2	6,7	–	4,4	44,8	9,3	–	6,8	43,0	9,7	–	7,6
600	50,2	15,4	–	10,0	46,0	16,6	–	11,8	42,4	17,2	–	13,2
700	51,0	21,2	–	13,54	50,4	22,0	–	14,2	44,8	22,9	–	16,6
800	54,0	30,3	–	18,3	52,4	29,8	–	18,4	46,6	28,2	–	19,7
900	59,6	44,3	15,26	49,9	58,6	30,7	27,9	64,7	54,0	26,0	28,0	67,5
1000	64,6	42,1	22,50	56,1	59,6	24,	34,7	71,8	57,8	24,7	33,1	70,9
1100	56,6	30,0	26,62	64,3	61,2	10,7	50,5	88,2	61,2	11,9	49,3	86,9

Fe_{общ}, Fe⁺², Fe⁰ – содержание железа общего, двухвалентного и металлического в продуктах восстановления, % вес; α – степень восстановления, %.

Литература

1. Инишева Л.И., Архипов В.С., Маслов С.Г., Михантьева Л.С. Торфяные ресурсы Томской области и их использование. - Новосибирск: 1995. – 88 с.
2. Лисе О.Л., Абрамова Л.И., Аветов Н.А. и др. Болотные системы Западной Сибири и их природоохранное значение. – Тула: Гриф и К, 2001. – 584 с.
3. Логинов П.Е. Дополнительные материалы к отчету по Васюганскому торфяному месторождению за 1962год/ «Гипроторфразведка» – М: 1962. – 307 с.
4. Смольянинов С.И. Комплексное использование торфа в химико-металлургическом процессе на базе бакчарских руд // Итоги исследований по химии за 50 лет 1917 - 1967: Труды межвузовской научной конференции. – Томск: Изд - во ТГУ, 1968. – С. 90 – 98

КЕРАМИЧЕСКИЙ ЛИЦЕВОЙ КИРПИЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Е.О. Богдан

Научный руководитель профессор И.А. Левицкий

Белорусский государственный технологический университет, г. Минск, Беларусь

В современном строительстве в соответствии с высокими требованиями архитектурного дизайна возникает потребность в качественных, долговечных архитектурно-строительных материалах с высокими эстетическими характеристиками. К числу таких материалов и изделий относится керамический лицевой кирпич, который выполняет как конструкционную функцию, являясь стеновым материалом при строительстве зданий и сооружений, так и архитектурно-декоративную, придавая зданиям эстетический вид.

В настоящее время одним из приоритетных путей развития керамической промышленности при получении изделий строительного назначения является переход на нетрадиционные сырьевые материалы, а также вовлечение в производство отходов горнодобывающей и горнообогатительной промышленности.

Анализ минерально-сырьевой базы Республики Беларусь показывает, что к таким видам сырья можно отнести потенциально-перспективные месторождения мафит-ультрамафических пород (ультрабазитов) (Минская обл.) и глауконитсодержащих пород (Гомельская обл.), а также отходы обогащения железистых кварцитов (ОЖК) (Минская обл.) и отходы камнедробления Микашевичского ГОКа (гранитоидные отсевы). Комплексное исследование указанных сырьевых материалов подтвердило возможность использования их в качестве компонента массы при производстве различных видов керамических изделий [1–3].

Целью настоящей работы является изучение возможности использования нетрадиционных сырьевых материалов в качестве добавки при производстве лицевого керамического кирпича, а также ее влияние на цветовые и технико-эксплуатационные характеристики готовых изделий.

В качестве основного сырья выбрана полиминеральная легкоплавкая глина месторождения «Заполье». Данное сырье представляет интерес, поскольку имеет промышленное значение и является единственным компонентом шихты на УП «Обольский керамический завод» (г.п.Оболь, Витебская обл.) при производстве керамического кирпича по шликерной технологии, которая наиболее пригодна для получения однородно окрашенных керамических масс. Несмотря на все преимущества получения материалов методом полусухого прессования со шликерной подготовкой массы, лицевой кирпич, выпускаемый на вышеуказанном предприятии, имеет невысокие эксплуатационные (морозостойкость не более 35 циклов, механическая прочность при сжатии 15 МПа) и декоративные свойства (неинтенсивная окраска, наличие на поверхности выцветов и высолов). Химический состав сырьевых компонентов, используемых для получения лицевого кирпича, представлен в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав сырьевых компонентов

Наименование компонента	Содержание основных компонентов в пересчете на оксиды, масс.%									
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO ⁺ Fe ₂ O ₃	TiO ₂	CaO	MgO	MnO	Na ₂ O	K ₂ O	ппп
Глина месторождения «Заполье»	57,60	14,91	5,51	0,72	6,61	1,89	–	0,76	33,80	88,20
Гранитоидные отсеvy	56,68	14,67	10,41	1,21	4,88	4,00	0,24	3,23	33,91	00,77
Глауконитовый песок	82,85	3,92	4,45	0,30	1,14	0,95	1,66	0,19	1,7	2,84
Ультрабазиты	42,92	18,33	16,00	1,80	9,76	6,87	0,16	1,83	1,02	1,31
ООЖК	48,39	6,75	28,94	0,25	7,40	4,58	–	1,20	0,5	1,99

Несмотря на то, что вышеуказанное петругрическое сырьё имеет различное геологическое происхождение, сложено различными породообразующими минералами, оно имеет схожий химический состав и характеризуется значительным содержанием SiO₂ и Al₂O₃, составляющим 42,92–82,85 и 3,92–18,33 мас.% по массе соответственно. Суммарное количество FeO и Fe₂O₃ составляет 4,45–28,94 мас.%, а содержание оксидов щелочных и щелочно-земельных металлов колеблется в пределах 2,0–7,5 и 2,1–17,8 мас.% соответственно.

С целью исследования влияния указанных добавок на цветовые и технико-эксплуатационные характеристики их содержание в керамических массах изменяли от 5 до 30% с шагом варьирования 5%. Опытные образцы получали по технологии полусухого прессования со шликерной подготовкой массы с последующей сушкой в сушильном шкафу при температуре 100±5°C и обжигом в электрической печи при температурах 950–1100 °C. Выдержкой при максимальной температуре составляла 1 ч. В результате проведенных исследований установлено, что интервал оптимального температурного режима обжига образцов составляет 1000–1050 °C.

Все образцы, полученные в результате термообработки при 1000 °C и 1050 °C, имели плотный равномерно окрашенный черепок без признаков деформации. Образцы лицевого кирпича с добавкой глауконитового песка, ультрабазита и гранитных отсеvов, термообработанные при 1000 °C, характеризовались окраской от светло-кремовых до светло-коричневых тонов. Увеличение температуры обжига на 50 °C способствовало повышению насыщенности тона и яркости цвета на 3–7%, окраска образцов при этом характеризовалась кремовыми и кремово-оранжевыми тонами. При использовании в качестве добавки отходов обогащения железистых кварцитов получены образцы от светло-коричневых до коричневых тонов, что по нашему мнению можно объяснить высоким содержанием оксидов железа (II, III) во вводимой добавке (до 28,3% по массе).

Таблица 2

Основные физико-химические свойства опытных образцов, обожженных при температуре 1050°C

Наименование добавки	Содержание добавки, мас.%	Водопоглощение, %	Плотность кажущаяся, кг/м ³	Пористость открытая, %	Прочность при изгибе, МПа
Глауконитовый песок	10	14,7	1840	27,6	19,5
	20	15,9	1832	28,1	18,9
	30	16,2	1816	30,2	18,0
Ультрабазит	10	18,1	1815	34,1	17,5
	20	19,4	1794	33,4	16,7
	30	20,9	1745	32,9	15,9
Гранитоидные отсеvy	10	17,3	1830	31,4	18,5
	20	18,6	1790	32,8	17,7
	30	21,5	1733	34,9	15,5
ООЖК	10	15,8	1837	29,6	19,2
	20	16,5	1816	30,5	18,5
	30	18,5	1800	32,7	17,8

Образцы лицевого кирпича, обожженные при температуре 1000 °С, характеризовались относительно высокими значениями водопоглощения (20,5–26,7%), открытой пористости (32,7–39,1%), механической прочности при сжатии (12,5–14,6 МПа), низкими значениями кажущейся плотности (1550–1670 кг/м³).

Анализ данных, приведенных в таблице, показывает, что увеличение содержания вводимых добавок приводит к незначительному снижению водопоглощения, кажущейся плотности и повышению открытой пористости, а также механической прочности, что объясняется увеличением содержания свободного кварца в керамических массах. Однако все значения физико-химических параметров соответствуют требованиям, предъявляемым СТБ 1160–99 к лицевому кирпичу.

Фазовый состав полученных керамических материалов представлен α -кварцем, анортитом и гематитом. Идентичность качественного фазового состава образцов лицевого кирпича, полученного на основе глины месторождения «Заполье» и различных добавок, можно объяснить близостью химико-минералогического состава используемых сырьевых компонентов. Анализ интенсивности дифракционных максимумов показывает, что основной кристаллической фазой является высокотемпературный кварц (α -SiO₂), формирование анортита (CaO·Al₂O₃·SiO₂) и гематита (α -Fe₂O₃) наблюдается в значительно меньших количествах. Свободный кварц, содержащийся в значительном количестве в глинистой составляющей керамической массы, при обжиге подвергается полиморфному превращению ($\beta \rightarrow \alpha$) и представляет главную структурную составляющую в керамическом черепке. Невысокое содержание фазы гематита в полученном материале объясняется способностью оксидов железа в присутствии оксидов щелочных металлов, преимущественно Na₂O, образовывать расплав и фиксироваться в структуре стекловидной фазы.

Отсутствие на рентгенограммах алюмосиликатных фаз свидетельствует о том, что в структуре керамического черепка присутствует значительное количество дегидратированного глинистого вещества, характеризующегося аморфизированной структурой, что подтверждается электронно-микроскопическими исследованиями. В ходе проведенных исследований установлено, что наиболее интенсивная кристаллизация анортита и минимальное содержание кварца характерно для масс, обладающих наименьшим водопоглощением и повышенными значениями механической прочности.

Установлено, что до температуры 1000 °С исследуемые добавки выполняют роль отошителя, а в интервале температур 1000–1050 °С начинают оказывать незначительное флюсующее действие, за счет образования легкоплавких эвтектик между оксидами железа и оксидами щелочных и щелочноземельных металлов. Кроме того, введение минеральных добавок способствует некоторой стабилизации химического состава легкоплавкого глинистого сырья и расширению интервала спекания керамических масс на их основе.

Несмотря на относительно высокое содержание в составе используемых добавок оксидов железа (II, III), составляющее до 28% по массе, объемного окрашивания керамического черепка в яркие, насыщенные тона не достигается, что, по-видимому, можно объяснить формированием бесцветных кристаллических фаз кварца и анортита.

Кроме того, использование гранитоидных отсевов и отходов обогащения железистых кварцитов в качестве компонента керамической массы для производства лицевого кирпича позволяет решать проблемы ресурсосбережения и утилизации отходов горнообогатительной промышленности.

Таким образом, в ходе экспериментальных исследований установлена принципиальная возможность использования петругрического сырья Беларуси для получения лицевого кирпича коричневой окраски с невысокой яркостью и насыщенностью тона.

Литература

1. Аксаментова Н.В. Мафические дайки кристаллического фундамента Беларуси. – Минск: Институт геохимии и географии НАН Беларуси, 2005. – 93 с.
2. Климош Ю.А. Плотноспекшиеся керамические материалы низкотемпературного обжига для хозяйственных изделий: Автореферат дис. ... канд. техн. наук. – Минск, 2005г. – 21 с.
3. Левицкий И.А., Павлюкевич Ю.Г. Исследование возможности использования глауконитсодержащих пород в производстве стеновых керамических материалов//Строительные материалы. – Москва, 2005. – № 2. – С. 46 – 48.

К ВОПРОСУ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ РОССЫПНОЙ ЗОЛОТОДОБЫЧИ

Р.В. Богомяков

Научный руководитель доцент Т.Н. Александрова

*Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук,
г. Хабаровск, Россия*

Современная исходная научная позиция состоит в том, чтобы отходы освоения россыпных месторождений рассматривать в качестве новых ресурсов для поддержания потенциала недр, а также изменения их состояния для дальнейшего использования [3].

Необходимость вовлечения в промышленную переработку техногенных месторождений разнообразного минерального сырья с целью доизвлечения потерянных ценных компонентов, выявлена для большинства изученных и изучаемых объектов. Особое место занимают так называемые техногенные месторождения или техно-

генные образования, получаемые при промышленной эксплуатации россыпей. По оценке Беневоляского Б.И. [1], прогнозные ресурсы золота в техногенных россыпных образованиях составляют 5022 т. Для вовлечения этих запасов в эксплуатацию необходимо совершенствование применяемых способов и технологий разработки и добычи золотосодержащих песков и создание новых эффективных методов извлечения ценных компонентов всех классов крупности [2].

Целью данной работы стало исследование и обоснование метода агломерационной флотации золота из хвостов россыпной золотодобычи.

При выполнении данной работы ставились следующие задачи: обзор патентной литературы; разработка метода модификации адсорбента (выбор типа адсорбента); проведение экспериментально-теоретических исследований; анализ продуктов обогащения; обоснование оптимальных технологических решений.

Изыскание способов интенсификации переработки глинистых россыпей выполнены с использованием материала золотосодержащей россыпи «Кремень».

С целью интенсификации флотационного процесса извлечения золота из глинистого материала золотосодержащей россыпи были проведены поисковые исследования с использованием добавки «ФУЗ», представляющей собой баковый отстой после рафинирования растительного масла. Флотация проводилась на лабораторной флотационной машине ФЛ-2, навеска материала 100г/т, Т:Ж=1:5; класс крупности – -0,1+0 мм. Исследования проводились в естественной среде, создаваемой непосредственно глинистым материалом и с использованием регуляторов среды-карбоната натрия, гидроксида натрия, оксида кальция. После проведения опыта проводился химический и спектральный анализы пенного и камерного продукта.

После выявления влияющих факторов на процесс флотации были выполнены исследования интенсификации флотационных процессов извлечения упорного золота из глинистого материала с использованием оптимального планирования эксперимента. В качестве основных влияющих факторов выбраны - расход реагента «ФУЗ», расход бутилового ксантогената калия, расход адсорбента. Были проведены две серии эксперимента: первая-флотация в естественной среде, в щелочной среде (в качестве регулятора среды использовался карбонат натрия).

Перед проведением флотационного процесса проводилась предварительная модификация опилок омыленным реагентом «ФУЗ», при этом опилки лиственницы сибирской выступали в качестве адсорбента – носителя при флотационном процессе. Омыление ФУЗа проводилось следующим образом: 10 г ФУЗа смешивалось с 1,55 мл NaOH (1н), доводилось до 100 мл дистиллированной водой и перемешивалось в течение 2 часов на магнитной мешалке с использованием подогрева.

Регрессионное уравнение зависимости выхода концентрата от расхода адсорбента и флотореагента :

$$Y = 22,42 + 1,68x_1 + 1,66x_2 + 2,37x_3 + 1,15x_1x_2 - 2,35x_1x_3 - 1,73x_2x_3 + 3,16x_1x_2x_3$$

После оценки значимости коэффициентов регрессии уравнение примет вид:

$$Y = 1,15x_1x_2 - 2,35x_1x_3 - 1,73x_2x_3 + 3,16x_1x_2x_3$$

Эксперимент подтвердил, что значимыми являются не только линейные эффекты, но и некоторые парные взаимодействия. Из трех факторов, линейно влияющих на функцию отклика выделилось два: концентрация адсорбента и полифосфата натрия, причем концентрация полифосфата натрия, судя по количественной оценке коэффициентов, оказалась наиболее сильно влияющим фактором. Характер влияния обоих факторов различен: при увеличении концентрации адсорбента отклик (содержание золота) уменьшается, а при увеличении концентрации полифосфата натрия отклик увеличивается. Концентрация ФУЗ в выбранных интервалах варьирования не влияет значимо на отклик, но влияние этого фактора проявилось в парном взаимодействии. Так как b_{12} больше нуля, к росту отклика будет вести одновременное изменение X_1 и X_2 в одну и ту же сторону.

Электронно-микроскопическое исследование продуктов флотации в зоне оптимальных расходов реагентов, показало, что в концентрате фиксируются железо, циркон, наблюдаются единичные знаки золота это видно на рис.

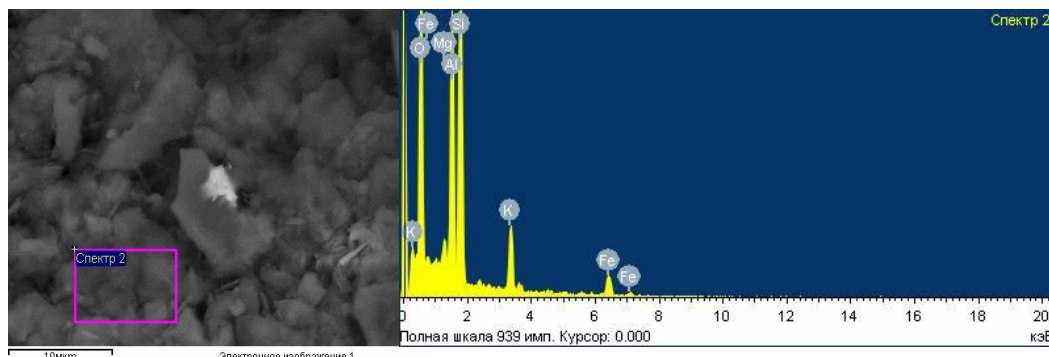


Рис. Микрофотографии форм частиц и данные по элементному составу материала месторождения «Кремень»

В результате проведенных исследований можно сделать вывод, что использование добавки в качестве основного собирателя не дало положительных результатов, а использование данного реагента в комплексе с основным классическим собирателем, бутиловым ксантогенатом калия, в соотношении 3,3: 1, приводит к повыше-

нию извлечения золота во флотационный концентрат в 1,7 раза. При этом установлено, что добавка данного реагента дает возможность проводить процесс флотации без введения регулятора среды.

Анализ экспериментальных данных показывает, что использование агломерационной флотации с использованием активированных опилок несколько уступает по эффективности активированному углю, но, учитывая экономическую и экологическую составляющую сорбента, использование активированных опилок является перспективным направлением для извлечения золота из хвостов россыпной золотодобычи.

Исследования флотации глинистых фракций «Кремень» с использованием комплекса флотореагентов на основе отходов МЖК с применением полнофакторного эксперимента показал, что на функцию отклика (содержание золота, г/т) влияют: концентрация адсорбента и полифосфата натрия, причем концентрация полифосфата натрия, судя по количественной оценке коэффициентов, оказалась наиболее сильно влияющим фактором. Характер влияния обоих факторов различен: при увеличении концентрации адсорбента отклик (содержание золота) уменьшается, а при увеличении концентрации полифосфата натрия отклик увеличивается.

Анализ экспериментальных данных показывает, что использование агломерационной флотации с использованием активированных опилок несколько уступает по эффективности активированному углю, но, учитывая экономическую и экологическую составляющую сорбента, использование активированных опилок является перспективным направлением для извлечения золота из хвостов россыпной золотодобычи.

В целом полученные данные свидетельствуют о принципиальной возможности вовлечения материала илово-глинистых фракций в промышленную эксплуатацию, однако необходимы дальнейшие исследования по совершенствованию технологии их переработки.

Литература

1. Беневольский Б.И., Шевцов Т.П. О потенциале техногенных россыпей золота Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. – Москва, 2000. – № 1. – С. 14 – 18.
2. Мамаев Ю.А., Литвинцев В.С. и др. Новые подходы к оценке фазового состава ценных компонентов в техногенных месторождениях и способов их эффективного извлечения // Обогащение руд. – Москва, 2004. – № 6. – С. 32 – 34.
3. Чантурия В.А. Перспективы устойчивого развития горноперерабатывающей индустрии России // Горный журнал. – Москва, 2007. – № 2. – С. 2 – 9.

КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО ФЛОТОКОНЦЕНТРАТА

В.А. Борисов, Е.К. Орлов

Научный руководитель старший преподаватель Р.И. Крайденко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время сульфидные полиметаллические руды перерабатывают гидрометаллургическим и пирометаллургическим способами [1]. Суть гидрометаллургического метода заключается в том, что сульфиды металлов выщелачиваются растворами кислот, из полученного раствора селективно извлекают ценные компоненты, используя методы экстракции, электролиза, осаждения.

Пирометаллургический способ извлечения металлов заключается в обогащении руды с помощью флотации, а затем плавке в штейн (смесь сульфидов меди и железа, содержащую до 60 % меди). В обоих случаях образуется большое количество жидких, твердых и газообразных отходов, влияющих негативно на экологическую обстановку. На обжиг и плавку тратится большое количество энергии.

Хлораммонийный способ выделения ценных компонентов из руд, совмещает в себе стадии химического обогащения и переработки руды.

Целью данной работы является разработка способа комплексной переработки полиметаллического флотоконцентрата с извлечением Cu, Zn, Pb и Fe.

Процесс гидрохлорирования CuS, ZnS, FeS и PbS – составляющих основу смешанной медной руды, был изучен методами термогравиметрии и кинетических исследований. Термогравиметрические исследования были проведены в условиях: скорость нагрева 5 °/мин, в токе воздуха, корундовый тигель, в интервале температур 20 – 600 °С, для PbS 20 – 800 °С. Кинетический эксперимент проводился методом непрерывного взвешивания реагирующей смеси с автоматической регистрацией массы. Степень превращения определяли по потере массы, которая обусловлена образованием газообразных продуктов реакции.

Термогравиметрические анализы взаимодействия CuS, ZnS и FeS с хлоридом аммония показали, что гидрохлорирование начинается при 190 °С [2]. Экспериментальные данные взаимодействия CuS, ZnS и FeS с хлоридом аммония описываются уравнением сокращающейся сферы. Энергии активации равны для ZnS $E = 35,6$ кДж/моль, для FeS $E = 28,0$ кДж/моль: процессы протекают в переходной области реагирования. Способ ускорения процесса – повышение температуры и перемешивание.

Сульфид свинца начинает взаимодействовать с хлоридом аммония при 142 °С с образованием $(\text{NH}_4)_2\text{PbCl}_4$. При температуре 267 °С $(\text{NH}_4)_2\text{PbCl}_4$ начинает разлагаться до NH_4PbCl_3 , в свою очередь при температуре 278 °С разлагающийся до $\text{PbCl}_2 \cdot \text{NH}_3$. При температуре 429 °С $\text{PbCl}_2 \cdot \text{NH}_3$ начинает сублимироваться вплоть до 645 °С. До температуры 762 °С происходит разложение не успевшего сублимироваться продукта и пиролиз до PbO.

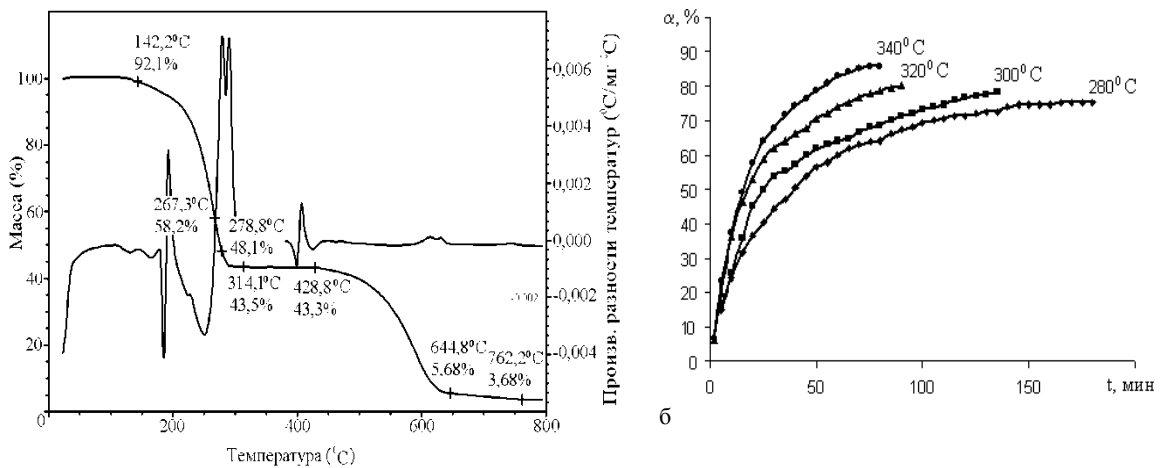
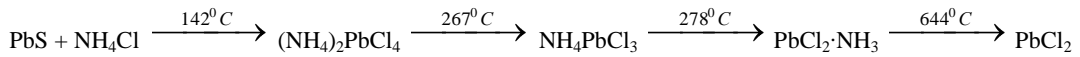


Рис.1 Исследование взаимодействия PbS с NH₄Cl: а) ТГА и ДТА анализ, б) кинетика процесса

На основании термических анализов можно представить следующую последовательность протекания реакции хлорирования сульфида свинца хлоридом аммония:



Зависимость степени превращения от времени при различных температурах для процесса хлорирования сульфида свинца хлоридом аммония наиболее точно описывается уравнением Яндера:

$$\alpha = 1 - \left(1 - (1,28 \cdot e^{\frac{51300}{8,317 \cdot T}} \cdot \tau)^{0,5} \right)^3$$

Энергия активации процесса составила 51,3 кДж/моль. Процесс протекает в кинетической области реагирования. Способ ускорения процесса – повышение температуры.

На основании этих данных была предложена технологическая схема:

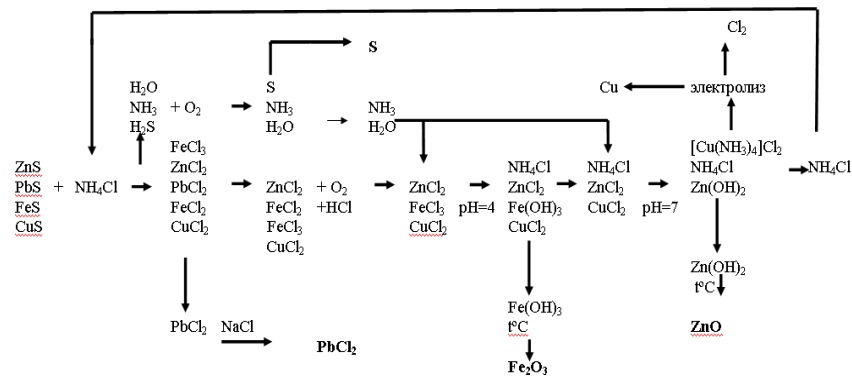


Рис.2 Технологическая схема хлораммонийной переработки полиметаллического флотоконцентрата

На первом этапе смесь NH₄Cl и исходного концентрата спекали при температуре 305 °С в течение двух часов. Образовавшуюся смесь хлоридов, Al₂O₃ и SiO₂ выщелачивали водой. FeCl₂, CuCl₂ и ZnCl₂ переходили в раствор, PbCl₂, Al₂O₃ и SiO₂ оставались в твёрдом виде и отделялись фильтрованием. Полученный раствор окисляли избытком перекиси водорода при нагревании. pH раствора доводили аммиачной водой до 4, осадок Fe(OH)₃ отфильтровывали. pH фильтрата доводили аммиачной водой до 7, твердый Zn(OH)₂ отфильтровывали. Осадки Fe(OH)₃ и Zn(OH)₂ высушивали и прокаливали до постоянной массы, получая соответствующие оксиды. Из фильтрата электролизом выделяли металлическую медь, затем упаривали для регенерации NH₄Cl. Осадок, содержащий не прореагировавшую основу руды и PbCl₂, подвергали выщелачиванию раствором NaCl с концентрацией 310 г/л при температуре 90 °С. Полученную суспензию фильтровали, фильтрат упаривали, при этом выпадали кристаллы PbCl₂.

Образующиеся в результате отходящие газы (H₂S, NH₃ и HCl) поглощали последовательно в десублиматоре, затем водой. Десублимат содержащий NH₄Cl – 95 %, S – 2 %, Fe – 1% и примеси [аэрозоли сибиря] смешивали с регенерированным NH₄Cl и использовали для переработки следующей партии руды. Из водного раствора содержащего S²⁻ аэрацией выделяли элементарную серу.

Выводы

Согласно результатам термогравиметрических анализов – CuS, ZnS и FeS с хлоридом аммония начинают взаимодействовать при 190 °С; PbS начинает хлорироваться при температуре 150 °С. В результате реакции образуются хлорметаллаты аммония.

Экспериментальные данные взаимодействия ZnS и FeS с хлоридом аммония описываются уравнением сокращающейся сферы, для PbS уравнением Яндера. Энергии активации равны для ZnS $E = 35,6$ кДж/моль, для FeS $E = 28,0$ кДж/моль: процессы протекают в переходной области реагирования, способ ускорения процесса – повышение температуры и перемешивание; для PbS $E = 51,3$ кДж/моль, процесс протекает в кинетической области реагирования, способ ускорения процесса – повышение температуры.

Разработана и апробирована технологическая последовательность химических операций переработки цинксодержащих руды с использованием в качестве вскрывающего агента хлорида аммония. Степень извлечения металлов: Cu-96% , Fe-65,1%, Zn-97%, Pb-90,1%

Литература

1. Гудима Н.В., Шейн Я.П. Краткий справочник по металлургии цветных металлов. – М.: Металлургия, 1975. – 536 с.
2. Борисов В.А. Кантаев А.С. Крайденко Р.И. Хлорирующий агент для переработки медных и цинковых руд. Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2008. – С. 829 – 830
3. Борисов В.А., Орлов Е.К. Образование аэрозолей при взаимодействии хлорида аммония с полиметаллическим флотоконцентратом Аэрозоли Сибири XVI Рабочая группа: тезисы докладов. – Томск, 2009. – С. 57 – 59.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБОГАЩАЕМОСТИ ВЫСОКОЖЕЛЕЗИСТОГО БОКСИТА ХЛОРАММОНЫМ СПОСОБОМ

В.А. Борисов, А.А. Решетова

Научные руководители старший преподаватель Р.И. Крайденко;
профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Барзасское месторождение, расположено на севере Кемеровской области, представлено продуктивной толщей мезозойских рыхлых отложений и включают бурожелезняковые руды, остаточные россыпи титаносодержащих минералов, минеральных пигментов, керамических глин, бокситов. Выгодное место расположения позволяют рассчитывать на высокий уровень рентабельности выработки месторождения [1].

Бокситы являются главнейшим рудным сырьем для производства алюминия, но вследствие высокого содержания железа только 5 % их объема используют для производства нормального электрокорунда, высокоглиноземистых огнеупоров, глиноземистого цемента и других продуктов химической промышленности [2]. Большое содержание оксидов железа (около 20-22 мас.% на прокаленное вещество) в составе боксита Барзасского месторождения ограничивает области применения.

Высокожелезистые бокситы можно использовать в химической промышленности после удаления железа либо методами кислотного или бактериального выщелачивания [3], либо с помощью селективного хлорирования смесью Cl_2 и O_2 при 750-800 °С [4]. Данные способы энергозатратны и не предполагают повторное использование используемых реагентов. Более перспективной является хлораммонийная технология удаления железа из минерального сырья [5], вследствие того, что процесс идет при низких температурах, а хлорид аммония используется многократно.

Целью работы явилось исследование возможности обогащения железистых бокситов данного месторождения хлораммонийным методом, а также определения возможности использования хвостов его обогащения в керамической промышленности.

В работе рассмотрен глинистый боксит Гавриловского участка Барзасского месторождения, химический состав которого приведен в табл.

Таблица

Химический состав исследуемого гавриловского глинистого боксита

Содержание, масс. %									
SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Δm _{прк}
20,19	36,09	16,35	4,35	0,10	0,81	2,96	0,35	0,08	18,72

Оценка минералогического состава исследуемой пробы глинистого боксита рентгеновским методом показала, что его породообразующими минералами являются гидраргиллит и каолинит. Примесные минералы представлены в основном кварцем, иллитом, карбонатами (кальцитом) и железосодержащими минералами в форме пирита и гематита.

Для удаления железа смесь боксита с избытком NH_4Cl помещалась в муфельную печь, предварительно нагретую до 300°C на 2 часа. Из обработанного боксита водой выщелочили хлориды железа, кальция, марганца,

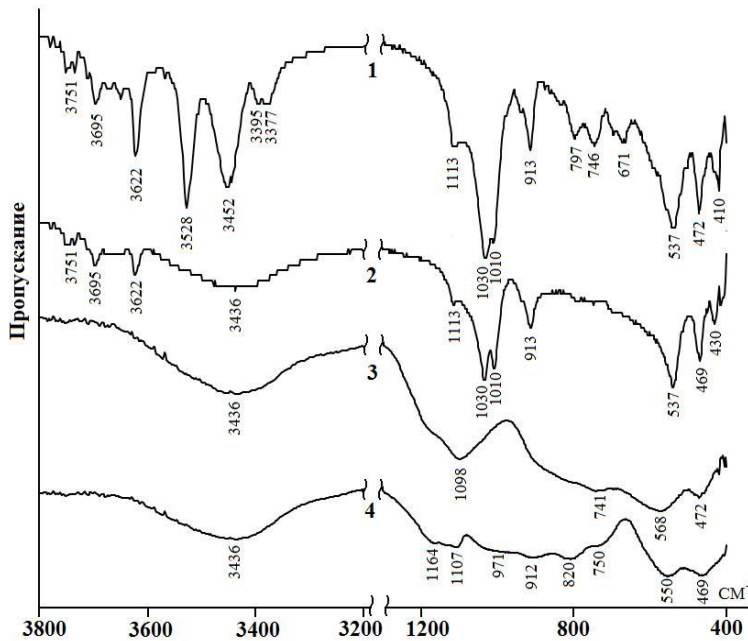


Рис.1 ИК-спектры боксита исходного (1), обработанного при 300°C (2), обработанного при 700°C (3); эталон муллита (4)

зей $\text{Э}-\text{ОН}$ и кристаллизационной воды. Изменение ик- спектра боксита при температуре 300°C связано с дегидратацией, при этом полосы поглощения в областях $600 - 800\text{ см}^{-1}$ и $3200 - 3600\text{ см}^{-1}$ исчезают, спектр сглаживается. Полосы поглощения характерные для $[\text{SiO}_4]$ и $[\text{AlO}_4]$ – $1000-1100$, 910 и 455 см^{-1} не изменяются, появляется широкая полоса поглощения $3300-3600\text{ см}^{-1}$ характерная для $[\text{AlO}_4]$. При 700°C происходит дальнейшая дегидратация, вследствие чего исчезают полосы поглощения при 3751 , 3695 , 3622 , 537 , 410 см^{-1} . Наблюдается значительная перестройка в структуре боксита – исчезают полосы поглощения $[\text{SiO}_4]$ - $1000-1100$ и 910 см^{-1} , появляются полосы поглощения характерные для муллита 750 и 830 см^{-1} . Для сравнения приведен ИК-спектр чистого плавяного муллита.

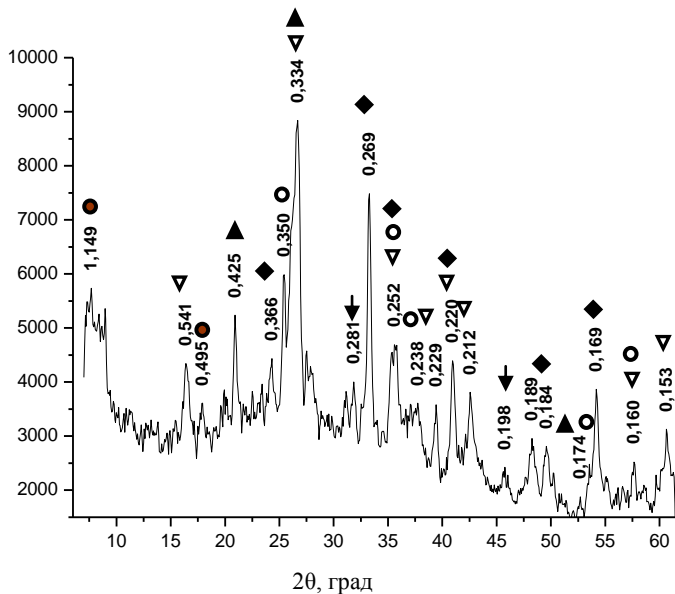


Рис.2 Рентгеновская дифрактограмма боксита после обогащения хлораммонийным способом при температуре 700°C :
 ▽- муллит, ▲- кварц, ●- гидрослюда, ○- корунд, ◆- гематит,
 ▼- хлорид натрия

магния, натрия и калия. Степень извлечения железа составила $9,4\%$. Так как реакция ускоряется с увеличением температуры, а хлорид железа (III) возгоняется при температуре выше 315°C удаление железа провели в других условиях. Смесь боксита с избытком NH_4Cl поместили в муфельную печь предварительно нагретую до 700°C на 1 час.

Содержание в остатках после хлорирования боксита оксидов железа составило не более $16\text{ мас.}\%$ на прокаленное вещество.

Таким образом, степень извлечения железа хлораммонийным методом при данных условиях составила $23,1\%$.

Остатки боксита после хлораммонийной обработки при температурах 300 , 700°C были исследованы методом ИК-спектроскопии (рис. 1).

На ИК-спектре боксита присутствуют полосы поглощения при: 3751 , 3695 , 3622 , 3528 , 3452 , 3395 , 3377 , 913 , 797 , 746 , 641 , 537 , 472 , 410 см^{-1} , характерные для свя-

Исследование остатка боксита после хлораммонийной обработки при температуре 700°C рентгенофазовым методом (рис. 2) показало, что уже при температуре 700°C наблюдается образование муллита с d_0/n – $0,54$; $0,34$; $0,252$; $0,229$; $0,220$; $0,153\text{ нм}$. С использованием метода эталона было определено количество образовавшегося муллита, которое составило порядка 30% . При обжиге огнеупорных алюмосиликатных пород муллит образуется при температурах $950-1000^\circ\text{C}$. Также на рентгенограмме обнаружено присутствие кварца, корунда, образующегося в результате дегидратации гидрослюда, следы гидрослюда, а также гематита, что свидетельствует о невысокой степени обогащаемости боксита данным способом. Имеются следы солей хлорирования.

Рентгеновская дифрактограмма обладает значительным фоном, что свидетельствует о при-

существовании в большом количестве аморфной фазы.

Таким образом установлено, что из боксита при хлороаммонийной обработке при 300 °С удаляется до 9,4 % железа, а при 700 °С до 23,1 %. Данные рентгенофазового анализа подтвердили невысокую обогащаемость глинистого боксита данным способом.

Установлено, при помощи ИК- спектров, что с повышением температуры происходит дегидратация боксита, при температуре 700 °С появляются полосы поглощения характерные для муллита 750 и 830 см⁻¹, что было подтверждено рентгенофазовым анализом. На рентгенограммах боксита рефлексы муллита появляются только при температуре прокаливания 950-1000 °С, а при прокаливании в присутствии хлорида аммония - при 700 °С.

Литература

1. Торгунаков А.А. Комплексные месторождения Барзасской группы. / А.А. Торгунаков, А.Е. Авакумов // Руды и металлы. – Москва, 1998. – №2. – С.47 – 56.
2. Матвеева Ф.А. К вопросу изучения и освоения алюмосиликатного огнеупорного сырья Кузбасса / Ф.А. Матвеева, М.Г. Русанова // Алюмосиликатное огнеупорное сырьё Кузбасса. Новосибирск.: «Наука», 1964. – 100 с.
3. Биоготехнология металлов. М.: Центр международных проектов ГКНТ, 1989. – 375 с.
4. Магидсон И. А. Хлорирование глины и боксита // РЖХ. – Москва, 1982. – №13. – С. 52 – 58.
5. Патент РФ №2314354 Дьяченко А.Н. Крайденко Р.И. Способ хлороаммонийного обезжелезивания минерального сырья.

ПОРИСТАЯ КОРДИЕРИТОВАЯ КЕРАМИКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКОГО АЛЮМИНИЯ

О.В. Буцык

Научный руководитель профессор Т.А. Хабас

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Материалы из керамики на основе кордиерита благодаря своим прочностным характеристикам и химической стойкости при высоких температурах имеют широкую сферу применения – это носители катализаторов, диэлектрики и прочные материалы для иммобилизации радиоактивных отходов. Количество месторождений минерала кордиерита ограничено, поэтому, чтобы покрыть нужды керамической промышленности его, как правило, синтезируют из природного сырья.

Однако прогресс в области производства керамических материалов непосредственно связывают с поиском и применением нетрадиционных видов сырьевых материалов [1], среди которых весьма перспективными являются нанопорошки металлов, получаемые по технологии электрического взрыва проводника (НИИ высоких напряжений при ТПУ, г. Томск) [2]. Высокая химическая активность нанопорошков металлов в окислительных процессах позволяет, варьируя состав шихты и методы термической обработки, осуществить получение керамических материалов различного состава и структуры. Область задач, связанных с получением оксидной керамики из металлосодержащих шихт, исследована мало, но в последнее время в результате расширения производства нанопорошков заметно расширились представления о возможности получения материалов с новым комплексом свойств [1].

При изучении влияния нанопорошка алюминия (НП Al) на синтез и спекание кордиеритовой керамики установлен эффект его активирующего действия. В технологии керамических материалов наноразмерный металлический алюминий может быть применен не только в качестве активатора в традиционной технологии термоактивируемого твердофазового синтеза, но и в химии синтеза сжиганием [3].

Выявленные особенности горения и термического поведения продуктов сгорания позволили применить алюминиевый порошок для создания фильтрующих материалов с узкими канальными порами диаметром 0,1 мкм и менее. При горении электровзрывного порошка образуются кристаллы нитрида алюминия, большинство из которых имеют игловидную или нитевидную форму с отношением длины к диаметру 100 и более, поперечный размер – 0,1-1 мкм. При введении такой сожженной смеси практически в любую керамическую или стеклокерамическую матрицу и последующем обжиге в окислительной атмосфере при температуре выше 750 °С происходит реакция окисления нитрида с образованием оксида алюминия и выделением азота. Этот процесс сопровождается образованием удлиненных полостей, сравнимых по диаметру поперечного сечения с кристаллами нитрида алюминия. Процесс окисления идет с увеличением удельного объема, что препятствует сокращению размеров изделия. Следствием этого является малоусадочное спекание [1].

С экономической точки зрения, целесообразным является изучение возможности замены части нанопорошков алюминия в сжигаемых смесях на промышленно выпускаемую алюминиевую пудру. Поэтому темой исследований было выбрано получение безусадочной кордиеритовой керамики с применением продуктов горения смесей нанопорошка алюминия с алюминиевой пудрой ПАП. Содержание нанопорошка в смеси изменялось от 0 до 100% с шагом 25%. Сжигание порошковых смесей производилось на воздухе в свободно насыпанном виде. По данным электронной сканирующей микроскопии в образцах продуктов горения фиксируется образование сложных микроагрегатов, включающих изометрические частицы оксидов и игловидные кристаллы нитрида алюминия. На рентгенограммах фиксируются рефлексы нитрида, оксинитрида и оксида алюминия, имеется так-

же некоторое количество недогоревшего металлического алюминия. Интенсивность рентгеновских рефлексов алюминия в продуктах горения уменьшается с увеличением содержания НП Al в исходных образцах, что связано с недостаточной теплопроводностью ПАП-1 и, как следствие, недосжиганием содержащегося в образцах алюминия. При уменьшении исходного содержания ПАП-1 интенсивность рефлекса нитрида алюминия в общей сложности увеличивается. Содержание $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ и $\text{Al}_{11}\text{O}_{15}\text{N}$ явно увеличивается в образцах с уменьшением количества ПАП-1, т.к. возрастает интенсивность рентгеновских рефлексов этих фаз. Величина абсолютной интенсивности $\text{Al}_2\text{O}_3\text{N}_4$ на всех диаграммах остается примерно постоянной. С увеличением навески ПАП-1 (5 г) резко возрастает интенсивность пиков гексагонального нитрида алюминия и $\text{Al}_{11}\text{O}_{15}\text{N}$. Также отмечается сравнительно малая по сравнению с другими образцами интенсивность фазы чистого алюминия.

Вид продуктов сжигания существенным образом зависит от состава смеси. В образцах с большим количеством НП Al на электронных микрофотографиях четко прослеживаются нитевидные кристаллы нитрида алюминия. Волокна состоят из мелких правильно огранных (шестигранных) пластинок. Это подтверждает вывод рентгенографического анализа о большом содержании в продуктах горения гексагонального нитрида алюминия. С увеличением в составе сжигаемой добавки более крупнодисперсного компонента структура кристаллов нитрида алюминия несколько изменяется. Волокна образуют витки меньшего размера, укорачиваются и образуют беспорядочные смеси с изометрическими частицами. В результате изучения состава и структуры полученного в процессе горения материала был сделан вывод, что наиболее перспективными для изучения в качестве прекурсоров являются смеси с содержанием алюминиевой пудры не более 50 мас. %.

Как уже отмечалось, добавка, полученная сжиганием наноразмерного порошка металла (фаза AlN), при нагревании окисляется до оксида алюминия. Образованием мелкодисперсного или даже аморфного оксида обусловлена ее высокая активность в процессе спекания. Сожженная смесь в процессе термообработки способствует образованию пористости в материале. Введение в спекаемую шихту меньше 1 мас. % количества сожженной смеси не эффективно для увеличения доли капиллярных пор (диаметра менее микрона). При этом снижается и общая пористость материала. Увеличение содержания поробразующей добавки более 10 мас. % не способствует повышению общей пористости фильтра, вследствие заполнения пор выделяющимся при окислении нитрида алюминия аморфным и мелкокристаллическим оксидом ($\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$) и ведет к падению его механической прочности.

Принципиальным стало решение задачи о возможности введения большего количества сожженной смеси с целью увеличения доли микропористости. Для этого в состав шихт с различным содержанием сожженной смеси НП Al и ПАП-1 (от 5 до 50 мас. %) вводились другие добавки (раствор метилцеллюлозы – РМЦ, порошкообразная метилцеллюлоза – ПМЦ и измельченные древесные опилки), способствующие образованию более крупных пор, в количестве 5-7,5-10 мас. %. Если при добавлении РМЦ стало возможным введение 25-30 % сожженной смеси при сохранении высокого значения водопоглощения образцов, то при том же количестве ПМЦ содержание продуктов сжигания НП Al можно увеличить до 40 %. При этом водопоглощение (рис.а) и линейная усадка по модулю (рис.б) данных образцов выше, чем у аналогичных с РМЦ. Применение древесных опилок оказалось не целесообразно, т. к. отрицательно повлияло на прочность образцов. Для дальнейшего изучения были отобраны образцы с содержанием ПМЦ 10 мас. %.

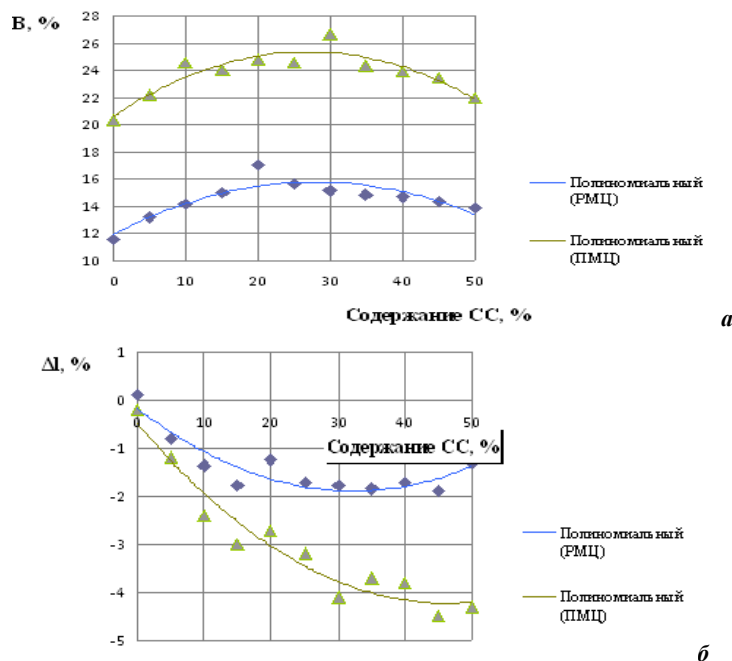


Рис. Зависимость а) водопоглощения (B) и б) линейной усадки (Δl) от содержания сожженной смеси (СС). Температура обжига образцов 1300 °С, выдержка 15 минут

Поскольку введение в любом количестве в шихту крупного порообразователя приводит к снижению прочности образцов, то встал вопрос о необходимости применения добавок, активизирующих синтез кордиерита и, как следствие, повышающих прочность. В качестве таких силикатных материалов применялись традиционно используемые глина и тальк с подшихтовкой гидроксидом алюминия [1] в количествах 5-7,5-10 мас. %. Результаты анализа полученных образцов показал, что на прочность положительно влияет содержание активирующей синтез добавки (ДАС) 7,5 % при сохранении высоких значений водопоглощения и линейной усадки.

Исследования оптимального температурного диапазона спекания образцов кордиеритовой керамики показали, что при достаточно высокой скорости проведения процесса обжига до температуры 1300 °С происходит окончательное формирование пористости образцов (линейная усадка образцов значительно не изменяется при нагревании выше 1250 °С). Данной температуры также достаточно для того, чтобы ДАС вступила во взаимодействие с кордиеритовой фазой, а образцы приобрели достаточную прочность.

Таким образом, сожженная смесь порошка алюминия и ПАП-1 в соотношении 1:1 оказалась достаточно эффективной для получения безусадочного керамического материала с высокой пористостью.

Литература

1. Хабас Т.А. Нанопорошки металлов в технологии керамики. – Томск, 2008. – 228 с.
2. Хабас Т.А. Энергонасыщенные порошки металлов в технологии керамических материалов//Стекло и керамика. – Москва, 1997. – № 11. – С. 27 – 30.
3. Хабас Т.А., Мельникова А.Г., Ильин А.П. Синтез керамических материалов на основе оксидов магния и алюминия в режиме горения//Огнеупоры и техническая керамика. – Москва, 2003. – № 11. – С. 14 – 19.

РОЛЬ ХИМИЧЕСКИХ ДОБАВОК НА ПРОЦЕССЫ ГИДРАТАЦИИ И ТВЕРДЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

О.В. Глазырина

Научный руководитель профессор В. А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время предприятия, изготавливающие бетон и изделия на его основе, наряду со сравнительно дешевыми добавками, получаемыми часто из промышленных отходов, все шире применяют специальные химические добавки, которые позволяют более полно использовать химический потенциал цемента. Чтобы его использовать необходимо знать механизм гидратации и твердения цемента.

При растворении в воде соединений с ионной связью происходит их диссоциация, а образующиеся ионы окружаются гидратной оболочкой, содержащей плотный и рыхлый слои «связанной» воды. В плотном гидратном слое молекулы воды в значительной степени поляризованы и удерживаются сильным ион-дипольным взаимодействием, а их пространственная структура определяется свойствами иона (катиона или аниона). Между плотным гидратным слоем и «свободной» водой, не участвующей в гидратации ионов, находится рыхлый «деструктурированный» слой гидратной оболочки, состоящий в основном из одиночных молекул воды и мелких ассоциатов. Подвижность молекулы воды в рыхлом слое больше, чем в «свободной» воде. Рыхлый слой гидратной оболочки обеспечивает сродство между «свободной» водой и плотным слоем вокруг иона, имеющим специфическую структуру в зависимости от природы иона. Толщина плотного и рыхлого слоев, а также среднее время жизни молекул воды в гидратной оболочке зависят от природы иона электролита, его концентрации и температуры.

Для многозарядных катионов Al^{3+} , Fe^{3+} , Cr^{3+} , которые наиболее сильно удерживают молекулы воды, время жизни молекул воды в гидратном слое достигает секунд, минут и даже часов. Это объясняется переходом ион-дипольного взаимодействия данных ионов с ближайшими молекулами воды в ковалентную связь между ними с возникновением комплексных катионов $[Ca(H_2O)_6]^{2+}$, $[Fe(H_2O)_6]^{3+}$, $[Cr(H_2O)_6]^{3+}$, устойчивость которых значительно выше, чем устойчивость любых ассоциатов воды.

Ионы с малой поверхностной плотностью заряда: K^+ , Cs^+ , NH_4^+ , I^- , Br^- , $H_2PO_4^-$, NO_3^- , ClO_4^- и поэтому слабо притягивающие молекулы воды, имеют в гидратной оболочке тонкий плотный «структурированный» слой и толстый рыхлый «деструктурированный» слой и характеризуются отрицательной гидратацией. Ионы с отрицательной гидратацией способствуют уменьшению в растворе содержания «структурированной» воды.

В зависимости от средней продолжительности жизни молекул воды в гидратной оболочке иона различают положительную и отрицательную гидратацию. Ионы, имеющие высокую поверхностную плотность заряда, т.е. ионы с большим зарядом и малым радиусом, такие как Li^+ , Na^+ , Mg^{2+} , Al^{3+} , Fe^{3+} , Cr^{3+} , F^- , Cl^- , CO_3^{2-} , HCO_3^{2-} , которые прочно связывают молекулы воды в гидратной оболочке, характеризуются положительной гидратацией. В этих случаях среднее время жизни молекул воды в гидратной оболочке иона больше, чем в «свободной» воде, не участвующей в гидратации. Ионы с положительной гидратацией способствуют увеличению в растворе содержания «структурированной» воды [1]. Ионы с малой поверхностной плотностью заряда: K^+ , Cs^+ , NH_4^+ , I^- , Br^- , HPO_4^{2-} , NO_3^- , ClO_4^- , и слабо притягивающие молекулы воды, имеют в гидратной оболочке тонкий плотный «структурированный» слой и толстый рыхлый «деструктурированный» слой и характеризуются отрицательной гидратацией. Ионы с отрицательной гидратацией способствуют уменьшению в растворе содержания «структурированной» воды.

При затворении цемента водой, вода обогащается ионами Al^{3+} , Ca^{+} , Na^{+} , Fe^{3+} , которые прочно связывают воду, в следствие чего, подвижность воды уменьшается. Для ускорения подвижности воды, применяют добавки различных солей или их комбинации.

Целью настоящей работы является изучение влияния химических добавок на процессы гидратации и твердения цемента.

В качестве химических добавок использовались комбинации солей, такие как: $K_2SO_4 + CaCl_2$; $KNO_3 + NaNO_3$; $CaCl_2 + NaNO_3$; $MgCl_2$ с различными концентрациями, 0,25%, 1%, 2% 3%. Из Топкинского цемента марки 500 изготавливали тесто нормальной густоты с водотвердым отношением равным 0,25, затем сформовывали образцы размером 20x20x20 мм. Образцы помещались в ванну с гидравлическим затвором. Через 24 часа образцы извлекали из форм и хранили до момента испытания во воздушно-влажных условиях. Предел прочности при сжатии ($\sigma_{сж}$) определяли через 3, 7, 14 и 28 суток твердения. Результаты проведенных исследований приведены в таблице.

Таблица 1

Концентрация, добавка, %		Прочность при сжатии(МПа) образцов при разных сроках твердения			
		3 суток	7 суток	14 суток	28 суток
$K_2SO_4 + CaCl_2$	0	17	25	32	41
	0,25	45	45	58	63
	1,0	36	37	40	46
	2,0	31	31	33	35
	3,0	22	27	32	34
$KNO_3 + NaNO_3$	0,25	44	46	57	62
	1,0	32	29	35	42
	2,0	22	26	29	35
	3,0	30	25	29	34
$CaCl_2 + NaNO_3$	0,25	30	32	37	39
	1,0	29	32	30	35
	2,0	23	25	25	33
	3,0	18	24	28	31
$MgCl_2$	0,25	28	25	17	34
	1,0	26	30	30	32
	2,0	20	20	25	29
	3,0	18	20	22	22

Из табл.1 видно, что образцы при концентрации химических добавок 0,25% обладают высокими прочностными характеристиками. Уже на 3 сутки твердения наблюдается интенсивный рост прочности цементного камня с добавками $NaNO_3 + CaCl_2$; $K_2SO_4 + CaCl_2$ т.е. начинают образовываться гелеобразные, коллоидные первичные продукты гидратации, интенсивней происходит и перекристаллизация первичных продуктов гидратации, образуются кристаллические сростки. Эти процессы способствуют уплотнению гелей, и тем самым, приводят к увеличению прочности цементного камня. При увеличении концентрации солей до 3 %, наблюдается монотонное снижение прочности [2]. Это можно объяснить тем, что при увеличении концентрации солей, снижается подвижность молекулы воды, вследствие чего растворяющая способность уменьшается.

О. Я. Самойлов рассматривает гидратацию как влияние иона на время пребывания молекул воды в равновесии вокруг иона.

Если принять энергию активации чистой воды при данной температуре за E , то под влиянием иона она изменится на величину ΔE , т.е. станет равной $E + \Delta E$. При этом возможны два случая:

$\Delta E > 0$, энергия активации возрастает, а обмен молекул воды вблизи инородной частицы затрудняется, что ведет к стабилизации структуры, это так называемая положительная гидратация. Из исследуемых добавок к положительной гидратации относятся: $MgCl_2$; $NaNO_3$, $CaCl_2$.

$\Delta E < 0$, энергия активации снижается, и обмен молекул воды около иона усиливается, что ведет к разупорядочиванию воды, - это отрицательная гидратация. К отрицательной гидратации относятся: K_2SO_4 ; KNO_3 .

В табл.2 приведены экспериментальные данные О.Я. Самойлова для ΔE некоторых ионов при 25°C

Таблица 2

Li^{+}	Na^{+}	K^{+}	Cs^{+}	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Sr^{2+}	Ba^{2+}	La^{3+}
+0,56	+0,14	-0,36	-0,31	+0,80	+0,28	+0,34	+0,02	+2,13
NH_4^{+}	F^{-}	Cl^{-}	Br^{-}	J^{-}	NO_3^{-}	ClO_4^{-}	SO_4^{2-}	
-0,35	+0,20	-0,21	-0,39	-0,24	-0,44	-0,47	+0,15	

Таким образом, воздействуя на гидратированные ионы с положительно гидратирующими добавками солей, мы увеличиваем долю рыхлосвязанной воды, которая принимает активное участие в гидратации цемента.

Литература

1. Лотов В.А. Технология материалов на основе силикатных дисперсных систем – Томск, 2006. – 192 с.
2. Бутт Б.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов Учебник для вузов/ Под ред. Тимашева В.В. – М.: Высш. школа, 1980. – 472 с.

ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ НА ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ПРОЦЕССА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТА

С.Е. Демьянов, О.В. Козачок

Научный руководитель профессор В.И. Александров

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова (технический университет), г. Санкт-Петербург, Россия

Гидравлический транспорт на предприятиях горной промышленности является важным звеном технологического процесса добычи и переработки минерального сырья. Этот вид транспортирования обеспечивает передачу насыпных материалов без перегрузки по трассам сложного профиля и большой протяженности. Известно, что на долю гидротранспорта приходится примерно 60% всей энергии предприятия. Помимо этого, большинство систем гидротранспорта работают на низких концентрациях твердого материала в потоке гидросмеси, что приводит к снижению технико-экономической эффективности систем гидравлического транспорта. В итоге это сказывается на себестоимости конечного продукта (концентрата, металла и др.). В технологии гидротранспорта еще недостаточно используется дозировка подачи материала в трубопровод, а также регулировка и контроль параметров, вследствие чего, как правило, гидротранспортные системы горных предприятий работают в не экономичных и неустойчивых режимах. На рис. 1 – диаграмма относительных эксплуатационных затрат по основным статьям расходов на гидравлическое транспортирование минерального сырья на ряде карьеров.

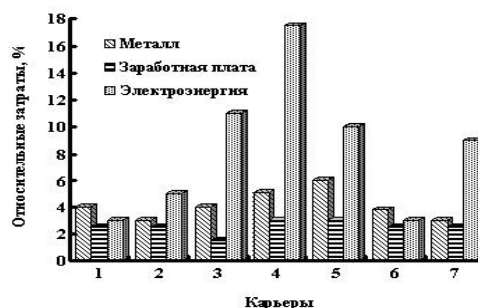


Рис. Относительные эксплуатационные затраты по в общей себестоимости гидротранспорта на карьерах. 1 – Кедровский, 2 – Бачатский, 3 – Батурицкий, 4 – Назаровский, 5 – Петровский, 6 – Керамблук, 7 – Корчеватовский.

Основными параметрами, определяющими эффективность систем гидравлического транспорта, являются скорость транспортирования и концентрация твердого материала в потоке гидросмеси. До настоящего времени еще недостаточно изучен процесс транспортирования пастообразных гидросмесей с объемным содержанием твердого материала более 50 % и практически не имеется таких систем в промышленных условиях на отечественных предприятиях. Имеющиеся теоретические и экспериментальные результаты относятся в основном к транспортированию смесей с низкой концентрацией твердого материала, не превышающей 10 % по объему смеси. Также проводились исследования в области гидротранспорта высококонцентрированных гидросмесей, которые заключались в построении математических моделей поведения таких смесей в трубе, в расчете реологических параметров транспортирования.

Существующие расчетные зависимости основных параметров гидравлического транспорта основаны на концепции турбулентного переноса твердой фазы потоком жидкости, а эффективность процесса рассматривается в связи с влиянием твердых частиц на турбулентные характеристики потока. Эти вопросы изучались в работах Юфина А.П., Трайниса В.В., Офенгендена Н.Е., Витошкина Ю.К., Виссарионова В.И., Бороховича А.И. и др., в работах которых даны теоретические основы гидротранспорта смесей различной концентрации [3,4], но только в работах Н.А. Силина (ИГМ АН Украины), проф. В.Н.Покровской и проф. В.И. Александрова рассматриваются режимы течения гидросмесей высоких концентраций в применении к конкретным условиям эксплуатации систем гидротранспорта (в работах Н.А. Силина - транспортирование угля и водоугольных суспензий, в работах В.Н. Покровской - закладочных смесей, в работах В.И. Александрова – хвостов обогащения полиметаллических руд) [1,2,5,6,7].

Эффективность гидравлического транспортирования зависит не только от таких параметров процесса как скорость транспортирования и концентрация твердого материала, которые являются определяющими энерге-

тическими показателями гидромеханического комплекса оборудования, но и от эффективности сгущения гидросмеси хвостов обогащения в технологии подготовки пульпы к гидравлическому транспортированию, подачи пульпы во всасывающий патрубок грунтового насоса и транспортирования сгущенной пульпы по трубопроводу от ПНС до места укладки хвостов в хвостохранилище.

В зависимости от концентрации твердых частиц в объеме транспортируемой гидросмеси изменяются как критическая скорость потока, так и потери напора, определяющие энергетические затраты в системе гидротранспорта, а, следовательно, и конечную эффективность процесса. Оптимальным процессом гидравлического транспорта, с точки зрения энергетических затрат, будет такой процесс, при котором будет обеспечиваться требуемая заданная производительность системы по твердому материалу с минимальными и оптимальными значениями удельных потерь напора и наименьшие затраты энергии. Естественно, что при этом должны обеспечиваться как высокая надежность гидротранспортного комплекса, так и экологическая безопасность процесса с минимальным и неагрессивным воздействием на окружающую среду.

Энергетическая эффективность гидротранспорта определяется величиной удельной энергоёмкости процесса транспортирования некоторого объема пульпы W в единицу времени на расстояние L . При этом расходуется энергия, которая складывается из энергии на перекачку чистой жидкости и энергии, расходуемой на транспортирование твердой фазы с концентрацией C в объеме пульпы, т.е.

$$E = E_{ж} + E_{тв}$$

где E - суммарное значение энергии, $E_{ж}$ - энергия затрачиваемая на перекачку чистой жидкости, $E_{тв}$ - энергия, расходуемая на транспортирование твердой фазы.

Энергия, затрачиваемая на транспортирование жидкой фазы равна

$$E_{ж} = W (1 - c) \rho_0 g L$$

где W - объем перекачиваемой пульпы, c - концентрация твердых частиц, ρ_0 - плотность воды; g - ускорение свободного падения, L - длина транспортирования.

Аналогично, энергия на транспортирование твердой фазы будет равна

$$E_{тв} = W c \rho_{тв} g L$$

где $\rho_{тв}$ - плотность твердых частиц.

Так, что общая энергия составляет

$$E = W (1 - c) \rho_0 g L + W c \rho_{тв} g L$$

Раскроем скобки

$$E = W \rho_0 g L - W c \rho_0 g L + W c \rho_{тв} g L$$

Отнесем общую энергию потока пульпы к секунднему объему твердого материала, транспортируемого на расстояние L , т.е.

$$\frac{E}{W c \rho_{тв} g L} = g \left[\frac{\rho_0}{\rho_{тв}} \left(\frac{1}{c} - 1 \right) + 1 \right]$$

или

$$e = g \left[\frac{\rho_0}{\rho_{тв}} \left(\frac{1}{c} - 1 \right) + 1 \right]$$

где $e = \frac{E}{W c \rho_{тв} g L}$ - удельная энергия гидравлического транспортирования твердой фазы пульпы,

$\frac{кВт}{м \cdot км}$.

Из формулы следует, что энергоёмкость гидравлического транспорта зависит от плотности твердой фазы и ее концентрации. С увеличением концентрации энергоёмкость уменьшается. При концентрации равной 1, энергоёмкость принимает минимальное значение.

Уменьшение удельной энергии при увеличении концентрации можно объяснить снижением доли энергии, расходуемой на ее диссипацию (рассеяние). Можно сказать, что при увеличении концентрации поток стремится к равновесному состоянию, т.е. изменение энтропии потока уменьшается. При полном равновесии, т.е. при $c = 1$ пульпа будет представлять собой сплошное твердое тело, находящееся в равновесии с окружающей средой (состояние покоя или равномерного движения).

При $c = 0$ (чистая жидкость) энергоёмкость принимает неопределенное значение, так как твердая фаза отсутствует.

Таким образом, доказано, что с увеличением концентрации твердой фазы в потоке пульпы удельные затраты энергии на процесс транспортирования уменьшаются. Следовательно, увеличение концентрации твердой фазы приводит с одной стороны к снижению металлоёмкости гидротранспортной системы, уменьшению типоразмера применяемого насосного оборудования, а с другой сопровождается уменьшением удельной энергоёмкости процесса транспортирования.

Литература

1. Александров В.И. Методы снижения энергозатрат при гидравлическом транспортировании смесей высокой концентрации. Санкт-Петербург, СПГГИ (ТУ), 2000.
2. Александров В.И. Снижение энергоемкости гидравлического транспортирования гидросмесей при высоких концентрациях твердой фазы. / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Санкт-Петербург, СПГГИ (ТУ), 2000.
3. Баренблат Г.И. О движении взвешенных частиц в турбулентном потоке. "Прикладная математика и механика", т. 19, 1958.
4. Покровская В.Н. Пути повышения эффективности гидротранспорта. Сб. "Гидродобыча угля". ЦНИИТЭИ угля, 1968, № 5.
5. Покровская В.Н. Пути повышения эффективности гидротранспорта. Изд-во "Недра", 1972.
6. Силин Н.А., Витошкин Ю.К. Гидротранспорт угля в трубопроводах и методы его расчета. Изд-во АН УССР, 1964.
7. Силин Н.А., Витошкин Ю.К., Карасик В.М., Очередыко В.Ф. Гидротранспорт. Изд-во "Наукова Думка", Киев, 1971.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЗОЛОШЛАКОВОЙ ДОБАВКИ НА ЭКОЛОГИЧНОСТЬ
КЕРАМИЧЕСКОГО КИРПИЧА****Е.С. Егорова**

Научный руководитель доцент Э.Р. Бариева

Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия

Керамические изделия, в том числе и кирпичи, считаются наиболее экологичной продукцией, поскольку при высокотемпературном обжиге, предусмотренным технологией производства, все токсичные вещества либо выгорают, либо капсулируются в аморфную матрицу, образующуюся в результате термических преобразований глинистых минералов. Использование различных отошающих и модифицирующих добавок практически не сказывается на экологических показателях изделий, так как концентрация содержащихся в них токсичных элементов, как правило, не превышает $n \cdot 10^{-3}$ весовых процентов.

Золошлаковые отходы в отличие от природных отошителей характеризуются более высокими содержаниями токсичных веществ, многие из которых способны оказывать аддитивное воздействие на живые организмы. В совокупности с аналогичными элементами, присутствующими в глинистом сырье, они могут существенно снизить экологические показатели керамических изделий.

Исходя из этого предположения, было проведено изучение микроэлементного состава керамических кирпичей, изготовленных из природной глины без каких либо добавок и с добавкой золошлаковых материалов в количестве 30% от массы шихты. Чтобы оценить, как меняется содержание микроэлементов при обжиге, одновременно проводилось аналогичное изучение природной глины и золошлаковых отходов. Микроэлементный состав определялся на спектрографе ДФС-458 в лаборатории ФГУП «ЦНИИгеолнеруд». Результаты эмиссионного спектрального анализа приведены в таблице 1.

Как следует из таблицы 1 природная глина и золошлаковые материалы содержат примерно одни и те же концентрации микроэлементов. Исключение составляют Ва, Р, Рb, Li, Cu, Zn и Sr, содержание которых в золошлаках примерно в 2 раза больше, чем в глине. Подобное отличие, очевидно, обусловлено структурно-генетическими особенностями угля и глины. Глина является продуктом биохимического преобразования силикатных пород. Количество содержащихся в ней микроэлементов зависит главным образом от сорбционной способности глинистых минералов. Уголь – это продукт метаморфизации растительных остатков. Он содержит не только сорбированные вещества, но и химические элементы, ранее накопленные растениями. Учитывая, что при сжигании угля большая часть этих элементов остается в золе, нет ничего удивительного в их повышенных концентрациях.

Анализ микроэлементного состава исследуемых керамических кирпичей показывает, что в изделиях содержатся примерно одинаковые количества примесных элементов. Отличие заключается лишь в соотношениях Ва, Р, Рb и Zn. Кирпич с золошлаковой добавкой характеризуется несколько повышенным содержанием этих элементов по сравнению с кирпичом без добавки. Это обусловлено суммированием концентраций Ва, Р, Рb и Zn, присутствующих в глине и золошлаках. Однако, несмотря на подобное повышение значений весовых процентов этих элементов, в целом их содержание в изделиях не превышает кларковых величин. Другими словами их концентрация в изделии столь незначительна, что сопоставима с фоновыми значениями, принятыми для региона [1].

Таким образом, на основании результатов проведенного полуколичественного химического анализа можно сделать следующие выводы:

1. При обжиге керамической шихты микроэлементный состав практически не меняется, т.е. каким он был в глине так и остался и в кирпиче;
2. Введение в состав керамической шихты до 30% золошлаковой добавки не приводит к существенным изменениям микроэлементного состава;
3. Содержание токсичных элементов в керамическом изделии с 30% золошлаковой добавки не превышает допустимой нормы.

Результаты полуколичественного химического анализа (значения в вес. %)

Элементы	Природная глина	Золошлаковые отходы	Глина, обожженная при 980 °С	Глина с 30% золошлаков, обожженная при 980°С
Si	>20,0	>20,0	>20,0	>20,0
Al	12,0	15,0	12,0	12,0
Ca	5,0	4,0	4,5	4,5
Fe	3,8	3,8	4,0	4,0
Mg	0,8	0,8	0,8	0,8
K	2,8	3,5	2,5	3,0
Na	1,8	0,7	1,8	1,5
Ti	$5,8 \cdot 10^{-1}$	$5,5 \cdot 10^{-1}$	$5,5 \cdot 10^{-1}$	$5,5 \cdot 10^{-1}$
P	$0,8 \cdot 10^{-1}$	$2,5 \cdot 10^{-1}$	$0,8 \cdot 10^{-1}$	$1,5 \cdot 10^{-1}$
Mn	$10,0 \cdot 10^{-2}$	$10,0 \cdot 10^{-2}$	$10,0 \cdot 10^{-2}$	$12,0 \cdot 10^{-2}$
Ba	$10,0 \cdot 10^{-2}$	$25,0 \cdot 10^{-2}$	$3,8 \cdot 10^{-2}$	$7,0 \cdot 10^{-2}$
Sr	$3,0 \cdot 10^{-2}$	$25,0 \cdot 10^{-2}$	$2,0 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$
Zr	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$2,8 \cdot 10^{-2}$	$2,0 \cdot 10^{-2}$	$2,0 \cdot 10^{-2}$
As	$0,9 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$	$0,9 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-2}$
Zn	$0,9 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$1,5 \cdot 10^{-2}$	$3,0 \cdot 10^{-2}$
V	$18,0 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-3}$	$18,0 \cdot 10^{-3}$	$18,0 \cdot 10^{-3}$
Cr	$15,0 \cdot 10^{-3}$	$15,0 \cdot 10^{-3}$	$18,0 \cdot 10^{-3}$	$18,0 \cdot 10^{-3}$
Ni	$12,0 \cdot 10^{-3}$	$5,8 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-3}$
Li	$8,0 \cdot 10^{-3}$	$25,0 \cdot 10^{-3}$	$5,0 \cdot 10^{-3}$	$8,0 \cdot 10^{-3}$
B	$5,5 \cdot 10^{-3}$	$5,5 \cdot 10^{-3}$	$8,5 \cdot 10^{-3}$	$10,0 \cdot 10^{-3}$
Cu	$5,2 \cdot 10^{-3}$	$12,0 \cdot 10^{-3}$	$6,0 \cdot 10^{-3}$	$8,0 \cdot 10^{-3}$
La	$4,0 \cdot 10^{-3}$	$15,0 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-3}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$
Sb	$<3,0 \cdot 10^{-3}$	$<3,0 \cdot 10^{-3}$	$<3,0 \cdot 10^{-3}$	$<3,0 \cdot 10^{-3}$
Co	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$3,0 \cdot 10^{-3}$	$3,0 \cdot 10^{-3}$
Y	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$3,8 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$2,5 \cdot 10^{-3}$
Sc	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$
Pb	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$8,0 \cdot 10^{-3}$	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$8,0 \cdot 10^{-3}$
Ga	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$
Nb	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$2,0 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$
W	$<1,0 \cdot 10^{-3}$	$<1,0 \cdot 10^{-3}$	$<1,0 \cdot 10^{-3}$	$<1,0 \cdot 10^{-3}$
Yb	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$5,0 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$3,8 \cdot 10^{-4}$
Sn	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$4,5 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$
Be	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$
Ge	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$
Mo	$2,0 \cdot 10^{-4}$	$3,0 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$
Ag	$0,15 \cdot 10^{-4}$	$0,3 \cdot 10^{-4}$	$0,3 \cdot 10^{-4}$	$0,4 \cdot 10^{-4}$

Литература

1. Озол А.А. Процессы полигенного нефтегазо- и рудообразования и их экологические последствия. Казань: ГУП «Полиграфическо-издательский комбинат», 2002. – 266 с.

**СОВМЕСТНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛИНИСТОГО СЫРЬЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ
СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ**

М.А. Егорова, А.В. Андреева, С.С. Даваасенгэ

Научный руководитель старший научный сотрудник О.Н.Буренина
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Значительные темпы роста промышленности и потребления товаров приводят к образованию большого количества бытовых и промышленных отходов, включая отходы полимеров (полиэтилен, ПЭТФ-тара, резина), а также отходы деревообработки, утилизация которых с целью получения новых материалов остается одним из актуальных направлений материаловедения на сегодняшний день.

Несмотря на широкую номенклатуру выпускаемых строительных материалов, использование глинистого сырья в качестве основы для производства композиционных безобжиговых материалов и вовлечение в переработку отходов с применением новых технологических приемов для их изготовления является наиболее экономичным способом. В настоящее время в России и за ее пределами разработано достаточно много различных технологий переработки полимерных и органических отходов, однако универсального решения не найдено даже в экономически развитых странах.

Целью данной работы является оценка возможности использования глинистого сырья и отходов полимеров, а также деревообработки для производства композиционных строительных материалов с высоким комплексом свойств.

В качестве объектов исследования были выбраны глинистое сырье Ой-Бесского месторождения РС (Я) [1], которое обладает удовлетворительной формовочной способностью, имеет среднюю пластичность, характеризуется малой воздушной и общей усадкой. В качестве модифицирующей минеральной добавки использовали сухую бетонную смесь с полимерной фиброй российского производства с полимерной фиброй «Ремстрим-100», которая обладает хорошей адгезией к бетону и металлу. Является водонепроницаемой и долговечной в высокоагрессивных средах. Не содержит металлических наполнителей и хлоридов. Применяется при ремонте сооружений и строительных элементов, механических цехов, при защите бетона от агрессивных сред, содержащих сульфаты, сульфиды и хлориды, при усилении фундамента зданий, при ремонте покрытий дороги взлетно-посадочных полос на аэродромах и т.д. В качестве органического заполнителя использовали древесные опилки от механической обработки древесины хвойных пород, которые соответствовали следующим требованиям: размеры опилок характеризовались полным прохождением через сито с размером отверстий 10 мм; содержание примесей коры в опилках не более 10 %, а хвои 5 % к сухой смеси заполнителя. А также, отходы полиэтиленовой пленки, ПЭТФ-тары и вулканизированных резино-технических изделий на основе резины В-14 из бутадиеннитрильного каучука. Размеры вводимых добавок характеризовались полным прохождением через сито 075.

Исследования проводились на цилиндрических образцах высотой и диаметром 50 мм, изготовленных методом полусухого прессования. Оценивалось влияние технологических режимов (формовочная влажность, усилие прессования, температура и время обработки) и количества вводимых добавок на прочность при сжатии разрабатываемых композитов.

Технологическая схема изготовления материалов состоит из следующих операций: подготовка сырья (сушка, измельчение), подготовка составов (дозирование, смешивание, увлажнение компонентов), прессование и сушка. Для композитов с полимерными отходами заключительной операцией является термообработка при температурах и времени значительно ниже, чем для производства керамических изделий.

По результатам исследования влияния усилия прессования и формовочной влажности на прочность при сжатии материалов были установлены оптимальные технологические параметры: усилие прессования – 10 МПа, формовочная влажность 12 масс.% – для композитов с отходами древесины и 8 масс.% – для композитов с полимерными отходами. Продолжительность сушки для глиноопилочных материалов составляла 28 суток, материалы с добавками отходов полимеров подвергались температурной обработке при 180 °С в течение 480 мин. Варьировалось содержание древесных опилок и цемента, а так же смеси полимерных отходов.

Анализ полученных результатов показал, что прочность при сжатии образцов зависит от количества вводимых добавок как для образцов с древесными опилками, так и для композитов с полимерными отходами. Так, с увеличением количества вводимых опилок прочность при сжатии образцов снижается, однако соответствует прочности глиносырцовых материалов. Для увеличения значений прочности при сжатии и влажостойкости образцов в материалы были введены добавки «Ремстрим-100» в количестве от 3 до 30 масс. %. При этом значения прочности увеличились на 38 % и составляют порядка 12 МПа.

При увеличении количества вводимых смесей отходов полиэтилена и ПЭТФ наблюдается незначительное снижение прочности материалов, при этом максимальные значения прочности при сжатии наблюдаются у образцов с содержанием ПЭТФ в количестве 10 масс. %.

Аналогичные зависимости наблюдаются у образцов с добавками смесей отходов полиэтилена и резино-технических изделий, при этом максимальные значения прочности при сжатии зафиксированы у образцов с содержанием РТИ в количестве 5 масс. %.

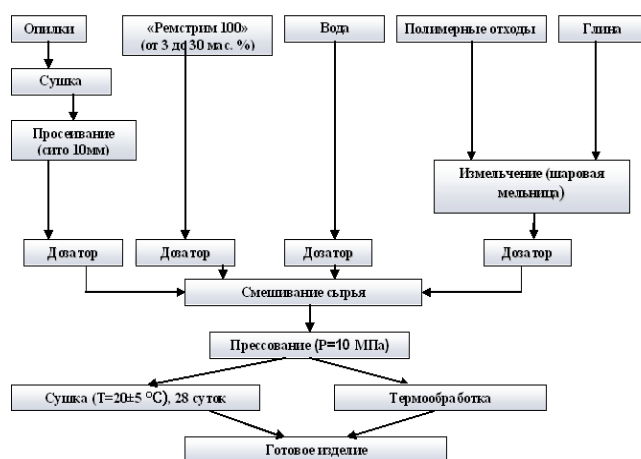


Рис. Технологическая схема получения строительных материалов из отходов полимеров и деревообработки

Анализ полученных результатов показал, что образцы с наименьшими показателями на прочность при сжатии соответствуют кирпичу марки 75 и могут использоваться для возведения стен производственных и жилых помещений. При этом для изготовления изделий типа стандартных кирпичей утилизируется достаточно большое количество отходов – около одного килограмма вторичных полимеров и 500 граммов опилок [2].

Таким образом, разработанная технология, с одной стороны, предлагает оригинальное решение проблемы утилизации отходов полимеров и древесины, с другой стороны, новые составы для производства мелкоштучных строительных материалов.

Литература

1. Андреева А.В., Буренина О.Н. Технология изготовления строительных материалов на основе древесных опилок методом полусухого прессования // Композиционные материалы в промышленности. Трубопроводы из полимерных композиционных материалов: изготовление, проектирование, строительство, эксплуатация: Материалы 29 международной конференции и семинара 1-5 июня 2009 г. – Ялта-Киев, 2009. – С. 504 – 507.
2. Даваасенгэ С.С., Буренина О.Н. Использование отходов полиэтилена для производства мелкоштучных строительных материалов // Вестник. Международная академия наук экологии и безопасности жизнедеятельности (МАНЭБ). – Санкт-Петербург – Чита, 2008. – Т. 13, №3. – С. 36 – 40.

ВЛИЯНИЕ КРЕМНЕЗЕМИСТОГО СЫРЬЯ НА СИНТЕЗ ВОЛЛАСТОНИТА С ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ ОБРАБОТКОЙ

С.В. Егорова, С.А. Антипина

Научный руководитель профессор В.И. Верещагин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России в качестве нового вида заполнителя активно разрабатывается и исследуется природный волластонит. Области применения природного волластонита разнообразны и основное его назначение в составе силикатных масс - заполнитель (наполнитель) обусловлено игольчатой формой кристаллов, низкими значениями теплопроводности и термическим коэффициентом линейного расширения - ТКЛР (α -CaSiO₃ $11,8 \cdot 10^{-6}$, β -CaSiO₃ $6,5 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$), высокими показателями преломления ($N_g=1,634$; $N_m=1,632$ $N_p=1,620$), белизны (87-90 %) и чистоты.

Наиболее часто волластонит используют в производстве строительных материалов, в частности для изготовления облицовочных плиток. Введение волластонита в состав плиточных масс позволяет получить изделия с хорошими физико-механическими свойствами, снизить до минимума усадку изделий при сушке и обжиге, уменьшить влажностное расширение, повысить деформативную устойчивость, термо- и морозостойкость. Поэтому исследовать возможность получения синтезированного волластонита является актуальным.

Получением синтетического волластонита, представляющего собой смесь α - и β -форм, занимались многие исследователи [1]. Одним из способов получения синтезированного волластонита является использование в качестве сырьевых компонентов известь и тонкоизмельченный кварц, содержащий более 90 % частиц размером от 6 до 10 мкм. Выход волластонита при этом составлял 60 – 80 %.

В основу данного исследования положена возможность направленного гидротермального синтеза силикатной связи низкоосновного состава, трансформирующегося при последующей термической обработке в волластонит. Известково-кремнеземистое вяжущее автоклавного твердения представляет собой высокодисперсную смесь, полученную в результате совместного измельчения извести и кремнеземистого компонента, взятых в опре-

деленных соотношениях. Обычно это смесь кальциевой извести и природного кварцевого песка, которые в процессе тепловлажностной обработки образуют высокоосновные и низкоосновные гидросиликаты кальция [1].

Для более качественного обеспечения процессов синтеза гидросиликатов кальция при тепловлажностной обработке необходимым условием является тонкий помол части кремнеземистого компонента. В традиционных составах силикатных масс кварцевый песок (10-15 % от общего количества в составе силикатной массы), подвергается тонкому помолу до удельной поверхности не менее 1000 см²/г и, как правило, до 2000-4000 см²/г. Поэтому представляют интерес высококремнеземистые природные и техногенные сырьевые материалы, не требующие дополнительных затрат на тонкое измельчение. К ним относятся высококремнеземистые природные – маршалит, диатомит, трепел, опока и другие и техногенные - микрокремнезем, зола, шлам и т.д. Требованиями, предъявляемыми к активному кремнеземистому компоненту, предусматриваются возможности использования аморфных, стеклообразных и менее закристаллизованных природных и техногенных материалов, которые способствуют протеканию химических реакций в более короткие сроки [2].

В качестве исходных сырьевых компонентов использовались воздушная известь Копыловского завода «Силикатстройматериалы» (Томская обл.), маршалит Елбашинского месторождения (Новосибирская обл.), диатомит Инзенского месторождения (Ульяновская обл.) и микрокремнезем Новокузнецкого завода ферросплавов (г. Новокузнецк).

Для предотвращения дальнейшего гашения извести в образцах при тепловлажностной обработке, известь предварительно гасилась, высушивалась, измельчалась и просеивалась через сито № 063. Приготовленная известь смешивалась с кремнеземистым компонентом в различных соотношениях = 40:60, 45:55, 50:50, 55:45, 60:40. Из полученных силикатных масс формовались образцы-кубики с размером 2х2х2 см методом литья. Образцы твердели в условиях воздушно-сухой среды в течении суток после чего расформовывались и подвергались тепловлажностной обработке по режиму 1,5-8-1,5 часа при температуре 174 °С и давлении 0,8 МПа. После тепловлажностной обработки образцы исследовались на основные эксплуатационные свойства. Результаты исследований представлены на рис. 1 и 2.

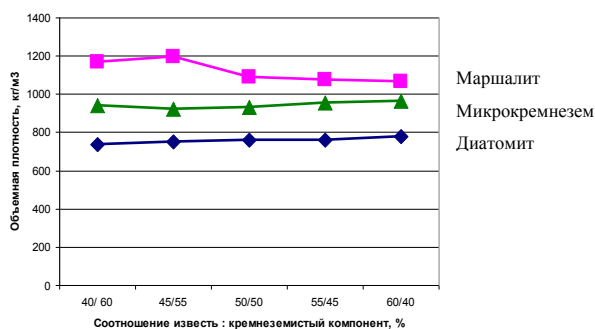


Рис. 1 Объемная плотность образцов на основе известково-кремнеземистых смесей после тепловлажностной обработки

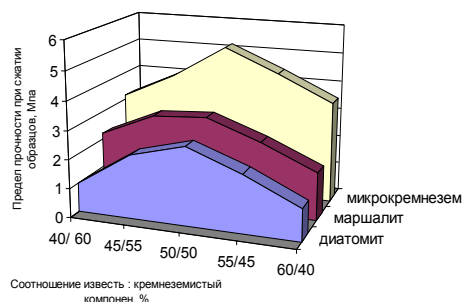


Рис. 2 Предел прочности при сжатии образцов на основе известково-кремнеземистых смесей после тепловлажностной обработки

Анализ полученных результатов показал, что наименьшая объемная плотность образцов наблюдаются на основе известково-диатомитовой смеси. Введение в состав смеси маршалита приводит к увеличению значений объемной плотности образцов. Предел прочности при сжатии исследуемых образцов всех смесей увеличивается с уменьшением кремнеземистого компонента в составе масс до 50 %, дальнейшее снижение количества кремнеземистого компонента приводит и к снижению значений предела прочности при сжатии образцов после тепловлажностной обработки. Таким образом, оптимальное соотношение известь:кремнеземистый компонент составляет 50:50.

Отличительной особенностью гидротермального фазообразования в известково-кремнеземистых смесях на основе кварцевого песка при любом соотношении CaO к SiO₂ является синтез высокоосновных гидросиликатов кальция. При использовании маршалита в вяжущем активизируется дополнительно синтез низкоосновных гидросиликатов кальция тоберморитовой группы, рис. 3, а в вяжущем с использованием микрокремнезема и диатомита осуществляется преимущественно синтез низкоосновных гидросиликатов кальция типа CSH(I) и тоберморит, что при последующей термообработке до температуры 800 °С приводит к образованию волластонита [3].

После тепловлажностной обработки, образцы обжигались в интервале температур от 700 до 1100 °С, после чего определялись значения объемной плотности образцов, предела прочности при сжатии. Результаты показали, что значения объемной плотности образцов после термообработки снижаются на 7-10 %. Значения предела прочности при сжатии увеличиваются в образцах на основе известково-диатомитового и известково-микрокремнеземистого вяжущих и составляют 4,7 и 8,8 МПа соответственно (при соотношении известь:кремнеземистый компонент – 50/50). Рентгенофазовый анализ таких образцов показывает наличие пиков гидросиликатов волластонитовой группы.

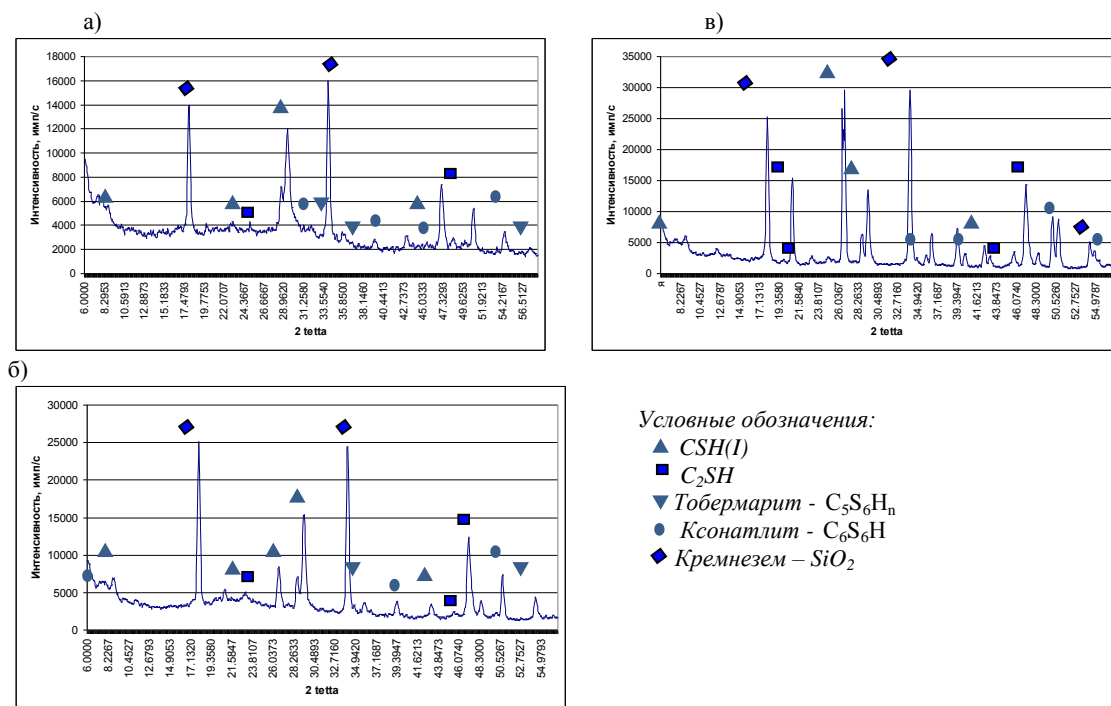


Рис. 3 Рентгенограмма образцов на основе известково-кремнеземистых смесей после тепловлажностной обработки: а) известково-микросилецистая смесь, б) известково-диатомитовая смесь, в) известково-маршалитовая смесь

Литература

1. В. А. Тюльнин, В. Р. Ткач, В. И. Эйрих, Н. П. Стародубцев. Волластонит – уникальное минеральное сырьемногоцелевого назначения. – М.: Руды и Металлы, 2003
2. Чистяков Б.З. Перспективы использования волластонита. – М.: Наука, 1982
3. Горшков В. С., Тимашев В. В., Савельев В. Г.. Методы физико-химического анализа вяжущих веществ – М.: Высшая школа, 1981.

РЕГЕНЕРАЦИЯ ТОРФА В ПРОЦЕССЕ АДСОРБЦИОННОЙ ОЧИСТКИ

В.П. Иванова

Научный руководитель доцент В.С. Архипов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее значительными источниками загрязнения рек, водохранилищ и прибрежных зон морей являются промышленные предприятия. Концентрация населения в городах, увеличение количества и мощности промышленных предприятий привели к такому массивному сбросу сточных вод, что биологическая очистка их уже не всегда обеспечивает необходимое сокращение количества сбрасываемых разнообразных органических веществ, несмотря на низкую концентрацию загрязнений в очищенных сточных водах.

В связи с этим во многих индустриальных странах мира, и прежде всего в России, США, Японии, все большее распространение получает третичная очистка сточных вод, т.е. доочистка биологически очищенных стоков физико – химическими, преимущественно адсорбционными, методами. Первые опытно – промышленные установки третичной очистки сточных вод адсорбционными методами, созданные в России, США и других странах, показали высокую эффективность и достаточную экономичность.

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 дешевых материалов, таких как отходы горно – рудного 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.

По современным представлениям торф является природным ионообменником и сорбентом. 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 токси-

ческих веществ и обезвреживанию СВ свиноферм, скотобоев, рыбоперерабатывающих заводов, красильных производств, очистке от моющих средств. В Западной Сибири использование торфа в процессах очистки СВ особенно перспективно в связи с его доступностью, дешевой и высоким уровнем механизации торфодобычи.

Сорбенты весьма дорогие материалы, поэтому использование их для очистки воды без регенерации в большинстве случаев нереально по экономическим соображениям. Отсюда следует, что сорбционная очистка воды должна включать и узел регенерации сорбента. Однако методы регенерации сорбентов либо довольно сложны, либо не достаточно эффективны, чем и обусловлена высокая стоимость сорбционной очистки воды.

До недавнего времени, когда сорбционную обработку использовали для локальной очистки воды с ограниченным содержанием преимущественно низкокипящих, летучих и химически активных примесей, сорбент регенерировали паром или растворами реагентов.

Несмотря на некоторую условность, методы регенерации можно отнести к одному из трех направлений, а именно: химическому, низкотемпературному термическому (НТР) и термическому (ТР). В нашем случае целесообразно использовать химическую регенерацию.

Под химической регенерацией понимают какую – либо обработку сорбента жидкими или газообразными органическими или неорганическими реагентами при температуре, как правило не выше 110⁰С. В результате этой обработки сорбат либо десорбируется без изменений, либо десорбируются продукты его взаимодействия с регенерирующим агентом. Химическая регенерация часто протекает непосредственно в адсорбционном аппарате. Большинство методов химической регенерации узко специализированы для сорбатов определенного типа.

В качестве адсорбента приняты два вида торфа: верховой – фускум торф со степенью разложения R=5% и низинный осоковый со степенью разложения R=35%. Адсорбентом служили два образца синтетических водорастворимых красителя: метиленовый голубой и кислотный чисто – голубой антрахиноновый. Метиленовый голубой является катионным красителем и в растворе находится в виде катионов, молекул и ассоциатов, а кислотный чисто – голубой антрахиноновый – анионный краситель и в растворе образует анионы, молекулы и ассоциаты. Свойства этих красителей схожи со свойствами нефтепродуктов, поэтому мы можем использовать их для адсорбции.

Установка состоит из адсорбционной ячейки и перистальтического насоса. Адсорбционная ячейка представляет собой стеклянную трубку с внутренним диаметром 23 мм и высотой 160 мм. Нижняя часть колонки имеет сливную трубку для подсоединения хлорвиниловой откачивающей трубки насоса. Важным элементом ячейки является фильтр, расположенный в нижней части. Он состоит из латунной сетки с отверстиями диаметром 0,1 мм, которая уложена на опорную графитовую решетку и прижата к ней сверху кольцом из резины. В установке используется перистальтический насос модели 304 (производства Польши) на 5 позиции. Принятая скорость циркуляции 3 мл/мин. обеспечивается диаметром передавливаемой трубки 1,5 мм при скорости вращения валика насоса 2,3 м/мин. Циркуляция проводится в нисходящем потоке, что имеет для торфа принципиальное значение. Торфяные частицы обычно делятся в растворе на всплывающие вверх, осевшие внизу на фильтре и постоянно оседающие или взвешенные в средней части ячейки. При подаче раствора сверху частицы торфа задерживаются фильтром и не мешают в дальнейшем определению концентрации красителя в растворе. О величине адсорбции можно судить по изменению концентрации красителя до и после адсорбции. Концентрацию измеряют с помощью фотоколориметра с кюветами шириной 10 мм.

Последовательность проведения работ:

Проводится адсорбция красителя (метиленового голубого, кислотного чисто – голубого антрахинонового) на поверхности торфа;

Регенерация торфа реагентами – окислителями (дистиллированная вода, HCl, H₂O₂);

Проводится контрольная адсорбция.

Об эффективности регенерации можно судить по величине адсорбции до и после регенерации. Из полученных данных (табл.1 и табл.2) видно, что на регенерацию влияют как вид реагента, так и свойства торфа и красителя. Соляная кислота 1% хорошо взаимодействовала с молекулами красителя кислотный чисто – голубой, поэтому хорошо вымывала его из низинного торфа. Перекись водорода 1% хорошо вымывала краситель метиленового голубого из верхового торфа. Так для регенерации от метиленового голубого на верховом фускум – торфе можно рекомендовать перекись водорода 1%. Для регенерации низинного осокового торфа от красителя КЧГА эффективна соляная кислота.

Таблица 1

Результаты регенерации верхового торфа

Реагенты	МГ(С = 1000мг/л)		КЧГА (С = 1000мг/л)	
	A _{исх}	A _к	A _{исх}	A _к
H ₂ O	C _{исх}	C _к	C _{исх}	C _к
	55	46	0	22
HCl (1%)	360	465	1584	738
	63	55	15	38
H ₂ O ₂ (1%)	195	355	820	535
	66	74	15	22
	192	92	822	740

Результаты регенерации низинного торфа

Реагенты	МГ (C = 1000 мг/л)		КЧГА (C = 1000 мг/л)	
	$A_{исх}$	A_k	$A_{исх}$	A_k
	$C_{исх}$	C_k	$C_{исх}$	C_k
H ₂ O	122	119	39	29
	25	45	688	770
HCl(1%)	122	99	36	85
	26	205	682	317
H ₂ O ₂ (1%)	122	115	31	29
	22	70	750	770

где $A_{исх}$ – величина адсорбции красителя на исходном торфе, мг/г сухого торфа

A_k – величина адсорбции красителя на торфе после регенерации (контроль), мг/г сухого торфа

$C_{исх}$ – концентрация красителя после адсорбции на исходном торфе, мг/л

C_k – концентрация красителя после контрольной адсорбции, мг/л

МГ – метиленовый голубой

КЧГА – кислотный чисто – голубой антрахиноновый

Литература

1. Когановский А.М. Адсорбционная технология очистки сточных вод. – К.: Техника, 1981 – 174с.
2. Смирнов А.Д. Сорбционная очистка сточных вод. – Л.: Химия, 1982 – 167с.

ГРАНУЛИРОВАННЫЙ КВАРЦ КЫШТЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ СИНТЕЗА ОСОБО ЧИСТОГО КВАРЦЕВОГО СТЕКЛА

М.А. Игуменцева

Научный руководитель профессор В.Н. Быков
Институт минералогии УрО РАН, г. Миасс, Россия

Гранулированный кварц Кыштымской группы месторождений (Южный Урал) является перспективным сырьем для синтеза особо чистого кварцевого стекла, широко используемого в электронике и волоконной оптике. Детальные исследования жильного кварца, определение условий его генезиса, оценка его качественных характеристик - приоритетная тема исследований в связи с развитием потребностей предприятий электронной промышленности в особо чистом кварцевом сырье.

На качество кварцевых концентратов существенное влияние оказывают собственные дефекты кристаллической решетки минерала, газово-жидкие и минеральные включения, присутствующие в кварце и в той или иной степени переходящие в синтезированные кварцевые материалы. В связи с этим актуальной является задача детального исследования физико-химических особенностей кварца разных жил, с целью выделения особо чистого кварца (ОЧК) пригодного для синтеза кварцевых стекол.

Методы оптической и ИК-спектроскопии, растровой электронной микроскопии и катодоллюминесценции, используемые в работе, позволяют получить информацию о структурных дефектах и различных включениях в кварце, степени деформации кварцевых индивидов, наличия водосодержащих группировок и чистоты кварцевых концентратов. При проведении обогащения кварцевых концентратов основной задачей является удаление минеральных примесей, образующих в стекле разноокрашенные свили и водосодержащих дефектов, образующих в объеме стекла пузыри.

В работе рассмотрены два месторождения гранулированного кварца Кыштымской группы: Кузнечихинское и Кыштымское. Кварцевые жилы Кузнечихинского месторождения залегают в сильно метаморфизованных породах верхнепротерозойского возраста, представленных амфиболитовыми и биотит-амфиболовыми гнейсами и гранито-гнейсами, а также биотитовыми и двуслюдяными гнейсами. В меньшей степени на месторождении развиты гранат-слюдяно-кварцевые сланцы и слюдястые кварциты. Кварцевые жилы Кыштымского месторождения залегают среди кристаллических сланцев ордовика и толщи мигматизированных гнейсов слюдяногорской подсвиты верхнего протерозоя [1, 3].

По данным оптических исследований кварцевые жилы на 99-99.5 % сложены агрегатами гранулированного кварца и лишь на 1-0.5 % другими минералами. Практически все минеральные примеси в кварце приурочены к трещинам, ослабленным зонам в зернах кварца и межзерновому пространству. В сером полупрозрачном кварце Кузнечихинского месторождения присутствуют небольшие участки прозрачного кварца, местами с включениями минералов: биотита, мусковита, альмандина, альбита и микроклина. Кварц Кыштымского месторождения представлен двумя типами: белый полупрозрачный кварц, слагающий центральную часть жил и серый прозрачный приконтактный кварц. При оптических исследованиях двух типов кварца жилы Беркутинской, установлено присутствие значительного количества минеральных включений в сером кварце, расположенном на

границе с вмещающими породами. Минеральные примеси представлены биотитом, мусковитом, гроссуляром, апатитом, альбитом, микроклином. В меньшем количестве минеральные включения встречаются в белом кварце.

На основе данных растровой электронной микроскопии было установлено, что весь кварц подвергнут процессам растворения вследствие прохождения по межзерновым границам минералообразующих растворов. При воздействии на кварцевые жилы механических деформаций образовались малоугловые и большеугловые деформации, и происходили процессы рекристаллизации кварца.

Водосодержащие группировки, присутствующие в кварце в виде молекулярной воды, локализуемой в основном в трещинах и газовой-жидких включениях и в виде отдельных молекул в структуре минерала, оказывают существенное влияние на качество кварцевых концентратов. Основным методом исследования водосодержащих группировок в минералах является ИК-Фурье спектроскопия. Все ИК спектры кварца в области фундаментальных валентных колебаний воды ($3000-3800\text{ см}^{-1}$) представляют собой широкую диффузную полосу, на которую накладываются узкие полосы. Широкая полоса с максимумом в области 3400 см^{-1} относится к молекулярной воде, на нее накладываются полосы с максимумами 3200 , 3300 см^{-1} и 3378 см^{-1} , обусловленные колебаниями структурно связанной воды, к которой в первую очередь относятся гидроксильные группы, находящиеся в различном структурном окружении [4, 5]. Вода в гранулированном кварце изученных месторождений содержится в молекулярной форме, в форме Al-OH групп и в виде гидроксильных группировок в составе тонкодисперсных водосодержащих минеральных включений. Большая часть воды содержится в молекулярной форме. На Кузнечихинском месторождении значения концентрации молекулярной воды составляет в среднем 45 ppm, на Кыштымском месторождении в белом кварце 17 ppm, в сером кварце 45 ppm. Содержание воды в форме Al-OH групп на месторождениях одинаково и изменяется в пределах от 0.1 до 0.6 ppm. Значения концентрации гидроксильных группировок в составе тонкодисперсных водосодержащих минеральных включений на Кузнечихинском месторождении составляют 3.2 ppm, на жиле Беркутинской в белом кварце 3.9 ppm, в сером кварце 8.8 ppm.

Структурные дефекты решетки кварца и минеральные примеси в кварце были исследованы с помощью импульсной катодолуминесценции. Исследования проводились на катодолуминесцентном анализаторе веществ "КЛАВИ-Р". Образцы анализировались в воздушной атмосфере при комнатной температуре. Во всех спектрах ИКЛ наблюдается одна интенсивная полоса с максимумом около 490 нм. Полоса с максимумом 490 нм связана со сложными алюминиевыми центрами люминесценции - комплексами $\text{Al}^{3+}\text{O}^{5-}_4/(\text{H}^+, \text{Li}^+, \text{Na}^+)$, которые образуются при замещении ионов Si^{4+} на ионы Al^{3+} в структуре кварца. Компенсация недостающего положительного заряда осуществляется путем вхождения в каналы возле Al-тетраэдров ионов-компенсаторов, которыми являются протоны или ионы щелочных металлов [2]. Интенсивность основной полосы меняется по жилам от 300-1500 отн.ед. на Кузнечихинском месторождении и от 50 до 1300 отн.ед. на Кыштымском месторождении.

Проведенные исследования показали, что наиболее пригоден для наплава особо чистого кварцевого стекла серый мелкозернистый кварц Кузнечихинского месторождения и белый полупрозрачный кварц Кыштымского месторождения. Серый прозрачный кварц Кыштымского месторождения содержит большое количество минеральных включений и водосодержащих дефектов, что значительно ухудшает его технологические свойства.

Работа выполнена при поддержке гранта молодых ученых УрО РАН, Программ фундаментальных исследований Президиума РАН № 14, № 18, гранта РНП 2.1.1/5471.

Литература

1. Вертушков Г.Н., Борисков Ф.Ф., Емлин Э.Ф. Жильный кварц восточного склона Урала: Тр. СГИ, вып. 66. Свердловск, 1970. – 103 с.
2. Горобец Б. С., Рогожин А. А. Спектры люминесценции минералов. Справочник. Москва: ВИМС, 2001. – 312 с.
3. Емлин Э.Ф., Синкевич Г.А., Якшин В.И. Жильный кварц Урала в науке и технике. Свердловск: Сред.-Урал. кн. изд-во, 1988. – 272 с.
4. Kats A. Hydrogen in Alpha-quartz // Philips Research Reports. 1962. V. 17. P. 201–279.
5. Kronenberg A.K. Hydrogen speciation and chemical weakening of quartz. // Reviews in Mineralogy, American Mineralogical Society. 1994. V. 29. P. 123–176.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО СПОСОБА ОЧИСТКИ ДРЕНАЖНЫХ ВОД

В. Г. Кабанник¹, О.П. Саева²

Научный руководитель профессор О.Л. Гаськова¹, в.н.с. С.Б. Бортникова²

¹Институт минералогии и геологии СО РАН, г. Новосибирск, Россия

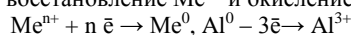
²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. академика А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Проблема очистки промышленных стоков возникает в различных отраслях народного хозяйства, но особенно остро она стоит в металлургической промышленности, что обусловлено большими объемами сточных вод, часто содержащих высокие остаточные концентрации тяжелых металлов. Нельзя обойти вниманием твердое вещество отходов производства – отвалы. При многолетнем его взаимодействии с кислородом воздуха и природными осадками часто формируется кислый дренаж, который выносит в поверхностные и подземные воды широкий ряд элементов разных классов токсичности. Поэтому большое значение приобретает поиск способа задержки и извлечения токсичных компонентов для остановки их дальнейшей миграции.

Беловский цинковый завод расположен в г. Белово Кемеровской области. В течение шестидесяти лет завод стабильно производил до 10 000 тонн цинка ежегодно и попутно до 30 000 тонн H_2SO_4 переработкой сфалеритового концентрата. В настоящее время завод прекратил свою деятельность, однако, на территории остались бесконтрольно складированными около миллиона тонн отходов, представленных шлаками и золами. Визуально клинкеры представляют собой грубозернистый песок типичного шлака, содержащего 0.7-15% Zn, 0.3-8.5% Cu, 0.03-0.7% Pb и 2-400 г/т Cd. Кроме того, в отвал сливалась некондиционная серная кислота [1]. Воды дренажного ручья кислые (pH=3.5) и высокоминерализованные со значительными концентрациями сульфат-иона (до 20 г/л), меди (до 6 г/л) и цинка (до 4 г/л), что позволяет считать их макрокомпонентами. Широкий ряд микро элементов в стоках превышает ПДК химических веществ в объектах хозяйственно-питьевого и культурно-бытового использования. Основные химические формы присутствующих металлов (Al, Mn, Zn, Fe, Co, Ni, Pb, Cu) – это аква-ионы и сульфатные комплексы.

Ранне коллективом нашей лаборатории проводились работы, направленные на поиск способа понижения концентраций токсичных компонентов в стоках Беловского предприятия – сорбционная очистка природными глинами [2], осаждение токсикантов на карбонатном барьере [4], однако желаемого результата в силу того, что этот объект представляет собой очень сложную химическую систему мы так и не получили. В данной работе приводятся результаты экспериментальных исследований по очистке кислых дренажных вод Беловского цинкового завода от целого ряда токсичных элементов в процессе электрохимических с активным (расходным) анодом - $Al_{мет}$.

Для достижения поставленной цели был поставлен следующий эксперимент. К дренажному раствору объемом 100 мл добавили алюминиевую фольгу массой 0,3 гр. В электрохимическом ряду активности Al стоит левее рассматриваемых металлов: K, Ca, Na, Mg, Al, Mn, Zn, Fe, Co, Ni, Pb, H, Cu, Ag, Pt, Au, т.е. обладает более отрицательным потенциалом. При взаимодействии металлического алюминия с раствором, содержащим соли металлов с менее отрицательным потенциалом чем алюминий, будет происходить переход электронов от алюминия к Me^{n+} . Таким образом, произойдет восстановление Me^{n+} и окисление алюминия:



Через семь суток эксперимента обнаружено, что ярко-голубой дренажный раствор обесцветился (pH=3.9), пластинка растворилась приблизительно наполовину, на дне стакана выпала в осадок порошковая медь (0.5 гр). Благодаря тому, что гидроксиды алюминия начинают выпадать при pH раствора > 4, мы смогли беспрепятственно отделить фильтрованием порошковую медь от раствора. На следующем этапе эксперимента осадили гидроксиды алюминия при помощи нейтрализации раствора аммиаком до pH 7.5. Выпавшие белые хлопья отделили от раствора также фильтрованием.

Таблица

Концентрация элементов в мг/л по результатам атомно-эмиссионной спектроскопии с возбуждением в индуктивно-связанной плазме

	pH	Al мг/л	Cu мг/л	Zn мг/л	Fe мг/л	Mn мг/л	Se мг/л	Co мг/л	Ni мг/л	Pb мг/л	Be мг/л
Дренажный раствор	3.5	320	5500	4000	10	130	1.2	28	30	5.5	0.033
После взаимодействия с Al^0	3.9	1900	10	4100	40	170	0.9	32	40	<0.05	<0.0005
После нейтрализации	7.5	0.5	0.2	220	0.5	100	<0.1	6,2	10	<0.05	<0.0005
ПДК, мг/л [ГН, 2003]	6.5-8.5	0.5	1	1	1	0.1	0.01	0.1	0.02	0.01	0.0002

По результатам эксперимента, приведенным в табл. видно, что после взаимодействия с алюминиевой фольгой в растворе осталось 10 мг/л Cu и Pb <0.05 мг/л, концентрации других металлов остались на том же уровне. Это можно объяснить тем, что медь и свинец обладают наибольшей разницей потенциалов с алюминием. После нейтрализации на втором этапе эксперимента концентрация Al стала на уровне ПДК. Благодаря соосаждению на гидроксидах алюминия количество токсичных элементов Be, Se стало сравнимо с ПДК; для Fe, Cu – меньше ПДК. В растворе осталось 6 % Zn, Co – 20%, Ni – 60%, Mn – 77%, от исходных концентраций. Кроме того, на выходе мы получаем порошковую медь и гидроксиды алюминия, которые в промышленности используются для производства коагулянтов и антипирена (подавителя горения в пластиках и других материалах).

Полученные результаты позволяют говорить о том, что предложенный способ очистки дренажного раствора добавлением металлического алюминия с дальнейшей нейтрализацией даёт возможность в значительной степени снизить кислый дренажный поток ряда токсичных элементов разных классов опасности и поднять уровень pH до природного.

Литература

1. Бортникова С.Б., Гаськова О.Л. Геохимия техногенных систем. Новосибирск, Академическое изд-во «Гео», 2006, 169 с.
2. Гаськова О.Л., Кабанник В.Г. Экспериментальное изучение сорбции тяжелых металлов природными глинами с целью очистки дренажных вод // Химия в интересах устойчивого развития. 2009, № 17, с. 359-369.
3. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования, 2003.
4. Юркевич Н.В., Бортникова С.Б., Саева О.П. Осаждение металлов, мышьяка и сурьмы из дренажного потока на карбонатном барьере по данным анализа РФА-СИ // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования, 2008, № 11, с. 1-5.

МЕХАНОАКТИВАЦИЯ ГИДРАТОВ В ПРИСУТСТВИИ ЦЕОЛИТОВ КАК МЕТОД КОМПЛЕКСНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА**В.В. Корякина, Л.П. Калачева, А.Ф. Федорова**

Научный руководитель доцент Е.Ю. Шиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Постепенное форсирование развития современного общества требует применения инновационных технологий переработки минерального сырья. Сегодня не секрет, что природный газ может стать основой переходной мировой энергетики, сведя к минимуму проблемы от уменьшения доли нефти. На фоне этого становится все очевидным проблема комплексной переработки добываемого природного газа.

Однако природный газ крайне трудно подвергается химической переработке, что связано прежде всего с высокой прочностью связей в молекулах основного его компонента – метана. Поэтому переработка природного газа проводится не прямым методом, а через стадию получения различных медиаторных продуктов, например, синтез-газа. Эти процессы характеризуются жесткими условиями и осуществимы только на базе НПЗ.

Поэтому в последнее время возрос интерес к нетрадиционным методам химической переработки природного газа, которые отличались бы простотой и эффективностью процесса, а также были бы осуществимы в мягких условиях. Одним из таких нетрадиционных методов переработки является метод механической активации.

Известно, что компоненты природного газа, а также вода могут подвергаться различным химическим превращениям в результате механической обработки в энергонапряженных активаторах планетарного типа. Механохимические превращения природного газа, легких нефтяных фракций и индивидуальных углеводородов сопровождаются преимущественно процессом деструкции, в результате которого образуются низкомолекулярные углеводороды, а также водород и углерод [2,3,6].

Ранее нами сообщалось, что механическая активация гидратов природного газа – соединений воды с высоким содержанием природного газа, сопровождается образованием газовой смеси с высоким содержанием водорода, продуктов оксосинтеза и циклических углеводородов [4]. Ранее в работах [1], было установлено, что твердые добавки, не влияя на качественный состав продуктов, получаемых в процессе МА, заметно ускоряют его, и могут выступать катализаторами тех процессов, которые не протекают без их присутствия. В частности, природные и синтетические высококремнистые цеолиты (пентасилы) применяются в ряде крупнотоннажных производств нефтехимии, например, в процессах изомеризации, диспропорционирования и алкилирования ароматических углеводородов, конверсии метанола и др. [5]. Поэтому нами были исследованы механохимические превращения гидратов природного газа в присутствии добавок цеолитов.

Целью работы является исследование возможных направлений механоактивации гидратов природного газа в присутствии добавок природных высококремнистых цеолитов клиноптилолитового ряда. Объектом исследований являлся гидрат, синтезированный из дистиллированной воды и природного газа Иреляхского газонефтяного месторождения (ГНМ) Республики Саха (Якутия). Синтез гидратов осуществляли в статических условиях в течение 20 суток в камерах высокого давления. В качестве твердой добавки использовали природный высококремнистый цеолит ($2,7 < Si/Al < 6,8$) клиноптилолитового ряда месторождения Хонгуруу Кемпендэйского цеолитоносного района Енисейско-Вилуйской среднепалеозойской провинции.

Компонентный состав газообразных продуктов механоактивации был исследован методом газо-адсорбционной хроматографии на хроматографическом программно-аналитическом комплексе «Кристалл 2000М» по ГОСТ 23781-87 в аккредитованной лаборатории (аттестат аккредитации РОСС RU.0001.516690; область аккредитации: «Количественный химический анализ природных горючих газов с содержанием сероводорода не более 0,02%»). Для разделения углеводородов использовалась колонка из нержавеющей стали 2 м×2 мм, наполнители - NaueSepN и цеолит СаА. В качестве газа-носителя использовался гелий со скоростью потока 15 мл/мин. Для разделения водорода и гелия использовалась колонка из нержавеющей стали 3 м×3 мм, наполнитель - цеолит СаА. В качестве газа-носителя использовался аргон со скоростью потока 30 мл/мин. Для регистрации пиков компонентов использовались детекторы по теплопроводности, температура детектора 190°С, подъем температуры со скоростью 10°С/мин. Количественный анализ компонентного состава газа был рассчитан методом абсолютной калибровки.

Хромато-масс-спектрометрическое исследование жидкой органической фазы проводилось на системе, включающей газовый хроматограф Agilent 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным

детектором Agilent 5973N (Agilent Technologies, США). Для разделения компонентов использовалась кварцевая капиллярная колонка 30 м x 0,25 мм, импрегнированная фазой HP-5MS. В качестве газа-носителя использовался гелий со скоростью потока 1 мл/мин. Температура испарителя 320 °С, со скоростью подъема температуры 6 0С/мин. Ионизирующее напряжение источника – 70 эВ. Идентификация соединений осуществлялась сравнением полученных индивидуальных масс-спектров с эталонными спектрами библиотеки системы.

ИК-спектры твердых продуктов исследовали на инфракрасном Фурье-спектрофотометре «Paragon-1000» (Perkin Elmer) в диапазоне 4000-400 см⁻¹ с разрешением 4 см⁻¹ и скоростью сканирования 16 скан/мин. Образцы для съемки спектров готовили методом таблетирования с бромидом калия.

Механическую обработку полученных газовых гидратов с добавками цеолитов осуществляли в центробежно-планетарной мельнице АГО-2С. В качестве мелющих тел использовались стальные шары диаметром 0,008 м. Исходный твердый гидрат загружали в барабаны реактора при температуре 298 К в количестве 40 г, добавляли 2 г цеолита. Соотношение масс загрузка/шары составляло ¼. Механическую активацию осуществляли в течение 300 с.

В результате механической обработки гидратов с добавками цеолитов были получены три фазы продуктов: газообразная (Г), жидкая (Ж) и твердая (Т). Полученную жидкую фазу разделяли методом экстракции ундеканом на органическую и водную.

Таблица

Продукты механоактивации (МА) гидратов природного газа в зависимости от условий механообработки

Фаза	Без добавки цеолита [4]	С добавкой цеолита
Газовая	H ₂ (58,0 об.%)	H ₂ (16,0 об.%)
Жидкая органическая	C ₁₀ H ₁₄ , C ₁₀ H ₁₄	n-C ₁₃ H ₂₈ , n-C ₁₄ H ₃₀
Твердая	FeO(OH)	FeO(OH) + цеолит

Исследование органической фазы показало, что в отличие от процесса МА газовых гидратов без добавок твердых веществ, когда образуются циклогексан и алкилбензолы, в присутствии цеолитов образуются предельные углеводороды нормального строения C₁₃-C₁₄ (табл.). Образование углеводородов с более длинной цепью, по-видимому, является следствием частичной деалюминации цеолита с образованием кислоты Льюиса - гидроксида алюминия - под воздействием водяного пара при высокой температуре [85]. Если предположить, что на первой стадии процесса МА образуются непредельные УВ, то в присутствии кислот Льюиса могут протекать ионные реакции присоединения с образованием УВ с более длинной цепью.

Исследование состава газовой фазы, образующейся после механоактивации гидратов природного газа, показало, что содержание водорода в газовой смеси составляет 16,0 об.%, что в 3,6 раза меньше, чем при механообработке гидрата без добавок. Возможно, водород, образующийся при механоактивации гидратов природного газа, в присутствии цеолита частично расходуется в процессе гидрирования образующихся непредельных углеводородов.

ИК-исследования твердой фазы показали, что цеолит при механообработке с гидратами природного газа не аморфизуется, и частично сохраняет свою кристаллическую структуру. ИК-спектры цеолита имеют интенсивные полосы поглощения при 1634 см⁻¹ и уширенный пик в районе 3500 см⁻¹, характерные для кристаллизационной воды. Таким образом, в результате механообработки цеолитов вместе с гидратом обнаружено увеличение интенсивности полос поглощения, обусловленных наличием воды (рис.).

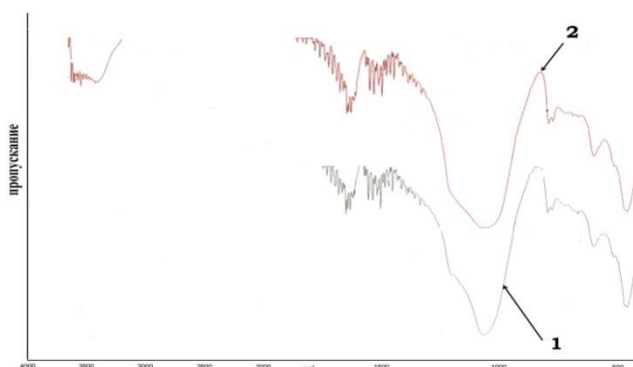


Рис. ИК-спектры цеолитов: 1 – неактивированного; 2 – активированного с гидратом природного газа

Таким образом, установлено, что в результате механической активации гидратов природного газа в присутствии добавки высококремнистого цеолита клиноптилолитового ряда также имеет место процесс удлинения углеводородной цепи как и в случае активации гидратов природного газа без добавок. В результате этого образуются предельные алканы нормального строения C₁₃ – 14. Образующийся водород, возможно, частично расходуется на гидрирование непредельных углеводородов, образующихся в ходе процесса.

Литература

1. Гамолин О.Е. Головки А.К., Ломовский О.И., Камьянов В.Ф., Мамылов С.Г. Механохимическая конверсия газообразных нефтяных углеводородов в системах газ – твердое тело // Химия в интересах устойчивого развития. - 2005, № 13, С. 165 – 172.
2. Gamolin O.E. The transformation of natural Gas Structure Under the Influence of Mechanical Energy // The Genesis of Petroleum and Gas. M.: Geos, 2003. – P.74.
3. Днепровский К.С. Механохимические превращения углеводородов нефти: Автореферат. Дисс. канд. хим. наук. – Томск, 2003г. – 24 с.
4. Корякина В.В., Федорова А.Ф., Калачева Л.П.. Механоактивация гидратов природного газа как метод получения водорода и продуктов нефтехимического синтеза // Материалы XIII симпозиума Международного науч. симпозиума им. акад. М.А.Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, – 2008. – С. 844 – 846.
5. Миначев Х.М. Ароматизация низкомолекулярных парафинов на цеолитах семейства пентасила / Миначев Х.М., Дергачев А.А. // Успехи химии. -1990.-Т. 59. – Вып. 9. – С. 1522-1554.
6. Orfanova M.N., Mitskan V.N. Mechanoactivation of Natural Gas // First Intern. Conf. On Mechanochemistry. Book of Abstracts. – Koshice, Slovakia, 1993. – С. 34.

ПОЛУЧЕНИЕ ПЕНОСТЕКЛЯНЫХ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ ТЕПЛОВЫХ СТАНЦИЙ

Н. А. Кузнецова, М. А. Душкина

Научный руководитель доцент О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Вопросы переработки и утилизации техногенных отходов являются актуальными как с точки зрения опасного загрязнения окружающей среды, так и рационального использования их как альтернативного источника сырья. К группе крупномасштабных, занимающих большие площади отвалов, требующие значительных эксплуатационных затрат на содержание, относятся золошлаковые отходы тепловых станций. В мировой и отечественной практике разработано достаточное количество составов и технологий получения материалов на основе данного вида отходов [1,2]. В России практическое внедрение разработок осложняется отсутствием специальных способов подготовки отходов, позволяющих доводить их до товарного вида и устранять нестабильность химического состава.

Цель данной работы – установить принципиальную возможность использования золошлаковых отходов ГРЭС г. Томска в качестве компонента шихты для получения пеностекляных материалов по разработанной на кафедре технологии силикатов и наноматериалов ТПУ низкотемпературной технологии (не более 900 °С).

Физические свойства золошлаковых смесей, такие как насыпная и истинная плотность, гранулометрический состав во многом определяются видом топлива, режимом его сжигания, способом улавливания, а также местом отбора. Приведённые в табл. 1. данные показали: смесь на 61,5 % представлена зольной составляющей (частицы золы и шлака размером менее 0,315 мм) и шлаковым песком (зёрна размером 0,315 – 3 мм); по значениям истинной плотности смесь относится к плотным, образующимся в топках с жидким шлакоудалением (с плотностью более 2,0 г/см³).

По данным рентгенофазового анализа минеральный состав отходов представлен на дифрактограмме аморфной и кристаллической фазой в виде термически устойчивого минерала исходного топлива – кварца и кристаллического алюмосиликата кальция, образующегося при сжигании топлива.

Химический состав исследуемой смеси отличается относительно низким содержанием оксида алюминия, оксида кальция и высоким содержанием кремнезема (табл. 1). По соотношению кислотных и основных оксидов исследуемые золошлаки относятся к кислым (модуль кислотности больше 1), по гидросиликатному и кремнеземистому модулю – к группе инертных топливных отходов, которые могут применяться в качестве сырья для производства кирпича, зольного гравия и техногенного грунта.

Таблица 1

Характеристика золошлаковых отходов

Гранулометрический состав, % зёрен размером, мм						Плотность, г/см ³	
> 20	20 – 10	10 – 5	5 – 3	3 – 0,315	< 0,315	истинная	насыпная
1,0	4,0	18,2	15,3	30,3	31,2	2,5	0,83
Химический состав, содержание оксидов мас. %							
SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO	MgO	FeO _{общ}	R ₂ O	TiO ₂	SO ₃
62,9	19,9	3,6	2,6	6,1	3,9	0,7	0,2

Двухстадийная технология получения пеностекляных материалов предусматривает синтез промежуточного стеклокристаллического продукта термической обработки исходной шихты, минуя процесс варки стекла. По ранее полученным результатам установлено, что количество стеклообразующих оксидов и оксидов щелочных металлов в стеклогрануляте должно быть достаточным для устойчивого стеклообразования, т.е. находится в пределах 60–75 по содержанию SiO₂ и 13–22 мас. % по R₂O соответственно.

Химический состав отходов по соотношению стеклообразователей и оксидов модификаторов указывает на необходимость корректировки шихты кремнеземистыми и щелочными компонентами, в качестве которых выбраны маршаллит и кальцинированная сода (табл. 2). Подготовка маршаллита, который является пылевидным, не требует дополнительного измельчения, чем выгодно отличает его от другого высококремнеземистого сырья. Для приготовления исходных шихт выбраны маршаллит, кальцинированная сода и золошлаковые отходы, количество которого в смеси меняется от 25 до 55 % (табл. 2).

Таблица 2

Химический состав шихты и стекла

Обозначение шихты	Компонентный состав шихт, масс. %			Химический состав стекла, масс. %				
	Маршаллит	Сода	Золошлак	SiO ₂	Na ₂ O	CaO+ MgO	Al ₂ O ₃	Fe _x O _y
ШЗ – 1	50	25	25	70.4	17.4	2.3	6.9	3.0
ШЗ – 2	20	25	55	57.7	19.1	3.5	13.3	6.4

В лабораторных условиях по разработанной методике подобраны температуры обработки шихт (рис.), значения которых соответствуют точке перегиба на кривой зависимости коэффициента глубины погружения стержня в шихту от температуры ее нагревания. Значения температур, которые находят построением зависимости первой производной ($\Delta h/\Delta T$) от температуры обработки шихты, составляют для шихт 860 и 815 °С, соответственно для шихт с содержанием отходов 25 и 55 %.

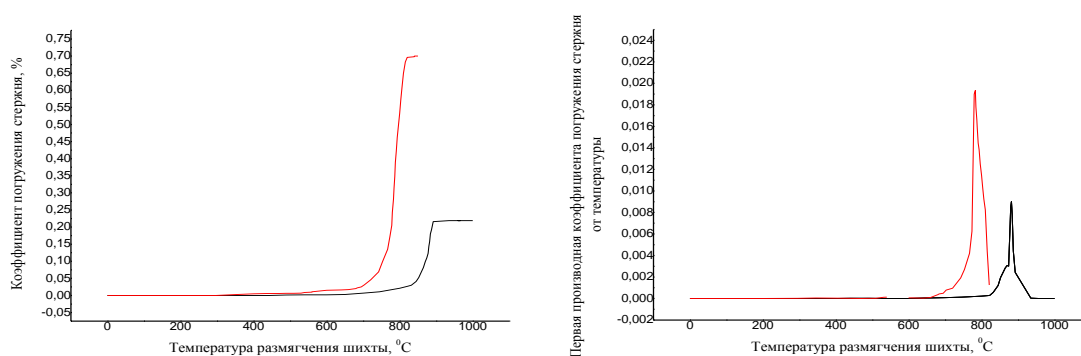


Рис. Кривая размягчения шихт: ШЗ – 1; ШЗ – 2

Полученный продукт измельчался, смешивался с газообразователем, в качестве которого использована сажа в количестве 0,6 % от общей массы. Пенообразующую смесь вспенивали при различных температурных режимах в гранулированном виде. В ходе эксперимента подбирались температура и время вспенивания, в результате чего были получены образцы с различными физико – механическими характеристиками. Установлено, что увеличение температуры вспенивания приводит к уменьшению плотности и прочности образцов, независимо от продолжительности вспенивания. При минимальном содержании золошлаковых отходов (830 °С), структура мелкопористая и равномерная; при дальнейшем увеличении температуры вспенивания до 850 °С размер пор увеличивается, плотность и прочность уменьшаются. Для шихт с максимальным содержанием золошлаковых отходов наблюдается менее равномерная структура, что вероятно связано с более высоким содержанием в шихте восстановителей, т.к значение химической потребности в кислороде составляет соответственно 1291,352 мг O₂/100 гр., в то время как для смеси с минимальным содержанием отходов – 376,125 мг O₂/100 гр.

Таблица 3

Свойства полученных пеностекляных материалов

Температура вспенивания, °С	800			830			850		
Время вспенивания, мин	5	10	15	5	10	15	5	10	15
Материал, полученный на шихте с минимальным количеством отходов									
Коэффициент вспенивания	2,45	4,33	4,51	3,20	4,68	4,98	3,59	4,65	6,21
Средняя плотность гранулы, кг/м ³	253	234	217	232	227	215	228	233	214
Прочность при сжатии в цилиндре, МПа	6,6	4,9	3,2	5,8	3,5	2,8	5,2	3,4	2,3
Материал, полученный на шихте с максимальным количеством отходов									
Коэффициент вспенивания	1,06	4,41	3,74	1,55	3,79	4,39	4,72	5,01	4,35
Средняя плотность гранулы, кг/м ³	422	380	347	365	312	273	353	295	237
Прочность при сжатии в цилиндре, МПа	6,2	5,8	4,6	3,5	2,3	1,6	1,4	1,2	1,1

Значения основных свойств материала, приведенные в табл. 3, показывают, что полученные образцы отличаются от пеностекла на основе стеклобоя повышенной прочностью (пеностекло 0,8 - 1,0 МПа). Средняя

плотность гранул меняется в пределах от 214 до 422 кг/м³, причем максимальные значения наблюдаются у образцов, полученных из шихт с максимальным содержанием отходов. Полученный материал может иметь различное промышленное применение, например для изоляции конструкции зданий, сооружений, промышленных установок, трубопроводов и холодильников. В гранулированном виде и в виде щебня – в качестве пористого заполнителя легких бетонов, а также для строительства дорог в сложных гидрогеологических условиях. Как конструкционно-теплоизоляционный, при прочностных показателях свыше 2 – 3 МПа, может использоваться для выполнения самонесущих ограждений и перемычек для малоэтажных жилых, административных и промышленных зданий.

Литература

1. О.В. Казьмина, В.И. Верещагин, А.Н. Абияка. Оценка составов и компонентов для получения пеностеклокристаллических материалов на основе алюмосиликатного сырья //Стекло и керамика. – 2009. - № 3. – С. 6 – 8.
2. О.В. Казьмина, В.И. Верещагин, А.Н. Абияка, А.В. Мухортова, Ю.В. Поплетнёва. Температурные режимы получения гранулята для пеностеклокристаллических материалов в зависимости от состава шихты//Стекло и керамика. – 2009. - № 5. – С. 26 – 29.

ПОЛУЧЕНИЕ ОКЕРМАНитОВЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ ПИГМЕНТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО ВОЛЛАСТОНИТА И НЕФЕЛИНОВОГО ШЛАМА

Н. В. Лисенко, Ю.О. Васильченко, Е.Я. Кауцман

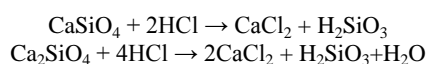
Научный руководитель доцент М. Б. Седелникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Керамические пигменты используют для декорирования изделий из фарфора, фаянса, пластмасс, стекла и т.д. Цветовая палитра керамических пигментов достаточно широка, однако требуется дальнейшее развитие и совершенствование производства. В настоящее время существует множество новых, нетрадиционных способов получения керамических пигментов [1-3].

В данной работе использовали золь-гель метод, который основан на использовании коллоидных состояний и включает процессы, протекающие в последовательности: жидкофазные реакции, образование золя, образование геля, характеризующегося постепенным увеличением степени полимеризации. Этот метод позволяет осуществить переход из аморфного состояния в кристаллическое без введения минерализирующих добавок.

Использование золь-гель метода, в работе, основывается на способности природного минерала волластонита и нефелинового шлама образовывать аморфную структуру под действием соляной кислоты. Добавление HCl к природному волластониту и нефелиновому шламу приводит к гелеобразованию, из-за появления кремниевой кислоты и хлорида кальция:



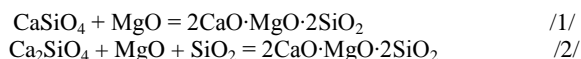
В ходе эксперимента использовали природный минерал волластонит Слюдянского месторождения и нефелиновый шлам.

Волластонит имеет игольчатую структуру в виде кристаллов игольчатой формы (рис. а), что позволяет использовать его для получения керамических пигментов [4].

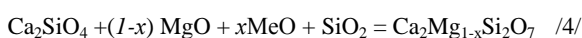
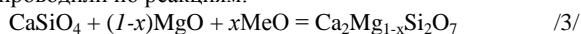
Нефелиновый шлам – продукт сложного, хорошо регулируемого технологического процесса переработки природных нефелин-апатитовых руд и получения глинозёма, шлам стабилен по свойствам.

На стадии гелеобразования происходят диспергирование шихты (рис. б) и усреднение компонентов на молекулярном уровне. Предполагается, что в гелеобразном состоянии структура способна усваивать большее количество красящих ионов, чем в кристаллическом. В процессе последующего обжига кристаллическая структура исходных сырьевых материалов восстанавливается (рис. в).

В работе были изучены реакции со структурой окерманита:



Синтез с хромофорами проводили по реакциям:



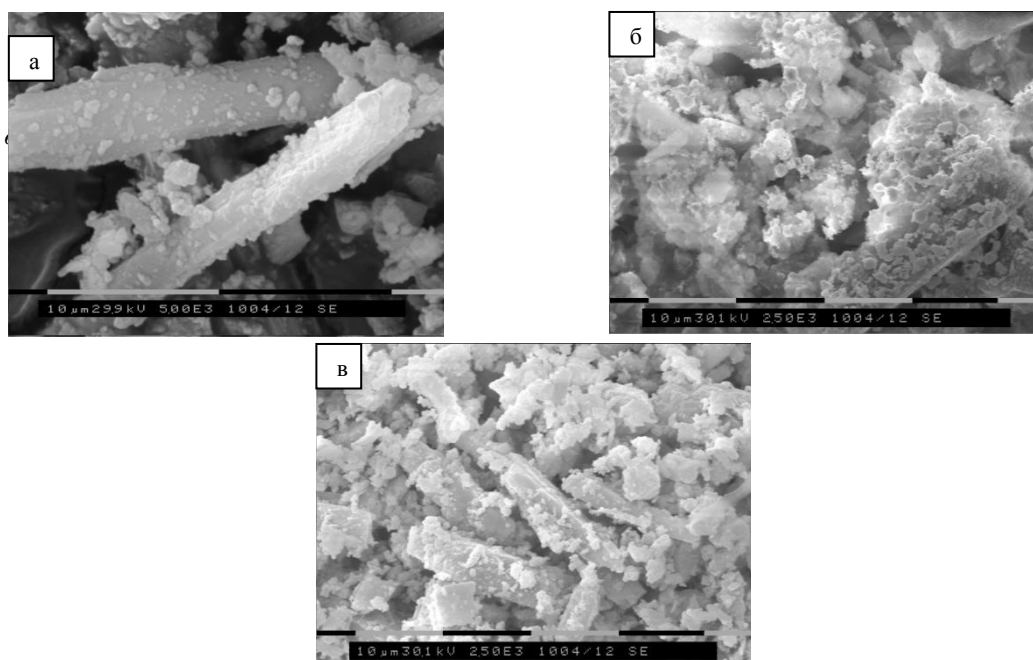


Рис. Микрофотографии волластонита а –исходный; б –обработанный HCl; в – обожженный при 1200 °С

Минералы подвергали тонкому измельчению до остатка на сетке № 0063 не более 2%. Для получения структуры окерманита, согласно реакциям /3/ и /4/, в шихтовый состав пигментов вводили необходимое количество смеси, а также 5 – 24 мас. % хромофоров в пересчете на оксид.

В качестве хромофоров использовались соли переходных металлов. Данная методика получения керамических пигментов основывается на следующем. В шихту, реакции /3/ и /4/, добавляли небольшое количество концентрированной соляной кислоты. Образующийся гель высушивали на песчаной бане и обжигали при температурах 1100 и 1200 °С.

Таблица

Цвет керамических пигментов

	$t_{обж}=1100^{\circ}\text{C}$	$t_{обж}=1200^{\circ}\text{C}$
<i>Пигменты с использованием волластонита</i>		
ВО1	Светло-синий	Серовато-синий
ВО2	Синий	Синий
ВО3	Зеленовато-синий	Темно-синий
ВО6	Светло-оливковый	Светло-зеленый
ВО7	Темно-абрикосовый	Песочный
ВО9	Шоколадный	Темно-коричневый
<i>Пигменты с использованием нефелинового шлама</i>		
НШО1	Серый	Черный
НШО2	Сине-серый	Черно-синий
НШО3	Серо-синий	Темно-синий
НШО6	Кофе с молоком	Темно-коричневый
НШО7	Песочный	Оливково-коричневый

Полученные пигменты имеют разнообразную окраску, визуальный осмотр которых представлен в табл. Их можно рекомендовать в качестве надглазурных и подглазурных керамических красок. Пигменты, полученные по реакции /3/, имеют более чистую окраску по сравнению с пигментами, полученными по реакции /4/. Это объясняется тем, что в нефелиновом шламе содержится оксид железа, который способствует искажению окраски.

Для определения природы кристаллических фаз и количественного содержания отдельных фаз был проведен рентгенофазовый анализ. Сравнение рентгенограмм холостых проб и пигментов, полученных с использованием волластонита и нефелинового шлама показывает, что окерманитовая структура синтезируется более успешно в пигментах на основе нефелинового шлама. Это объясняется тем, что при обработке волластонита соляной кислотой процесс гелеобразования идет не достаточно полно, в образующемся геле кремниевой кислоты остаются полуразрушенные кристаллы волластонита, которые во время обжига становятся центрами кристаллизации волластонитовой структуры.

В результате исследования, было установлено, что использование гель-метода в получении керамических пигментов имеет ряд достоинств. Гель-метод позволяет усреднить исходные компоненты смеси на молекулярном уровне, тем самым нет необходимости совместного многочасового помола компонентов. В процессе восстановления кристаллической решетки большее количество красящих ионов может внедриться в структуру.

Литература

1. Радишевская Н. И., Касацкий Н. Г., Чапская А. Ю. и др. Самораспространяющийся высокотемпературный синтез пигментов шпинельного типа // Стекло и керамика. – 2006. - №2. – С. 20 – 21.
2. Пищ И. В., Радион Е. В. Использование метода осаждения при синтезе керамических пигментов // Стекло и керамика. – 2005. - №6. – С. 37 – 39.
3. Седельникова М.Б., Погребенков В.М., Неволин В.М. Получение керамических пигментов на основе природного волластонита с использованием гель-метода//Стекло и керамика. – 2005. – №1 , с.25-27
4. Торопов Н. А. Кристаллография и минералогия. / Н.А.Торопов, Л.Н. Булак / Ленинград, Стройиздат. – 1972. – 504 с.

АГЛОМЕРАЦИОННАЯ ФЛОКУЛЯЦИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЗОЛОТА ИЗ ТЕХНОГЕННОГО СЫРЬЯ

А.В. Макшанин, А.В. Бажитов

Научный руководитель доцент Н.К. Алгебраистова

Сибирский федеральный университет, Институт цветных металлов и материаловедения, г. Красноярск, Россия

Процесс угольно-масляной агломерации был развит и запатентован в начале 80х годов компанией Бри-тиш Петролеум (BP). Этот процесс является альтернативой существующим методам извлечения золота и основан на отделении гидрофобных частиц от руды в агломераты, сформированные из угля и масла. Масло действует как жидкость соединяющая уголь и золотые частицы [3].

Необходимым условием для успешного применения данной технологии является присутствие раскрытого золота с чистой поверхностью. Нижняя граница размера частиц золота в этом процессе не играет большой роли, следовательно, данный метод может успешно применяться для извлечения именно тонкого золота [5].

По способу извлечения золота из руд и россыпей, разработанному компанией Carbod Pty Ltd, золото-содержащую пульпу перемешивают совместно с углемасляными гранулами, приготовленными из измельченного угля и нефтепродукта [2].

Компанией British oil minerals разработан процесс агломерации золота и угля, предназначенный для переработки упорных золотых, бедных руд и отвальных хвостов. Процесс основан на извлечении гидрофобных частиц золота из водной пульпы в масляную фазу. Предусмотрено смешение измельченного золотосодержащего сырья с собирателем в форме угольно-масляных агломератов (УМА). Золото, заключенное в УМА, затем легко может быть извлечено при флотации.

Испытания показали, что:

- высокое извлечение золота не зависит от размеров (минус 5 плюс 300 мкм) золота;
- извлечение золота в агломераты не лимитируется их нагрузкой;
- в агломераты извлекается золото самородное или в виде арсентита и металлы платиновой группы;
- высокая селективность извлечения достигается изменением рН среды и введением депрессоров при флотации;
- низкие расходы реагентов приводят к низким текущим расходам и процесс характеризуется низкими капитальными затратами [4].

Нами выполнены исследования на золотосодержащей руде одного из месторождений Красноярского края. Руда малосульфидная, содержание золота, по данным пробирного анализа, 1,43 г/т. Наиболее распространенным рудным минералом в пробе является пирит, общее его количество в руде составляет 1-3 %. Арсенопирит, наряду с пиритом, является типичным сульфидным минералом руды, среднее содержание в целом заметно меньше, чем пирита. В руде также содержится в единичных выделениях пирротин, халькопирит, сфалерит.

Спектральным анализом установлено, что проба руды обеднена элементами-примесями. Распространенность примесей значимо превышающих кларковые значения касаются только золота, мышьяка, висмута и, в меньшей степени, вольфрама.

Потери при прокаливании руды составляют 3,37%. Руда в пробе состоит из литофильных элементов, среди которых преобладает кремний, доля оксида кремния составляет 67,36%. В заметных количествах присутствуют оксиды алюминия, железа. Сумма оксидов щелочных металлов – 4,77%. Цветные металлы находятся в количестве тысячных долей процентов. Кадмий, сурьма, литий, уран, ртуть и теллур – присутствуют в количестве ниже границы их количественного определения.

Таким образом, основным ценным компонентом в пробе является золото, но содержание его низкое. Элементы, являющиеся химическими депрессорами золота при цианировании, присутствуют в незначительных количествах.

Рациональный анализ, выполненный по стандартной методике при крупности -0,1 мм, показал, что в самородной форме находится 72,7%, в сульфидной форме находится 26,5% металла.

Проведены исследования на подбор носителя с подходящими физико-химическими свойствами. Выбраны такие носители как уголь, однокомпонентный пенополиуретановый герметик, эластичный пенополиуретан. В сравнении с углем пенополиуретан имеет следующие преимущества: легко выдерживает знакопеременные нагрузки, обладает возможностью многократного использования в процессе. Эластичный пенополиуретан обладает хорошими показателями эластичности и воздухопроницаемости, а также сорбционными свойствами.

Данный процесс реализовывался при условиях, рекомендованных Абрамовым А.А. [1]: проба доводится до крупности 85% класса -0,074 мм, содержание твердого 50%, время перемешивания 90 минут, температура 22°C (комнатная). Используемые реагенты: ксантогенат 100 г/т, медный купорос 40 г/т, трансформаторное масло 1500 г/т, сода 200 г/т.

Эксперименты проводились на лабораторной мешалке, где в пульпу последовательно добавлялись реагенты и носитель, предварительно обработанный аполярным собирателем, с последующим перемешиванием. Полученный продукт отделяют с помощью лабораторного сита. Принципиальная схема опытов представлена на рис. 1.

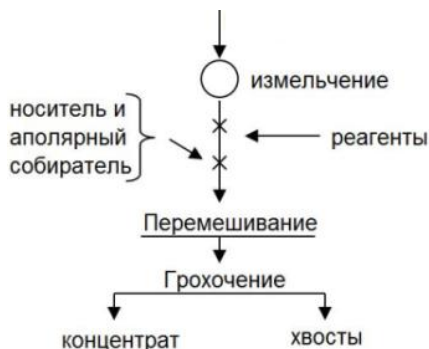


Рис.1 Схема опытов

Наилучший результат с использованием угля (содержание – 7,05 г/т, извлечение – 36,83%) был получен при его расходе 25 кг/т, с однокомпонентным пенополиуретановым герметиком (содержание – 8,57 г/т, извлечение – 42,39%) при расходе 10 кг/т, с эластичным пенополиуретаном (содержание – 5,43 г/т, извлечение – 67,98%) при расходе 15 кг/т.

Учитывая, что оценивать процесс агломерационной флокуляции без учёта степени концентрации металла не корректно, предложено в дальнейшем в качестве критерия оптимизации принять эффективность (E):

$$E = \varepsilon \cdot \gamma, \quad (1)$$

где ε - извлечение минерала в концентрат; γ - выход концентрата;

Полученные результаты говорят о том, что эффективность процесса возрастает пропорционально расходу угля и поролонa. Наилучший показатель достигнут с использованием в качестве носителя - эластичного пенополиуретана (E=50,03%). Снижение эффективности с увеличением расхода однокомпонентного пенополиуретанового герметика (более 10 кг/т), вероятно, происходит из-за перенасыщения агломерата и как следствие, механический вынос пустой породы. Результаты представлены на рис. 2.

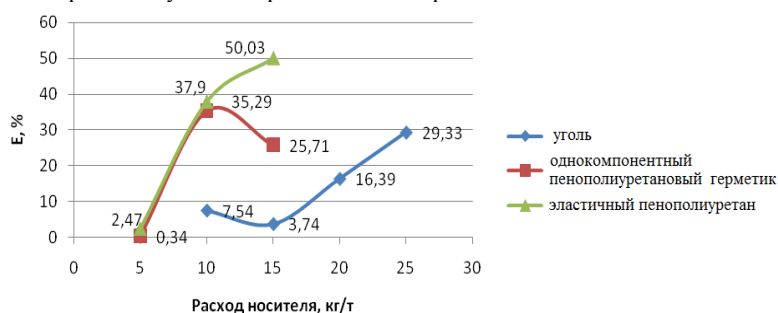


Рис.2 Влияние расхода носителя на эффективность

При оптимизации процесса агломерационной флокуляции использовали статистический метод планирования экспериментов - метод Бокса-Уилсона. Изучали влияние следующих факторов: расход носителя, расход аполярного собирателя, расход ксантогената, расход соды, расход медного купароса.

Определены оптимальные условия процесса, составлена модель.

Литература

1. Абрамов А.А. Технология обогащения руд цветных металлов. – М.: «Недра», 1983.
2. Материалы 2 Международной конференции: Ресурсовоспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр, М., 15-18 сент. 2003. Изд. РУДН, М., 2003, с.198.
3. House C., Townsend I., Veal C., Coal gold agglomeration // Int. Minig. 1988.-5, №9. P.17-19.
4. Kotze W. and Petersen F.W., Free gold recovery by coal-oil agglomeration, The Journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy, January/February 2000, p.57
5. «World Gold-89», - Litterton, Colorado, USA // Int. Minig, 1989.

ВЛИЯНИЕ ОРГАНО-МИНЕРАЛЬНОЙ ДОБАВКИ НА СВОЙСТВА СВЯЗУЮЩЕГО НА ОСНОВЕ НЕФТЯНОГО ОСТАТКА

Л.А. Николаева

Научный руководитель профессор С.Н. Попов

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Проблема рационального использования углей в коммунально-бытовом хозяйстве актуальна для РС (Я). Одним из путей решения задачи является брикетирование углей. Известные технологии брикетирования из-за специфических свойств углей Кангаласского месторождения РС (Я) требуют использования дорогостоящих привозных связующих материалов, доставка которых связана с большими транспортными издержками [1]. Одним из решений данной проблемы является поиск новых подходов, требующих меньшего количества связующего на основе местного сырья, позволяющих существенно снизить себестоимость брикетов при повышении их эксплуатационных качеств.

В качестве связующего был использован гудрон, получаемый при перегонке нефти Талаканского месторождения. Улучшение свойств гудрона в направлении повышения адгезионной активности требует его дополнительного окисления, что влечет за собой использование дополнительных установок для высокотратного термохимического окисления и отрицательно повлияет на экономические параметры производства брикетов. С целью повышения адгезионной прочности на границе раздела уголь – связующее предлагается введение в гудрон модифицирующих добавок. В качестве такой добавки использован природный сорбент – сухой озерный сапропель оз. Большая Чабыда [2-3], который благодаря своим сорбционным, каталитическим свойствам, а также структуре играет роль структурно-активной добавки и перспективен для сорбирования части остаточных масел и более глубокого окисления гудрона до битуминозного состояния.

Сапропель перед смешением с нефтяным связующим высушивался при 110 °С для удаления части остаточной воды и подвергался механической активации на планетарной мельнице АГО-2 с частотой вращения вала 630 об/мин, барабана 1290 об/мин в течение двух минут для диспергирования и повышения адсорбционной способности.

Представленные в табл. 1 данные по оценке влияния добавок сапропеля на основные физико-химические свойства гудрона свидетельствуют о существенном их влиянии на технологические показатели связующей композиции. Модификация гудрона дисперсным сапропелем от 1 до 25 мас.% показала, что оптимальным комплексом свойств обладают композиции, содержащие 10 мас. % сапропеля. В общем случае, добавка 10 мас. % сапропеля позволяет сохранить технологические показатели гудрона, а по некоторым показателям и значительно улучшить. Благодаря высокой пористости сапропель обладает повышенной поглощающей способностью по отношению к маслам гудрона. Имобилизация масел способствует снижению подвижной дисперсионной среды, что возможно повышает температуру размягчения и снижает пенетрацию гудрона. После модификации в составе гудрона понижается количество масел, повышается содержание кислорода и асфальтенов. Также после модификации гудрона улучшается значение коксумости, которое обеспечивает термоустойчивость брикетов.

Таблица 1

Влияние добавок сапропеля (10 мас.%) на свойства связующей композиции

Параметры	Значение		
	гудрон	гудрон +сапропель	гудрон+акт. сапропель
Плотность при 20 °С, кг/м ³	941,10	940,10	938,52
Вязкость условная при 80°, усл. градус	23,30	15,93	13,65
Массовая доля смол силикагелевых, %	18,40	17,20	16,15
Массовая доля асфальтенов, %	6,20	7,80	8,24
Масла, %	75,44	75,10	74,56
Массовая доля парафина, %	0,88	8,60	8,75
Коксумость, %	10,82	14,10	14,88
Температура размягчения по КиШ, °С не ниже	25	28	34
Глубина проникновения иглы при 25 °С, × 0,1мм	280	201	198

Проведены исследования по установлению оптимальных параметров подготовки сапропелей и отработке режимов приготовления связующей композиции.

Предварительная оценка каталитических свойств вводимой модифицирующей добавки показывает, что сапропели содержат значительное количество органической составляющей, которая при повышенных температурах в присутствии кислорода воздуха, возможно, будет являться катализатором более глубокого окисления гудрона до битуминозного состояния. В табл. 2 приведены данные по содержанию органического и минерального вещества в сапропелях. Как следует из полученных данных сапропель оз. Большая Чабыда относится к органическому типу.

При этом граничная температура для технологических процессов получения сапропеля для приготовления связующей композиции, которая позволяет избежать деструкции материала и обеспечить требуемые характеристики связующего, составляет 110-140 °С, её превышение приводит к термическому разложению органических составляющих сапропеля с выделением газов пиролиза, что приводит к вспениванию связующей композиции.

Таблица 2

Содержание органического (ОВ) и минерального (МВ) вещества в сапропелях оз. Большая Чабыда, мас. %

Состав	m _{исх} гр	ОВ+МВ T _{обр} =110°С		МВ T _{обр} =500°С		Кол-во ОВ %
		гр	%	гр	%	
поверхность	500	42,70	8,54	16,447	3,29	61
центр	500	26,00	5,20	12,511	2,5	52
дно	500	34,97	6,99	22,61	4,52	35

Анализ полученных результатов показывает, что сапропель содержит малое количество минеральной составляющей, а значит, обеспечит меньшую зольность брикетов. Однако немаловажной является определение поглощающей способности модифицирующей добавки к гудронам для оценки количества сорбируемого ими остаточного масла. Исследования сапропеля по отношению к гудронам показали высокую поглощающую способность, равную 70-75%.

Адсорбционные свойства органо-минеральных наполнителей исследовали на приборе «СОРБОМЕТР ТМ» (Институт катализа СО РАН, г.Новосибирск) по стандарту ASTM D5816. Изучение текстурных характеристик сапропелей показывает, что активированный сапропель характеризуется меньшим размером частиц, повышенной удельной геометрической поверхностью, а также увеличенным количеством пор, о чем можно судить по увеличению удельного объема пор, по сравнению с неактивированным сапропелем (табл. 2).

Таблица 2

Текстурные характеристики сапропелей

Показатели	Неактивированный сапропель	Активированный сапропель
Удельный объем пор, см ³ /г	0,002	0,012
Удельная геометрическая поверхность, м ² /г	1,257	7,256

Оценка дисперсности органо-минеральных наполнителей до и после активации показывают, что если размер индивидуальных частиц сапропелей до активации составляет >180мкм, то после обработки в планетарной мельнице он снижается на два порядка. Повышение дисперсности сапропелей является положительным моментом при создании связующей композиции. Чем выше дисперсность сапропеля, тем, лучше качество связующей композиции.

Использование механохимической активации сапропелей позволяет предотвратить агломерацию частиц, увеличить их поверхностную активность, более равномерно распределить частицы наполнителя в связующем веществе, благодаря чему значительно улучшаются эксплуатационные свойства буроугольных брикетов.

Применение мелкодисперсных сапропелей для разработки связующего материала позволяет получить качественные брикеты из бурых углей Кангаласского месторождения РС(Я).

Литература

1. Бычев М.И., Кононов В.Н., Петрова Г.И. и др. Перспективы создания брикетных производств в Республике Саха (Якутия)// Наука и образование.-Якутск, 1997. №4(8).- с. 74-76.
2. Мьяриянов М.И., Степанов Г.Н, Егорова М.С. Сапропели озера Большая Чабыда, Краденое и пути их использования в сельском хозяйстве. –Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1991. - с.88.
3. Николаева Л.А., Латышев В.Г., Буренина О.Н. Топливные брикеты из бурых углей Якутии // Химия твердого топлива, 2009. - №2. – с. 55-57.

РАЗРАБОТКА БУРОУГОЛЬНЫХ БРИКЕТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИЕМОМ МЕХАНОАКТИВАЦИИ

Л.А. Николаева

Научный руководитель профессор. С.Н. Попов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Повышение качества продукции является одним из приоритетных направлений обеспечения конкурентоспособности угольной продукции. В топливно-энергетическом балансе Якутии, как и в ряде других регионов страны заметная доля топлива приходится на низкосортные бурые угли, в том числе Кангаласского бурого месторождения. Установлено, что традиционные методы брикетирования, разработанные для средне и высоко метаморфизованных углей марки Ж, Т и антрацитовых штыбов, непригодны для бурых углей Кангаласского месторождения, обеспечивающего топливом значительную часть населенных пунктов Республики Саха (Якутия). Кангаласский уголь в силу своих специфических свойств, таких как низкое содержание гуминовых кислот, смол и битуминозных веществ, брикетируется только с использованием дорогостоящих перекисленных твердых битумов [2, 4].

Использование новых рецептов связующего материала для производства бурого углей, позволяют увеличить транспортабельность и эксплуатационные свойства топлива.

Для повышения этих показателей в предыдущей работе предложено композиционное связующее на основе гудрона наполненного высушенным сапропелем (СП) [4]. В следующей серии экспериментов в связующую композицию вводится активированный сапропель. Смесевые композиции с различным содержанием бурого угля и связующей композиции на основе органо-минеральных добавок получали по методике, которая включает подготовку шихты, состоящей из нескольких операций: составление шихты или дозировка компонентов, предварительное смешение, разогрев шихты и перемешивание ее в нагретом состоянии (гомогенизация), охлаждение перед прессованием. Сапропель перед смешением с нефтяным связующим высушивался при 110 °С для удаления части остаточной воды и подвергался механической активации на планетарной мельнице АГО-2 с частотой вращения водила 630 об/мин, барабана 1290 об/мин в течение двух минут для диспергирования и повышения адсорбционной способности [1, 3]. Брикетирование проводилось на гидравлическом прессе ПК 02.00.000, разработанном специалистами ИНМ СО РАН, основные технические характеристики разрабатываемых композиций определяли согласно стандартным методикам (ГОСТ 21289-75, 21290-75, 11022-95, 6383-200, 8606-93, 147-74), а также дымность и слипаемость по критериям, принятыми в исследовательской практике ФГУП Института горючих ископаемых (г. Москва).

Полученные ранее результаты свидетельствуют о том, что оптимальны следующие параметры получения качественных топливных брикетов: крупность угля 0-2,5мм; влага аналитическая угля – 10-11%; давление прессования – 150,0 МПа; температура обработки – 230°С; время термообработки – 180 мин [4]. Модификация гудрона активированным сапропелем от 5 до 15 мас.% показала, что оптимальным комплексом свойств обладают композиции, содержащие 10 мас. %.

Исследования физико-механических композиций различного состава свидетельствуют, что оптимальными свойствами обладают композиции, содержащие 15 мас.% гудрона, 10 мас.% активированного сапропеля (СП) и 75 мас.% угля.

Таблица 1

Свойства бурого углей на основе гудрона с оптимальным содержанием СП

состав	$\sigma_{сж}$, МПа	A_d , %	V_{daf} , %	S_{dt} , %	W, %	Q^{daf}_s , МДж/кг	Q^r_{is} , МДж/кг
Уголь+гудрон	6,12	16,00	45,80	0,33	2,10	27,94	19,93
Уголь+гудрон+ СП	12,13	14,90	49,00	0,46	2,15	28,64	21,06
Уголь+гудрон+ акт. СП	25,12	14,2	48	0,42	2,4	28,57	21,07

При этом наблюдается повышение прочности при сжатии, которая выше нормируемого показателя на 1,5–3,2 раза. Зольность колеблется в пределах 57–74 %, что значительно ниже нормируемого показателя. Содержание серы в полученных брикетах – ниже в 8–10 раз, водопоглощение – ниже на 40–53 %. Водопоглощение брикетов составляет 1,96–2,15 %, при этом остаточная прочность брикетов остается высокой (снижается на 25–30%). Также образцы характеризуются отсутствием слипаемости друг с другом. С введением в гудроны добавки сапропеля теплота сгорания брикетов увеличивается до 27,94–28,64 МДж/кг. Получаемые при оптимизированных технологических параметрах и составах брикеты по содержанию летучих веществ относятся к категории дымных бытовых твердых топлив. Однако, с увеличением времени выдержки при температуре обработки 230 °С до 360 мин, возможно снижение содержания летучих веществ на 14-16%. Для выделения летучих веществ, внесенных вместе со связующими веществами, и уменьшения «дымности» брикеты подвергаются вторичной температурной обработке. Также установлено, что бурого углей брикеты с модифицированным гудроном менее под-

вержены разрушению при атмосферном воздействии и могут храниться в открытых помещениях в естественных условиях до полугода. Сжигание полученного топлива при 850 °С показало, что возгорание брикетов происходит в течение 110-113 с, причем незначительные выделения копоти при загорании и горении наблюдаются для брикетных образцов, содержащих как немодифицированный, так и модифицированный гудрон.

Доказана правомерность использования активированного сапропеля в качестве структурно-активной добавки в буроугольную композицию, т.к. физико-химические характеристики брикетов с активированным сапропелем имеют лучшие показатели, чем композиции с неактивированным сапропелем, причем улучшение характеристик прямо пропорционально виду и количеству добавки. Лимитирующим фактором по количеству композиции могут быть требования по физико-механическим характеристикам и экономическая целесообразность, причем последняя определяется как текущими ценами на буроугольные брикеты в зависимости от калорийности и зольности, так и ценами на компоненты связующей композиции.

Установлено, что при механоактивации сапропелей происходит существенное улучшение основных эксплуатационных характеристик брикетов по сравнению с композициями с неактивированными сапропелями, что показывает целесообразность проведения предварительной механоактивации наполнителей буроугольных композиций. Определены соотношения ингредиентов буроугольных топливных брикетов на основе гудрона, рациональные режимы активации сапропеля и показатели дисперсности угля, обеспечивающие максимальное улучшение эксплуатационных свойств.

Литература

1. Аввакумов Е.Г. Механические методы активации химических процессов. – Новосибирск.: Наука, 1986. 303 с.
2. Бычев М.И., Кононов В.Н., Петрова Г.И. и др. Перспективы создания брикетных производств в Республике Саха (Якутия) // Наука и образование.-Якутск, 1997. №4(8). – С. 74-76.
3. Игошин В.А. Методы и средства для малотоннажной переработки нефти, угля и газа. //Малотоннажная переработка нефти и газа в РС (Я). – Якутск : ЯФ СО РАН, 2001. – С. 82-84.
4. Николаева Л.А., Латышев В.Г., Буренина О.Н. Топливные брикеты из бурых углей Якутии//Химия твердого топлива, 2009. – №2. – С. 55-57.

БИОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА, ПРИМЕНЕНИЯ И УТИЛИЗАЦИИ ПОЛИСТИРОЛЬНОГО МАТЕРИАЛА

С.О. Новикова

Научный руководитель профессор С.И. Квашнина

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Массовые источники сырья, такие как, нефть, природный газ и уголь, высокопроизводительные методы изготовления изделий и разнообразие областей применения предопределяют благоприятную экономику для развития производства пластических масс. Значительное количество полимеров перерабатывается в пленочные материалы - это упаковочные материалы для продуктов, контейнеры для хранения жидкостей – от воды до минеральных масел. В качестве основных упаковочных материалов используются: полиэтилен, полиэтилентерефталат, полипропилен и полистирол. Вместе с этим актуальным вопросом так же является проблема борьбы со старением полимерных материалов. Решение этого вопроса достигается путем добавления в полимер различных синтетических добавок: стабилизаторов, пластификаторов, растворителей, наполнителей, ускорителей – катализаторов, вулканизирующих агентов, смягчителей, антистатических добавок, красителей. Добавление различных видов синтетических агентов в полимерные материалы делает их небезопасными для человека усложняет выбор метода и технологии их утилизации.

В последние годы общепризнанна взаимосвязь развития тароупаковочного хозяйства и роста мусорных свалок. До 40% твердых бытовых отходов составляет использованная упаковка, полимерная составляющая которой достигает 70%. Отслужив свой срок полимерные материалы, будучи синтетическими продуктами, ранее не существовавшими на Земле, разлагаются крайне медленно (50 – 100 лет) или не разлагаются вообще. Они не подвергаются гниению, коррозии, микробиологическому разложению, а превращаются в долгоживущие отходы.

В связи с этим, целью настоящего исследования явилось проведение исследований по взаимодействию полистирольного упаковочного материала с модельными средами и рассмотрение процесса трансформации полистирола в биосфере. Для этого в лабораторных условиях было выполнено определение количества миграции стирола из полистирольного пластика в модельные растворы в зависимости от факторов внешней среды. В качестве объекта исследования были выбраны полистирольные упаковки различных торговых марок.

Сегодня на прилавках магазинов можно увидеть огромный ассортимент не только продовольственных товаров, но и вариантов их упаковки – стекло, бумага и, конечно же, пластик. Полимерные материалы отличаются относительной дешевизной по сравнению со стеклом и бумагой, меньшим весом, они легко формируются и окрашиваются во все цвета. И почти повсеместно производители продуктов выбирают наиболее экономичный вариант упаковки, даже не задумываясь о том, какой вред она может принести человеку и окружающей среде. Наряду с выдающимися положительными качествами, у этих синтетических продуктов есть один существенный недостаток, в отличие от многих природных материалов, выполнив свои функции, не уничтожаются под действием факторов окружающей среды - света, тепла, атмосферных газов, микроорганизмов, а продолжают суще-

ствовать в виде долгоживущих отходов. Продукты старения пластиков – мономеры, вещества высокотоксичные как для человека, так и для окружающей среды.

Утилизация же полимерных отходов – сложное и дорогостоящее дело, с учетом того, что полимеры опасно сжигать, экономически невыгодно перерабатывать и нельзя захоранивать. В настоящий момент вопрос об использовании и утилизации полимеров стоит как никогда остро.

Обратим особое внимание на упаковку пищевых продуктов в полистирольную тару, так как при ее использовании возможно выделение в биосферу стирола – вещества 2-го класса опасности. Так ли безопасен для здоровья человека это дешевый крупнотоннажный упаковочный материал?

Обзор полимерной тары для упаковок кисломолочных продуктов в г. Тюмени показал, что треть производителей упаковывают сметану в полипропиленовую тару, треть – в полистирольную и около трети – вообще не сообщают в какую тару упакован их продукт.

Анализ вышеизложенного материала лег в основу исследовательской работы, программа которой включала в себя определение зависимости выделения стирола от pH среды, от температуры и химического состава модельного раствора.

В качестве объекта исследования была выбрана сметана различных торговых марок в пластиковых полистирольных стаканчиках. Согласно методическим указаниям все образцы были залиты модельными растворами и оставлены при комнатной температуре. Далее, измерялась оптическая плотность образцов через 3, 5, 7 и 10 дней (средний срок годности и реализации продукта). В качестве эталона сравнения использовался контрольный модельный раствор, не бывший в контакте с полистирольной упаковкой.

Деструкция полимеров обычно протекает под действием химических агентов (воды, спиртов, кислот, кислорода, озона и т. д.) или под влиянием физических воздействий (тепла, света, ионизирующего излучения, механической энергии и т. д.). Деструкция полимеров может протекать и при переработке вследствие нарушения технологического режима. Испытуемые образцы были поочередно залиты водой с температурой 333, 353, 373 К (60, 80 и 100 °С), а затем охлаждены до комнатной температуры.

Определение количества миграции стирола из полистирольного пластика в зависимости от времени контакта упаковки с раствором показало, что миграция стирола из упаковки превышает допустимое количество миграции в 3-4 раза. Определение миграции стирола из полистирольного пластика в зависимости от температуры модельного раствора показало, что выделение стирола из упаковки в количествах, превышающих ДКМ происходит уже при 72-740 °С, однако, при этом не происходит изменения состояния упаковки.

Полистирольные упаковки могут содержать некоторое количество незаполимеризовавшегося стирола, который при определенных условиях эксплуатации тары может легко диффундировать из нее в контактирующие среды. Так же возможна частичная деструкция полимера с образованием: бензола, фенолятов, фенола и других соединений.

Проведенные исследования показали, что под воздействием факторов среды (температуры, времени, света) полимеры могут выделять в окружающую среду химические соединения без разрушения основной цепочки, что делает весьма проблемным их утилизацию.

Из полученных исследовательских данных видно, что разные полистирольные упаковки по-разному ведут себя при эксперименте, а следовательно, и в реальных условиях эксплуатации. Это возможно вследствие того, что упаковки произведены различными изготовителями и, скорее всего, имеют различную пространственную ориентацию молекул.

В таких полимерах, как полистирол, заместители могут располагаться различными способами относительно углеродного скелета полимерной цепи. Это расположение играет важную роль, так как влияет на упаковку полимерных цепей в твердом состоянии и на его трансформацию в окружающей среде. В природе полимеры образуются, как правило, с высокой степенью химической и пространственной регулярности, с правильным чередованием звеньев в структуре полимера. Это, например, молекулы целлюлозы, натурального каучука, белков и нуклеиновых кислот. В формировании природных полимеров принимают участие соответствующие ферменты и катализаторы, которые обеспечивают направленное протекание реакций.

Специальные методы синтеза приводят к получению синдиотактических и атактических молекул, когда заместители находятся по разные стороны плоскости или ориентированы нерегулярно. По мере развития химии синтетических полимеров были разработаны способы получения различных пространственно – ориентированных молекул из промышленнодоступных мономеров (этилен, пропилен, стирол и другие). Большинство этих полимеров в природе не существует. Таким образом, различным технологиям производства полистирола можно получить материалы с различной пространственной ориентацией молекул. Принимая во внимание тот факт, что в полимеры вводятся различные синтетические присадки и красители, то стирол может выделяться из наиболее энергетически слабого участка полимерной цепи, что приводит к старению полистирольной упаковки.

Отслужив свой срок полимерные материалы, будучи синтетическими продуктами, ранее не существовавшими на Земле, разлагаются крайне медленно или не разлагаются вообще. Они не подвергаются гниению, коррозии, микробиологическому разложению, а превращаются в долгоживущие отходы. На сегодняшний день вопрос утилизации полимерных материалов стоит как никогда остро, с учетом того, что ежегодно в России образуется более 75 тысяч тонн полимерных отходов. Полимеры опасно сжигать, невозможно складировать и захоранивать и экономически невыгодно перерабатывать. Эффективной технологии утилизации полимеров пока не существует, однако нами видится решение этого вопроса в единственном направлении – отказа от полимерного упаковочного материала и замене его упаковками основе естественных волокон и естественных минералов – стеклом и бумагой.

Отечественный и мировой опыт показывают, что проблемы утилизации полимерных упаковок перевешивают все достоинства данного материала. Отказаться полностью от полимерных изделий в некоторых отраслях (таких как машино – и приборостроение) просто невозможно, однако отказ от полимерных материалов возможен и реален в пищевой промышленности. Полимерные упаковочные материалы могут быть заменены на более безопасные для человека и окружающей природной среды картон и стекло.

Производство стекла и бумаги не наносит вреда окружающей природной среде, в них не содержатся вредные химические и синтетические агенты, они не контактируют с пищевыми продуктами, их легко утилизировать без нанесения вреда биосфере или вернуть в производственный цикл.

Как показали проведенные исследования, полистирольный материал представляет собой химическую систему, которая при изменении внешних факторов активно взаимодействует с контактирующими средами. Производство и применение полимерных упаковочных материалов связано с риском миграции в продукт повышенного количества стирола – токсичного и вредного вещества для организма человека и окружающей природной среды. Проведенные лабораторные исследования и анализ литературного материала позволили сделать следующие выводы:

- у 30% полимерных упаковок, продаваемых в г. Тюмени отсутствуют сведения о материале, из которого изготовлена тара.
- у 90% полистирольных упаковок маркировка не соответствует требованиям ГОСТ Р 51760.
- срок использования полимерного упаковки составляет максимум 10 дней, затем она отправляется на свалку на ближайшие 50 – 100 лет.
- на свалке происходит старение полистирола с выделением в окружающую среду продуктов деструкции – вредных и опасных веществ, в частности стирола (2-ой класс опасности).
- чем больше производится полимерных упаковок, тем быстрее растут свалки вокруг городов.

Исходя из этого, нами предлагается не использовать полимерный материал при контакте с пищевыми продуктами, а вернуться к упаковкам на основе естественных волокон и естественных минералов.

Отказ от использования полимерных упаковочных материалов хотя бы в пищевой промышленности станет огромным вкладом в уменьшение объемов городских свалок, а, следовательно, и в степень загрязнения биосферы.

Таким образом, проблема избавления от полимерных отходов, прежде всего государственная и для ее успешного решения необходимо принятие законов, госбюджетное финансирование, создание межведомственной структуры, состоящей не только из менеджеров, но и из грамотных специалистов в этой области.

ВЛИЯНИЕ ДОБАВОК НА ПРОЦЕССЫ ГИДРАТАЦИИ И ТВЕРДЕНИЯ ПОРТЛАНЦЕМЕНТА М500

А.П. Новосёлова, С.А. Антипина

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Качество и долговечность строительных объектов из монолитного и сборного железобетона зависит от качества бетона, которое непосредственно будет зависеть от свойств цемента и от процесса гидратации. Низкое качество портландцемента обусловлено недожогом портландцементного клинкера и недомолом портландцемента большинством цементных заводов России, что приводит к снижению активности портландцемента и ухудшению свойств бетона.

Химические добавки оказывают существенное влияние на процессы твердения (главным образом на интенсивность набора прочности). Использование добавок позволяет регулировать строительно-технические свойства цементов и повышать активность клинкера при его взаимодействии с водой. Различные добавки способны уменьшать водопотребность цементов, повышать прочность, морозостойкость, а также увеличивать или уменьшать сроки схватывания, повышать трещиностойкость, биостойкость и придают цементам другие необходимые свойства

Целью работы было исследовать влияние различных добавок: $MgCl_2$, KNO_3+NaNO_3 , ПБ-2000, ПБ-2000+жидкое стекло (модуль 3) на свойства портландцемента марки 500.

Свойства цемента влияют как на свойства растворов и бетонных смесей, так и на свойства изделий. Поэтому первым этапом было исследовать основные строительно-технические свойства [1, 2] портландцемента марки 500, результаты исследований приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Строительно-технические свойства портландцемента М500

Истинная плотность, кг/м ³	Остаток на сите, %		Нормальная густота, %	Сроки схватывания, мин	
	№ 02	№ 008		Начало	Конец
3100	0,2	12,2	29	55	135

Таблица 2

Сроки схватывания портландцемента М500 с добавками

Состав	Сроки схватывания, мин	
	начало	конец
Цемент	55	135
Цемент + MgCl ₂	45	165
Цемент+ KNO ₃ + NaNO ₃	30	150
Цемент + ПБ-2000	60	225
Цемент + ПБ-2000 + ж. стекло	100	270

Добавки MgCl₂ и KNO₃+NaNO₃ сокращают начало сроков схватывания при увеличении конечных его значений. Введение добавок ПБ-2000 и ПБ-2000+ж.стекло в цементное тесто приводит к увеличению начала и конца сроков схватывания.

Все исследуемые добавки вводились в количестве 1 % от массы портландцемента. Добавки взвешивались на весах и растворялись в заданном объеме воды (В/Т=29 %), после чего навеска цемента затворялась приготовленным раствором, тщательно перемешивалась, и формовались образцы-кубы в разъемные формы с размером 10x10x10 см, уплотнялись на вибростоле в течение 10 мин. Образцы твердели в гидравлической ванне в течение 2, 7, 14 и 28 суток. После каждого срока твердения образцы исследовались на основные строительно-технические свойства.

Истинная плотность образцов определялась пикнометрическим методом, результаты приведены в табл.3.

Таблица 3

Истинная плотность цементных систем

Состав	Истинная плотность, кг/м ³			
	Время твердения, сутки			
	2	7	14	28
Цемент без добавок	2622,9	2555,4	2490,7	2433,9
Цемент+MgCl ₂	2587,3	2467,3	2416,6	2385,6
Цемент+(KNO ₃ +NaNO ₃)	2583,4	2505,7	2461,3	2374,8
Цемент+ПБ-2000	2595,4	2503,8	2458,8	2399,2
Цемент+ПБ-2000+жидкое стекло	2566,3	2472,6	2405,4	2408,3

Анализ результатов показал, что истинная плотность уменьшается с увеличением сроков твердения, за счет новообразований с наименьшей плотностью. Введение добавок снижает значение истинной плотности в первые сутки твердения по сравнению с образцами на портландцементе без добавок, что может говорить о благоприятном воздействии их на процесс гидратации.

Исследуемые добавки способствуют увеличению предела прочности при сжатии образцов уже с первых суток твердения от 10 до 50 % (рис. 1). С увеличением времени твердения образцов набор прочности при сжатии продолжается, но с добавками ПБ-2000 и ПБ-2000+жидкое стекло не превышает прочности при сжатии образцов без добавок. Введение добавки MgCl₂ в цементное тесто приводит к увеличению предела прочности при сжатии образцов на 10 % в возрасте 28 суток.

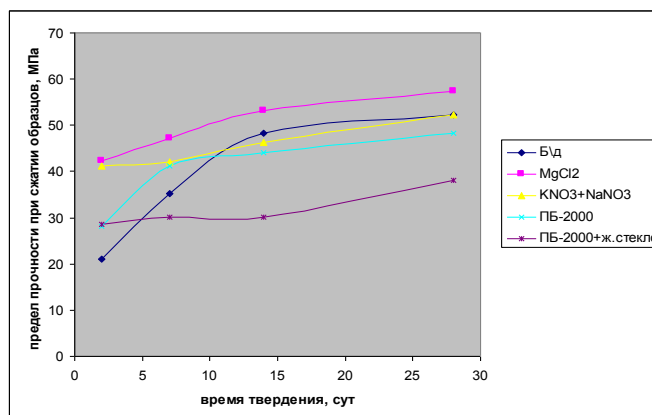


Рис.1 График зависимости предела прочности при сжатии цементных образцов от времени твердения и вида добавки

Дифференциально-термический метод анализа используется для исследования фазовых превращений в исследуемых образцах. В данной работе сделан акцент на расчет количества химически связанной воды от времени твердения и вида добавок по полученным данным ТГА, рис. 2.

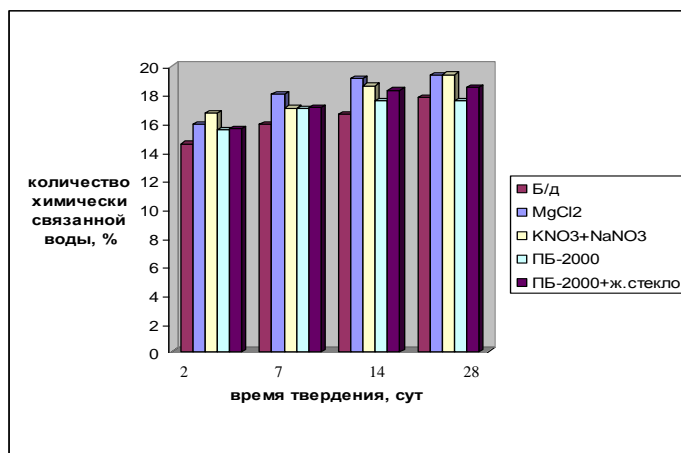


Рис.2 График зависимости количества химически связанной воды от времени твердения и вида добавки

При введении добавок количество связанной воды в образцах увеличивается по сравнению с бездобавочным цементом с первых суток твердения. Максимальное количество воды оказывается связанным в цементе с добавками MgCl₂ - 19,35 % и KNO₃+NaNO₃ – 19,5 %. Количество связанной воды указывает на более полное протекание реакции гидратации цемента.

Таким образом, результаты исследований показывают положительную динамику влияния добавок на свойства портландцемента марки 500.

Литература

1. ГОСТ 30744–2001 Цементы. Методы испытаний с использованием полифракционного песка. – Введ. 2001–08–20. – М.: Изд-во Стандартов, 2001. – 20с.
2. ГОСТ 31108–2003 Цементы общестроительные. Технические условия. – Введ. 2003–06–21. – М.: Изд-во Стандартов, 2003. – 16с.

КОМПОЗИТЫ НА ОСНОВЕ ПЕРЛИТА И СТЕКОЛЬНОГО БОЯ

В.И. Огурцова

Научный руководитель профессор Н.Ф. Жерновая

**Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова,
г. Белгород, Россия**

Современный уровень строительства определяет чрезвычайно высокие требования к свойствам и соответственно составам строительных материалов. Одним из перспективных строительных материалов является перлит, потенциальные возможности которого на сегодняшний день раскрыты не полностью.

В последние годы активно проводятся научно-исследовательские и экспериментальные работы по развитию и совершенствованию направлений использования вспученного и природного перлита [1, 2]. Эволюция композиций с их участием направлена на создание материалов с новым комплексом свойств, способствующим повышению эксплуатационной надежности и снижению энергопотребления строительных объектов.

Настоящая работа посвящена исследованию возможности получения композиционных материалов, обладающих теплоизоляционными и декоративными свойствами, на основе вспученного перлитового песка марки М75, природного перлита месторождения Мухор-Тала и тонкомолотого боя тарного стекла. Составы экспериментальных композиций представлены в табл. 1.

В представленных композициях тонкомолотый стекольный бой играет роль матрицы (связки), вспученный перлит – пористого наполнителя. Добавка в матрицу тонкомолотого природного перлита использована для повышения ее химической устойчивости.

Таблица 1

Состав стеклокомпозитов с перлитовым наполнителем

Композит	Содержание компонентов, мас. %		
	Стеклобой	Перлит	
		вспученный	природный
7,5П*	92,5	2,5	5
10П	90,0	5,0	5
12,5П	87,5	7,5	5
15П	85,0	10,0	5
20П	80,0	15,0	5
25П	75,0	20,0	5

* в наименовании композита указано общее содержание перлита, мас. %.

В фарфоровой ступке перемешивали увлажненный вспученный перлит и смесь порошков стеклобоя и природного перлита до получения однородной массы. Из полученной смеси (влажность 6–8%) при давлении 10 МПа были отпрессованы плитки размером 50×50×8 мм, которые обожгли при температурах: 700, 750, 800°C в течение 20 мин. Предварительные опыты показали, что количество вспученного перлита в композите целесообразно изменять от 7,5 до 15 мас. %, что соответствует 54,5 и 74,5 об. % соответственно. При меньшем содержании вспученного перлита снижается эффективность его действия как компонента, обеспечивающего теплоизоляционные свойства композита. Введение в смесь более 15 % вспученного перлита значительно ухудшает ее технологические характеристики, а именно: не удается добиться равномерного распределения наполнителя в материале. Снижается связующая функция матрицы и возможность получения прочных спеков.

Для проведения дальнейших исследований были изготовлены материалы с 7,5 и 15 %-ным содержанием вспученного перлита. Структура полученных композитов с увеличением в ×40 раз показана на рис. 1.

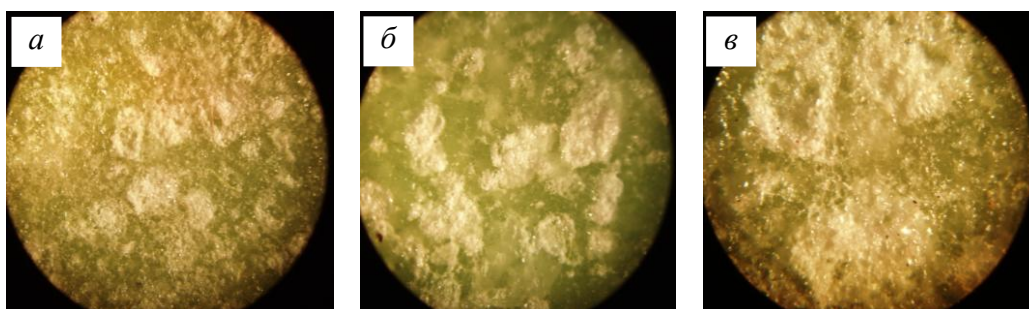


Рис.1 Структура композитов

- а) с содержанием вспученного перлита 7,5 % после термообработки при 750°C;
б) с содержанием вспученного перлита 7,5 % после термообработки при 800°C;
в) с содержанием вспученного перлита 15 % после термообработки при 750°C.

Все композиты представляли собой спеченные материалы, в матрице которых более или менее равномерно распределены пористые гранулы вспученного перлитового песка (рис. 1а, 1б). При увеличении доли перлита до 15 % матрица не всегда образует разделяющие прослойки между гранулами, в результате гранулы объединяются в большие конгломераты с открытой пористостью, зачастую выходящие на поверхность образца (рис. 1в). Такие материалы, безусловно, необходимо защищать путем нанесения на поверхность различного рода покрытий, чтобы обеспечить надежную службу в условиях воздействия внешних факторов.

Матрица композитов также имеет множество воздушных пузырьков, заключенных в ней в процессе спекания. Часть газовых пузырьков была вытеснена в матрицу из вспученного перлита в результате усадочных напряжений и деформаций при обжиге.

Обожженные плитки испытывали на водопоглощение, пористость и плотность, измерили линейную усадку (табл. 2).

С увеличением температуры обжига степень спекания материала повышается, а, следовательно, пористость и водопоглощение уменьшаются. Плитки, содержащие 15 % вспученного перлита, имеют значения водопоглощения выше по сравнению с плитками с 7,5 %-й долей перлита, так как именно перлит является «носителем» пористости композиционного материала, а, следовательно, повышает и водопоглощение материала.

Обжиг образцов с содержанием вспученного перлита 7,5% при $t = 800^\circ\text{C}$ приводит к образованию плотно спеченного материала с водопоглощением менее 1 %, что характерно для материалов, используемых в наружной облицовке зданий, цоколей, кладке пола. Если температура обжига не превышает 750 °C, получают пористые материалы, которые можно применять для внутренней облицовки стен.

Таблица 2

Свойства плиток стеклокомпозита

Доля перлита, мас. %	Температура обжига, °С	Водопоглощение, %	Пористость, %	Плотность, кг/м ³	Линейная усадка, %
7,5	700	6,43	13,33	2074	8,22
7,5	750	2,92	6,46	2210	13,21
7,5	800	0,37	0,65	2275	15,60
15,0	700	8,60	17,23	1920	7,66
15,0	750	3,67	8,34	2140	12,54
15,0	800	0,65	2,85	2170	14,81

Отобразим результаты исследований графически на рис. 2.

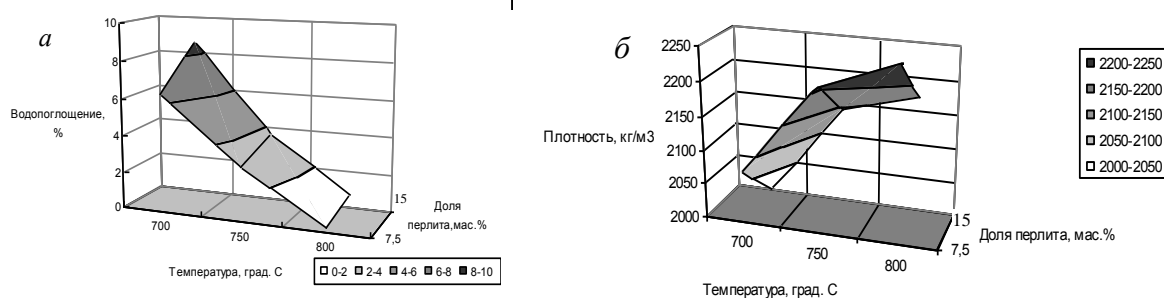


Рис. 2 Зависимость водопоглощения (а) и плотности (б) стеклокомпозитов от содержания перлита и температуры обжига

По результатам выполненных работ установлено, что свойства полученных на основе вспученного перлитового песка, природного перлита и стекольного боя композитов зависят от комплекса факторов, среди которых основными являются: состав композиции, гранулометрия вспученного перлита, условия формования композитов (влажность смеси, давление прессования), условия термообработки (температура и длительность). Варьируя перечисленные факторы можно получить материалы с различными строительно-техническими свойствами, характерными как для облицовочных, так и теплоизоляционных материалов, как для внутреннего, так и наружного применения.

Для всех исследованных композиций отмечена большая усадка при термообработке, что является отрицательным фактором. Значение усадки возрастает с повышением температуры обработки. В дальнейшем следует изучить возможность снижения усадочных деформаций, например, путем введения в состав композитов армирующих составляющих – стеклянных и минеральных волокон или повышения доли природного перлита.

Интересными представляются исследования по декорированию получаемых стеклоперлитовых материалов.

Разработка новых материалов для строительства на основе вспученного перлита и стекольного боя является весьма перспективным направлением.

Литература

1. Повышение эффективности пеностеклол путем использования эффузивных пород и стеклобоя: Автореферат дис. на соискание уч. степ. д.т.н. Дамбинова Д.Р. Вост.-Сиб. гос. техн. ун-т, Улан-Удэ, 2007, 40 с.
2. Наседкин В. В. Перлит как заполнитель легких бетонов (историческая хроника и перспективы на будущее)//Строительные материалы. – 2006. – №6. – С. 70–74.

ИЗОЛЯЦИЯ ТЕХНОГЕННЫХ МАССИВОВ И ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ БИОРЕАКТОРА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ СВАЛОЧНОГО ГАЗА НА ТЕРРИТОРИИ САНКТ- ПЕТЕРБУРГА

Т.А. Петрова, Д.С. Корельский, Э.А. Кремчев

Научный руководитель профессор М.А. Пашкевич

Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)), г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время на базе СПГИ(ТУ) ведутся работы целью которых является создание технологий, позволяющих предотвратить (снизить) техногенную нагрузку на атмосферный воздух, почвенно-растительный покров и природные воды в районах расположения существующих техногенных массивов, представленных организованными и неорганизованными территориями складирования твердых бытовых отходов, а также интенсифицировать процессы выхода свалочного газа, для его последующей утилизации.

В ряде статей и монографий встречается множество терминов являющихся либо аналогами термина "техногенные массивы", тем не менее, для хранилищ отходов, добычи и переработки минерального сырья, бытовых и промышленных отходов общими являются проблемы экологически безопасного складирования, что может служить основанием для объединения различных видов техногенных образований в единое понятие – техногенный массив [1].

В настоящее время на территории Санкт-Петербурга образуется в год около 6 млн. м³ твердых бытовых отходов (ТБО). Количество опасных фракций, содержащих ртуть, соединения тяжелых металлов, хлорорганические и иные токсиканты, в общем объеме ТБО Санкт-Петербурга составляет не менее 70 тыс. т. Сбор отходов в городе общий. Селективный сбор опасных отходов от населения не практикуется. Поэтому в настоящее время проблемные отходы не выделяются из общей массы ТБО, образуемых населением, а захораниваются вместе с малоопасными фракциями, что облегчает попадание токсичных веществ в окружающую среду. Как правило, изоляция территории захоронения отходов ТБО не предусматривается или она является весьма несовершенной. Также при захоронении ТБО имеется проблема эмиссии метана, ежегодная эмиссия метана со свалок России оценивается в размере 1,1 млрд. м³ (788 тыс. т), что почти в два раза превышает современное его потребление в мире. Утилизация свалочного газа, которая в настоящее время не производится весьма перспективна для России, так как около 97 % из 30 млн. т ежегодно образующихся отходов захоранивается на полигонах и организованных свалках. В России эксплуатируется более 1300 полигонов ТБО.

В Санкт-Петербурге ежегодно образуется около 5 млн. кубометров твердых бытовых отходов, из которых около 80 % захоранивается на трех действующих полигонах.

Свалочный газ неизбежно попадает в атмосферу, что вызывает ряд негативных последствий. Известно много случаев отравления при техническом обслуживании углубленных инженерных коммуникаций. Накопление газа в теле свалки зачастую вызывает самовозгорание твердых бытовых отходов. Процесс горения сопровождается образованием токсичных веществ, в частности, диоксинов.

В последнее время особую актуальность приобрела проблема утилизации метана содержащегося в свалочном газе, в связи с его парниковыми свойствами в проблеме потепления земного климата.

В 2002 году был разработан проект реконструкции полигона «Новоселки», предусматривающий превращение его в высоконагружаемый полигон с высотой отвала до 58 м и продление за счет этого срока эксплуатации полигона еще на 20 лет. Однако проект не получил положительного заключения государственной экологической экспертизы и был отклонен. Емкость полигона ПТО-1 «Южный» близка к исчерпанию.

К настоящему времени ТБО, захороненные на полигонах, как действующих, так и выведенных из эксплуатации, занимают 354 га территории Санкт-Петербурга — без учета территории полигона «Южный», расположенного в Ломоносовском районе Ленинградской области, а также мест захоронения осадков городских очистных сооружений и площади санитарно-защитных зон вокруг этих полигонов. Территории, занятые полигонами ТБО, выводятся из хозяйственного оборота на длительный срок (80-100 лет).

В этой связи возникла необходимость оценки негативного воздействия техногенных массивов ТБО Санкт-Петербурга на природную среду и разработки мероприятий по оздоровлению неблагоприятной экологической обстановки путем создания надежного, экологически безопасного и экономически эффективного способа изоляции техногенных массивов на основе формирования экранов из полимерных материалов в оплавленном совместно с грунтами (ПМО) состоянии с параллельным получением биогаза.

В настоящее время, несмотря на высокую экологическую опасность техногенных массивов ТБО, отсутствуют методы комплексной количественной оценки их воздействия на природную среду и выбора на основе этих методов экологически целесообразных и экономически эффективных средозащитных мероприятий.

Очевидна необходимость изоляции техногенных массивов, ликвидации очагов атмо-, лито- и гидрохимических ореолов загрязнения, вызывающих деградацию почвенно-растительного покрова и негативного воздействия на живые организмы, загрязнение атмосферного воздуха и природных вод, а также утилизация потенциально полезного ископаемого – биогаза [2].

Научная новизна предлагаемых решений заключается в новом технологическом решении по созданию изолирующих экранов, состоящих из гранулированных полимерных материалов (или их отходов) и наполнителей – структурообразователей, подвергаемых термической обработке с помощью нагревательной установки при температуре плавления композиционного материала, составляющей 150-170 оС и низкой скорости остывания расплава; экологически рациональных и экономически эффективных способов изоляции опасных отходов различного генезиса.

Научно-техническая значимость проекта обуславливается разработкой способа изоляции экологически опасных отходов, позволяющего повысить эффективность и долговременность защиты компонентов природной среды, сократив затраты на оздоровление и рекультивацию территорий районов размещения техногенных массивов.

На основании данных научной и нормативно-методической литературы, а также результатов уже реализованных (2002-2008 г.г.) и проводимых в настоящее время оригинальных исследований территорий расположения техногенных массивов, а также мероприятий по снижению их техногенного воздействия на окружающую среду были достигнуты следующие результаты:

- разработана классификация техногенных массивов по уровню их нарушения и загрязнения с целью создания новых методов оценки воздействия на природные комплексы;
- разработан способ изоляции техногенных массивов, основанный на плавлении легкоплавких экологически чистых композиционных материалов, содержащих отходы полиэтилена, отличающийся тем, что готовят смесь из

отходов полиэтилена (70-99 %) и полипропилена (1-30 %) (в зависимости от условий складирования). На поверхности техногенного массива создается небольшой уклон от центра к краям, затем смесь равномерно распределяют по всей площади спланированного основания хранилища на высоту 3-5 см. После чего подвергают термической обработке с помощью нагревательной установки при температуре плавления композиционного материала, составляющей 150-170 °С. После остывания оплавленного слоя на его поверхность наносится изоляционный слой из крупнозернистого материала (гравий, галька и т.п.).

- путем создания гидроизолирующего экрана из термически преобразованных композиционных материалов способного реализовать гидроизоляционные свойства в условиях постоянно возрастающей нагрузки при увеличении массы отходов в теле полигонов, а также контакта с режущими и колющими объектами было достигнуто увеличение прочности и сохранение формы покрытия на длительный срок;
- снижен коэффициент фильтрации за счет повышения антифрикционных свойств покрытия, увеличена плотность и сокращена пористость;
- уменьшено водопоглощение покрытия за счет термического взаимодействия композиционного материала с грунтовым основанием;
- повышена устойчивость покрытия к агрессивной среде за счет предложенной термической обработки отходов полиэтилена, обеспечивающих повышенную изоляцию покрытия от разрушающего влияния рН среды фильтрата и продуктов брожения отходов;
- снижение стоимости покрытия за счет утилизации для его создания отходов полиэтилена и полипропилена;
- разработаны способы восстановления биологической продуктивности территорий захоронения бытовых отходов на основе использования биопены.

В настоящее время разрабатывается механизированный комплекс, реализующий технологию изоляции отходов ТБО и ведется создание водо- и воздухонепроницаемого реактора с анаэробными условиями для эффективного синтеза биогаза.

Планируемый объем финансирования Европейского союза на осуществление проекта в пределах только полигона «Новоселки» составит минимум 300 000 евро. В настоящее время подготовлен и находится на рассмотрении в комитете ЕС совместный проект с Хельсинским технологическим институтом об обращении с твердыми бытовыми отходами на территории Санкт-Петербурга и Ленинградской области. Возможно также привлечение финансирования по программе «Альтернативная энергия», реализуемой по заказу ОАО «Газпромрегионгаз».

Прогнозирование объемов и качества газов на стадии образования метана представляет сложную проблему, так как обе эти характеристики зависят соответственно от "объемов" и "качества" каждого типа отходов, но тем не менее из одной тонны мусора образуется 350-450 м³ газа.

Экономический эффект от внедрения результатов теоретических и научно – практических разработок коллектива авторов определяется:

- повышением эффективности синтеза биогаза за счет водо- воздухонепроницаемого анаэробного реактора;
- предотвращением эколого-экономических издержек за счет реального уменьшения воздействия техногенных массивов на окружающую среду и соответствующего сокращения платежей;
- социальным эффектом - снижением техногенной нагрузки на биотические компоненты и человека;
- утилизацией компонентов техногенных массивов - отходов полиэтилена и полипропилена;
- и ежегодно составляет более 150 млн. руб./год за счет реального уменьшения воздействия техногенных массивов на компоненты природной среды и человека.

В результате реализации проекта предусматривается утилизация отходов полиэтилена и полипропилена, накопленных и вновь образуемых на территории Санкт – Петербурга и Ленинградской области, добыча биогаза. Который может быть утилизирован в газораспределительных сетях ОАО «Газпромрегионгаз» в рамках существующего договора о сотрудничестве между СПГГИ(ТУ) и ОАО «Газпромрегионгаз».

Проект осуществляется при поддержке Комитета по науке и высшей школе Санкт – Петербурга.

Литература

1. Пашкевич М.А., Корельский Д.С. Технология рекультивации высокотоксичных техногенных массивов горнодобывающих и горно-перерабатывающих предприятий // Проблемы природопользования и экологическая ситуация в Европейской России и сопредельных странах, часть 3 - материалы III Международной научной конференции. Белгород 20-24.10.2008. С. 135-137.
2. Пашкевич М.А. Техногенные массивы и их воздействие на окружающую среду. Монография / изд. Наука, СПб, 2000. – 220 с.

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПИРОФИЛЛИТА ДЛЯ СИНТЕЗА МУЛЛИТА

В.В. Погребенкова, В.В. Горбатенко, М.В. Грехова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Алюмосиликаты составляют основу большого количества технических керамических материалов. К этому классу принадлежит керамика муллитовая и муллитокорундовая, кордиеритовая, клиноэнстатитовая, форстеритовая, цирконовая, литийсодержащая [1].

Муллитовая керамика привлекает к себе внимание и вызывает значительный интерес, обусловленный ее свойствами. Она перспективна для использования в качестве высокотемпературного и тренияльного материала, подложек микросхем, защитных покрытий и т.п. Кроме того, муллит представляет интерес и как составная часть композиционных материалов, повышающих их механическую прочность [2]. Еще одним достоинством муллитовой керамики является то, что ее механические свойства почти не меняются в широком интервале температур (от 20 до $\approx 1400^\circ\text{C}$); такая керамика используется при изготовлении изделий, предназначенных для работы под механическими нагрузками при высоких температурах [3]. Огнеупорные материалы на основе муллита широко используются в качестве теплоизоляционного материала в различных отраслях промышленности. Это обусловлено высокими теплотехническими и прочностными характеристиками муллита [4].

В промышленных условиях для производства муллитовой керамики в качестве кремнеземсодержащего компонента обычно используют глину или каолин. Вторым компонентом является глинозем, который служит для связывания избыточного оксида кремния, выделяющегося в результате реакции.

В качестве кремнеземсодержащего компонента для получения муллита можно использовать природный минерал из класса слоистых силикатов – пирофиллит. Химическая формула $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$, кристаллохимическая структурная формула $\text{Al}_2[\text{Si}_4\text{O}_{10}][\text{OH}]_2$. Теоретический состав минерала, мас. %: Al_2O_3 – 28,3, SiO_2 – 66,7, H_2O – 5,0. Расчетная температура плавления около 1740°C . Физико-химические свойства пирофиллита приведены в табл. [5].

Таблица

Состав, важнейшие свойства и диагностические признаки пирофиллита

Физико-химические свойства	Пирофиллит
Формула	$\text{Al}_2[\text{Si}_4\text{O}_{10}][\text{OH}]_2$ или $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$
Химический состав	Al_2O_3 28,3 %, SiO_2 66,7 %, H_2O 5,0 %
Изоморфное замещение и примеси	Al_2O_3 изоморфно замещается MgO (до 9 %), FeO (до 5 %); в небольших количествах примеси Fe_2O_3 , CaO , TiO_2 , Na_2O , K_2O
Сингония	моноклинная
Облик кристаллов	Пластинчатый, таблитчатый, однако кристаллов, пригодных для кристаллографического измерения, не встречается
Условия образования	Вторичный в результате гидротермального изменения кислых эффузивов
Спайность	Совершенная по (001)
Излом	Неровный
Цвет	Белый с желтоватым или зеленоватым оттенком
Блеск	Стеклообразный, в агрегатах с перламутровым оттенком
Прозрачность	Полупрозрачный в тонких пластинках
Показатели преломления	$n_g = 1,600$, $n_m = 1,588$, $n_p = 1,552$
Температурный коэффициент линейного расширения, 10^{-6} град-1	6,0
Твердость	1 по шкале Мооса, пластинки очень гибкие; после обжига возрастает до 7
Жирность	На ощупь несколько жирный
Смачиваемость водой	Гидрофобный
Плотность, г/см ³	2,66-2,90
Кажущаяся плотность после обжига (1400°C), г/см ³	1,6-1,9
Электропроводность	Низкая
Теплопроводность	Низкая
Огнеупорность, $^\circ\text{C}$	1650-1700
Поведение перед паяльной трубкой	Расщепляется на отдельные тонкие листочки
Температура дегидратации, $^\circ\text{C}$	700-900
Температура разрушения кристаллической решетки, $^\circ\text{C}$	1150
Температура плавления, $^\circ\text{C}$	1740
Кислотостойкость	В H_2SO_4 разлагается при сильном нагревании, с HCl и HNO_3 не реагирует
Щелочестойкость	высокая

В связи с особенностями кристаллохимии, в отличие от других природных алюмосиликатов, пирофиллит имеет ряд ценных физико-химических и технологических свойств: удовлетворительную огнеупорность, высокую термическую стойкость, облегченную дробимость и измельчаемость в связи с низкой твердостью, химическую инертность природного и обожженного минерала к действию различных кислот и солей, относительно

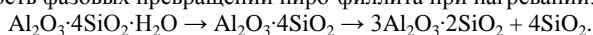
низкую теплопроводность, низкий коэффициент трения, отсутствие усадки при обжиге, существенное повышение твердости (до 7,5 по шкале Мооса) продуктов спекания при умеренных температурах (1300-1400°C).

Все перечисленные выше свойства обеспечивают пиррофиллиту за рубежом широкое применение в различных отраслях промышленности. Керамику с использованием пиррофиллита начали производить в США в 1926 г. Выпускали широкий ассортимент керамической продукции: облицовочные плитки, санфаянс, бытовой фарфор, радиодетали, электрофарфор и др. Введение в шихту пиррофиллита уменьшило продолжительность обжига изделий, увеличило температурный интервал между спеканием и плавлением керамических масс, снизило усадку изделий. В Японии пиррофиллитосодержащую породу под названием росэки уже более ста лет используют в качестве многофункционального сырья для производства алюмосиликатных огнеупоров, керамики и многих других видов продукции. Годовая добыча пиррофиллита в Японии превышает 1 млн т, в США 800 тыс. т, в Южной Корее 500 тыс. т, в Китае 600 тыс. т.

В России и странах СНГ известно более 15 месторождений пиррофиллитового сырья. Наиболее крупные разведанные залежи пиррофиллита имеются в Украине (Овручский район), Казахстане, на Урале и Дальнем Востоке. В России использование пиррофиллита в качестве огнеупорного материала началось в 1867 г. на Спасском медеплавильном заводе [6].

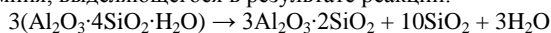
В результате ранее проведенных исследований, было выявлено, что пиррофиллит является перспективным сырьем для производства огнеупорной керамики.

Рассмотрим процессы, которые протекают в пиррофиллите под воздействием температуры. При нагревании конституционная вода удаляется полностью в интервале 700-900 °С. Продуктом полной дегидратации является метапиррофиллит $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2$. При 1150 °С метапиррофиллит разлагается с образованием муллита и кристобалита. Общая последовательность фазовых превращений пиррофиллита при нагревании:

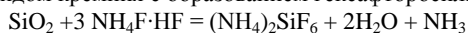


Конечными продуктами высокотемпературных превращений являются огнеупорные соединения — муллит и кристобалит, типичные для всех обожженных алюмосиликатов: каолинита, кианита, андалузита, силлиманита, топаза и др.

Для получения чистого муллита из природных минералов, таких как пиррофиллит, необходимо избавиться от избыточного оксида кремния, выделяющегося в результате реакции:

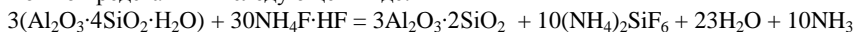


Удалять избыточный оксид кремния возможно с помощью гидрофторида аммония $\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$, который при нагревании взаимодействует с оксидом кремния с образованием гексафторосиликата аммония по реакции:



Гексафторосиликат аммония, в отличие от тетрафторида кремния является при нормальных условиях неагрессивным, твердым веществом, сублимирующимся при температуре 320°C. Эффект сублимации позволяет эффективно удалять гексафторосиликат аммония, а соответственно и оксид кремния, из силикатной породы.

Результирующую реакцию процесса синтеза муллита из пиррофиллита с применением гидрофторида аммония можно представить в следующем виде:



Предложенная технология получения муллитовых изделий позволит снизить температуру синтеза муллита, а также получать материалы с улучшенными физико-химическими свойствами.

Таким образом, пиррофиллит является перспективным сырьевым материалом для производства муллитовой керамики с использованием фтораммонийной технологии. Данный способ синтеза муллита позволит снизить себестоимость конечных продуктов за счет невысокой себестоимости минерального сырья, а также за счет уменьшения температуры синтеза.

Литература

1. Балкевич В.Л. Техническая керамика. – М.: Стройиздат, 1984.
2. Бобкова Н.М., Каврус И.В., Радион Е.В., Поповская Н.Ф. Формирование муллита, получаемого методом совместного осаждения// Стекло и керамика. – Москва, 1998. – № 6 – С. 18-20.
3. Орданьян С.С., Васильева А.М., Степаненко Е.К. Термостойкая керамика на основе систем муллит-кордиерит и муллит-сподумен// Огнеупоры и техническая керамика. – Москва, 2003. – № 11 – С. 24-27.
4. Луханин М.В., Аввакумов Е.Г., Павленко С.И. Роль механохимической активации в получении огнеупорной керамики на основе муллита и карбида из вторичных минеральных ресурсов// Огнеупоры и техническая керамика. – Москва, 2004. – №1 – С. 32-34.
5. Черностопов Ю.Л. Требования промышленности к качеству минерального сырья: Справочник для геологов. Вып. 1. Тальк и пиррофиллит. – М.: Госгеолтехиздат, 1961. – 54 с.
6. Зайков В.В., Кораблев Г.Г., Удачин В.Н. Пиррофиллитовое сырьё палеовулканических областей. – М.: Наука, 1989. – 228 с.

**ПОЛУЧЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ
НА ОСНОВЕ ПЕРЛИТА ХАСЫНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.В. Поплетнёва, А.В. Мухортова, И.С. Сулейманов

Научный руководитель доцент О.В. Казьмина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Перлит – горная порода, являющаяся вулканическим стеклом, образовавшимся при застывании вулканических лав, богатых кремнеземом. Перлиты образуются в результате поверхностной гидратации обсидиана, или непосредственно при остывании вязкой стеклоподобной лавы. Данная порода может применяться в естественном виде (в строительстве), но чаще используется во вспученном состоянии в качестве теплоизоляционного материала. Процесс вспучивания осуществляется методом термического удара при 900-1100°C.

Цель данной работы – установить принципиальную возможность получения пеностеклового материала на основе перлита Хасынского месторождения при температурах ниже 900 °С.

Результаты химического анализа, приведенные в табл. 1, показали, что материал относится к алюмосиликатным составам с достаточно высоким содержанием кремнезема, оксида алюминия и щелочных оксидов. Модуль вязкости, рассчитанный по составу равен 4,2, что указывает на высокую вязкость стеклофазы.

Таблица 1

Химический состав перлитов Хасынского месторождения

Содержание, масс. %												
SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO	MnO	K ₂ O	Na ₂ O	P ₂ O ₅	SO ₃	ппп
70,75	0,26	13,74	1,14	0,5	1,26	0,37	0,05	4,12	3,63	0,03	0,05	3,85

Для определения поведения перлита в процессе термической обработки с целью подбора оптимальных температурных режимов получения пеноматериалов проведен дифференциально-термический анализ исходной породы (прибор SDT Q 600 V8/1 Build 99). Установлено, что на кривых ДТА присутствуют эндоэффекты при температурах 70, 559, 800 °С, отвечающие процессам удаления свободной воды, полиморфным превращениям кварца и дегидратации химически связанной воды, входящей в состав щелочного гидроалюмосиликата Na₂O·Al₂O₃·SiO₂·H₂O. При этом, несмотря на аморфное состояние породы, до 1000 °С отсутствует эндоэффект плавления, что говорит о низкой реакционной способности данной породы за счет свободного кварца.

Определение температуры вспучивания исходной породы показало, что материал ведет себя неактивно, вспучивания отдельных зерен не наблюдается при температурах 950 и вплоть до 1200 °С, при которых имеет место спекание порошка, что проявляется в усадке свободно насыпанного материала.

Эти вышеперечисленные обстоятельства говорят о том, что для организации процесса вспенивания при получении пеноматериалов на основе перлита в состав шихты необходимо вводить добавки, понижающие вязкость расплава и температуру вспенивания материалов, в качестве которых могут быть использованы щелочные или щелочноземельные природные или синтетические материалы. В данной работе были опробованы такие добавки как сода, доломит, сульфат натрия.

Получение теплоизоляционного пеноматериала непосредственно из шихты на основе перлита одностадийным способом позволит значительно упростить и удешевить его производство. Предпосылками для низкотемпературной одностадийной технологии являются аморфность и тонкодисперсность исходного перлита. С этой целью были проведены опыты по подбору компонентного состава шихт, а также виду и количеству газообразователя. Проведенные исследования показали нецелесообразность применения карбонатных газообразователей, что обусловлено химическим взаимодействием карбоната натрия с перлитом в процессе нагрева и несовпадением температур пиропластического состояния смеси и активного газообразования. Введение высокотемпературного газообразователя – сажи, также не дало удовлетворительных результатов. Вероятно, это связано с тем, что зерно газообразователя оказывается капсулированным ранее появившимся расплавом, что приводит к снижению доступа окислителя и как следствие отсутствию активного газообразования.

С целью получения материала с равномерной мелкопористой структурой более целесообразным является использование двустадийной технологии с получением промежуточного продукта, на основе которого можно получать пеностеклообразные материалы различной плотности и прочности.

Для синтеза промежуточного продукта путем термообработки исходной шихты в муфельной печи опробованы составы шихт с высоким и низким содержанием кальцинированной соды. Компонентный состав шихт рассчитывается исходя из химического состава сырьевых материалов, входящих в шихту, путем решения системы уравнений (табл. 2).

Таблица 2

Расчетные составы шихт

Сырьевые материалы	Состав шихты, масс. %	Содержание оксидов, мас. %							
		SiO ₂	TiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe _x O _y	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O
Состав 1									
Перлит	85	62,7	0,3	12,2	1,5	1,1	0,4	3,7	3,2
Сода	15	–	–	–	–	–	–	–	8,6
Итого	100	62,7	0,3	12,2	1,5	1,1	0,4	3,7	11,8
Состав 2									
Перлит	77	56,8	0,2	11	1,3	1	0,3	3,3	2,9
Сода	23	–	–	–	–	–	–	–	13,2
Итого	100	56,8	0,2	11	1,3	1	0,3	3,3	16,1

Исследование процесса вспенивания проводилось на пенообразующих шихтах, которые были получены путём совместного помола и перемешивания порошка предварительно полученного материала с газообразователем. Пенообразующие шихты при подобранных режимах вспенивания являются хорошо вспенивающимися, макроструктура образцов, а именно равномерность распределения пор, их размер, толщина межпоровых перегородок соответствуют высококачественному пеностеклу (табл. 3).

Таблица 3

Характеристика процесса вспенивания гранулированного материала

Состав исходной шихты	Температурный режим вспенивания		Коэффициент вспенивания, %	Фотоснимки образцов	
	T, °C	t, мин		до и после вспенивания	структура гранулы
перлит – 85 % сода – 15 % (сажа 1 %)	850	25	95		
перлит – 77 % сода – 23 % (сажа 1 %)	850	15	102		

В результате проведенных лабораторных исследований на основе перлитов получены гранулированные пеностеклянные материалы, характеристики которых приведены в табл. 4.

Таблица 4

Характеристика гранулированного пеностеклянного материала

Содержание соды в исходной шихте, масс. %	Свойства материалов			
	Плотность насыпная, кг/м ³	Прочность на сжатие, МПа	Теплопроводность, Вт/м К	Водопоглощение, масс. %
15	150	4,12	0,073	до 1
23	105	2,48	0,064	до 1

Полученные пеностеклянные материалы по физико-механическим характеристикам отвечают традиционному пеностеклу, получаемому на основе стеклобоя, отличаясь повышенной прочностью. По основным свойствам полученные пеностеклянные материалы соответствуют требованиям ТУ 5914 – 001 – 73893595 – 2005 (разработанные ЗАО «Пеноситал»).

Литература

1. Демидович Д.К. Пеностекло. Минск.: Наука и техника, 1975. - 248 с.
2. Китайгородский И.И., Кешишян П.И. Пеностекло. - М.: Промстройиздат, 1953. - 80 с.

3. Казанцева Л.К., Верещагин В.И., Овчаренко Г.И. Вспененные стеклокристаллические теплоизоляционные материалы из природного сырья // Строительные материалы. – Москва, 2001. - № 4. - С.33-34.

РЕСУРСОБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОЙ КОРДИЕРИТСОДЕРЖАЮЩЕЙ КЕРАМИКИ

Р.Ю. Попов

Научный руководитель доцент И.М.Терещенко

Белорусский государственный технологический университет, г. Минск, Беларусь

Современные технологии получения керамических материалов основаны на минимизации производственных расходов, что предусматривает, прежде всего, снижение энергозатрат, связанных с термообработкой полуфабриката изделий, поиском новых источников сырья для их получения, а также вовлечение различных видов отходов.

В особенности большое значение имеет использование нетрадиционных сырьевых материалов, включающих, в том числе, отходы добычи и переработки горных пород для производства. Использование ресурсосберегающих технологий позволяет не только расширить сырьевую базу отрасли и снизить зависимость от зарубежных поставщиков, но и решать проблему утилизации промышленных отходов.

На кафедре технологии стекла и керамики Белорусского государственного технологического университета проводятся работы по изучению возможности использования новых видов сырьевых материалов, а также отходов в качестве источников сырья для получения термостойкой керамики.

Как показывает анализ рынка термостойких материалов, особым интересом пользуются керамические изделия на основе кордиерита – алюмосиликата магния со стехиометрической формулой ($2\text{MgO}\cdot 2\text{Al}_2\text{O}_3\cdot 5\text{SiO}_2$), обладающих низкими значениями температурного коэффициента линейного расширения ($(0,8 - 3,2)\cdot 10^{-7} \text{ K}^{-1}$), линейной зависимостью ТКЛР от температуры, высокими электроизоляционными свойствами: электросопротивление ($10^7 - 10^6 \text{ Ом}\cdot\text{см}$ при $600 \text{ }^\circ\text{C}$), тангенс угла диэлектрических потерь ($10^{-3} - 10^{-4}$) химическая устойчивость к серной кислоте (98 – 99 %). Еще одним достоинством данной керамики является доступность сырьевых материалов, необходимых для синтеза.

Анализ потребностей предприятий в термически устойчивых керамических изделиях свидетельствует о том, что более 70 % из них эксплуатируются в области температур, не превышающих $1100 \text{ }^\circ\text{C}$, что создает возможность для вовлечения в производство кордиеритсодержащих материалов сырьевых компонентов, ранее не использовавшихся для этих целей, а именно легкоплавких и тугоплавких глин, гиббсита, ультрабазита и др. Следует отметить, что при использовании таких сырьевых материалов следует производить четкую дифференциацию условий, в которых они будут эксплуатироваться.

Составы исследуемых масс проектировались таким образом, чтобы обеспечить максимальное приближение химического состава конечного продукта к стехиометрическому составу кордиерита. Керамические массы готовились следующим образом: исходные сырьевые материалы смешивались, измельчались в вибромельнице до удельной поверхности $12000 - 13000 \text{ см}^2/\text{г}$, увлажнялись до влажности 6 – 8%, порошки вылеживались сутки, после чего из них изготавливались образцы полусухим прессованием с последующей сушкой и обжигом. Однократный обжиг осуществлялся в электрической печи в интервале температур от 800 до $1350 \text{ }^\circ\text{C}$ с выдержкой 1 ч. Скорость подъема температуры составляла $500 \text{ }^\circ\text{C}/\text{ч}$, охлаждение – инерционное.

Как показывают проведенные ранее исследования [1], наиболее целесообразным для синтеза кордиеритсодержащей керамики является использование каолинит-гидрослюдистых глинистых материалов, поскольку в процессе обжига они способствуют образованию достаточного количества вязкого расплава, интенсифицирующего как спекание керамики, так и процессов, обеспечивающих формирование основной кристаллической фазы – кордиерита. При этом предпочтение отдавалось глинам, содержащим до 10 мас. % гидрослюды при минимальном присутствии монтмориллонита и смешанослойных образований.

В качестве магнийсодержащего компонента наиболее часто используется тальк – силикат магния ($3\text{MgO}\cdot 4\text{SiO}_2\cdot \text{H}_2\text{O}$). Однако, как показывает практика, возможно использование таких сырьевых материалов как магнезит, хризотил-асбест и ультрабазит. О последнем следует сказать особо.

Ультрамафиты, к которым относятся и ультрабазиты – это бесполовошпатовые магматические горные породы, состоящие в основном из темноцветных минералов – оливина, ромбического и моноклинного пироксенов, амфибола, иногда биотита. В классе плутонических пород нормального петрохимического ряда в зависимости от химического состава и количественных соотношений названных минералов различаются ультраосновные ультрамафиты (ультрабазиты или гипербазиты) – оливиниты, дуниты, перидотиты, содержащие менее 45 % SiO_2 , и основные ультрамафиты – пироксениты и горнблендиты, в которых содержание SiO_2 может достигать 52 – 55 %. Минеральный состав довольно сложен и может быть представлен следующими минералами: серпентин, тремолит, актинолит, пироксен, роговая обманка, оливин, плагиоклаз, биотит. В качестве примесей могут присутствовать минералы: апатит и кварц. При этом отмечается, что химический состав представлен преимущественно оксидами магния, железа кремния и кальция. Высокое содержание оксидов магния (26,0 – 26,5 мас. %) и железа (12,5 – 13,8 мас. %) является благоприятным фактором для формирования кордиеритовой фазы и спекания материала.

Малая изученность данной горной породы для производства технической керамики объясняется тем, что она является отходом, образующимся при добыче ценных металлов. Опыт эксплуатации таких месторождений показывает, что ультраосновные породы, попутно извлекаемые при разработке, в объемном отношении зна-

чительно превышают количество добываемых руд, а стоимость их может превосходить стоимость основного продукта. В связи с этим были выполнены экспериментально-технологические исследования ультрабазитов для определения их пригодности в качестве перспективного сырья для получения термостойких кордиеритсодержащих материалов. Подобные исследования ранее не проводились.

Традиционно в производстве кордиеритсодержащих изделий используется технический глинозем. В связи с этим целесообразно несколько подробнее остановиться на свойствах глинозема. Его зерна имеют своеобразную структуру и представляют собой не монолитные беспористые кристаллы, а скопления мельчайших кристалликов α - и γ - Al_2O_3 размером около 0,1 мкм, образующие шарообразную, так называемую сферолитовую структуру. При преобладающем размере сферолитов 40 – 70 мкм технический глинозем обычно содержит и более крупные зерна до 100 – 120 мкм. Своеобразие структуры технического глинозема приводит к затруднениям при реализации ряда технологических процессов получения глиноземсодержащих материалов. Так, например, отмечаются некоторые сложности при тонком измельчении смесей, содержащих глинозем. Со структурой сферолитов также связана его недостаточная химическая активность в реакциях фазообразования при обжиге керамических материалов.

В связи с вышесказанным в качестве третьего компонента опытных масс выбран гидроксид алюминия $\text{Al}(\text{OH})_3$, которым в исследуемых композициях восполняется недостаток глинозема, вводимого глинистым сырьем. Гиббсит $\text{Al}(\text{OH})_3$ является промежуточным продуктом получения технического глинозема по способу Байера. Содержание Al_2O_3 в данном продукте составляет 62,5 %. Гиббсит имеет слоистую структуру, которая в некоторых отношениях сходна со структурой брусита – $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Каждый пакет состоит из 2-х слоев ОН-групп, расположенных приблизительно по принципу гексагональной плотнейшей упаковки, и атомов алюминия, лежащих между двумя слоями. Каждый атом алюминия находится в октаэдрическом окружении шести ОН-групп, но заняты лишь 2/3 октаэдрических пустот упаковки в противоположность бруситу, где заняты все такие позиции. В гиббсите пакеты располагаются друг над другом таким образом, что ОН-группы соседних пакетов лежат на одной линии. Кристаллы гиббсита таблитчатые, также в виде радиальных сфероидальных конкреций и корок с гладкой поверхностью.

Замена глинозема на гиббсит приводит к интенсификации процессов спекания при температурах обжига, превышающих 1050 °С. В процессе дегидратации резко возрастает дисперсность материала (размер частиц может достигать значений менее 0,01 мкм), что способствует активному растворению таких зерен в образующемся расплаве. Наличие высокодисперсных реакционноактивных модификаций глинозема вместо инертных сферолитов α - Al_2O_3 и приводит к интенсификации, как спекания опытных масс, так и фазообразования. Именно в этом состоит принципиальное отличие гиббсита от технического глинозема, традиционно используемого в кордиеритовых массах. Активному взаимодействию гиббсита, с другими составляющими массы способствует наличие паров воды («эффект Хедвалла»).

Несмотря на в целом положительный эффект данного компонента на протекающие при обжиге процессы, имеется один недостаток – повышенная усадка изделий, достигающая 6 % при 1200 °С, исключить который возможно при введении в состав массы боя изделий в количестве 10 мас. %.

Ниже представлены характеристики материалов, синтезированных на основе различных глин.

Таблица

Характеристики синтезированной керамики

Материалы на основе	Температура синтеза, °С	ТКЛР·10 ⁻⁶ К ⁻¹	Количество теплосмен (900-вода), шт.	Водопоглощение, %	Максимальная температура эксплуатации, °С
Тугоплавкой глины	1300	3,2	80	16,40	1250
Легкоплавкой глины	1200	2,5	115	9,80	1200

Таким образом, установлена принципиальная возможность использования для производства кордиеритсодержащих материалов, сырьевых компонентов, ранее не используемых для этих целей.

Установлено, что присутствие гидрослюдистой составляющей глин в исследуемых составах керамических масс способствует образованию вязкого расплава, интенсифицирующего как спекание материала, так и диффузионные процессы переноса вещества, с активизацией фазообразования.

Показано, что эффективным является использование гиббсита в качестве источника Al_2O_3 , поскольку при его нагревании в интервале температур от 320 до 800 °С происходят реакции разложения (дегидратации), в процессе которых, во-первых, образуются так называемые переходные метастабильные формы глинозема, активно участвующие в химических реакциях, а во вторых, резко возрастает дисперсность исходных частиц глинозема. Наличие высокодисперсных реакционноактивных форм глинозема также положительно влияет на процессы спекания и структурообразования керамики за счет повышенной диффузионной активности. Активное взаимодействие гиббсита с другими составляющими массы может объясняться также «эффектом Хедвалла» (повышенная реакционная способность компонента, характеризующаяся наличием гидроксильных групп).

Литература

1. Терещенко И.М. Энерго- и ресурсосберегающая технология получения кордиеритовой керамики // Огнеупоры и техническая керамика. – Москва, 2007. – № 12. – С.35 – 38.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ ЭНЕРГЕТИКИ

К.В. Прохоров

Научный руководитель доцент Т.Н. Александрова

*Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук,
г. Хабаровск, Россия*

В настоящее время горючие ископаемые являются основным источником энергии. Применение угля для производства электроэнергии и тепла приводит к образованию большого количества отходов [1]. Практически все виды отходов содержат ценные вещества, и их рациональная утилизация в народном хозяйстве создает для него дополнительные сырьевые ресурсы, охраняя в то же время биосферу от загрязнения [3].

Применяемые в настоящее время способы и средства подготовки пробы не обеспечивают эффективного обогащения, вследствие чего не достигается требуемая полнота извлечения ценных компонентов. Металлы (оксиды) заключены в силикатную матрицу, стекловидные микросферы, трудно разрушаемые в процессе кислотной обработки, и уходят в хвосты. Максимальное извлечение алюминия и железа при кислотной обработке составляет 61% и 2,5% соответственно. Несмотря на многочисленные выполненные разработки, проблема остается актуальной и нуждается в дальнейших исследованиях. Исследование направлено на поиск решений данной проблемы. Ввиду отсутствия системных исследований по данному вопросу и объективной сложности механизма процесса извлечения ценных компонентов, был проведен дифференцированный и поэтапный подход к исследованию процесса.

Основная цель проекта - научное обоснование комбинированных и специальных методов обогащения ценных компонентов, содержащихся в золошлаковых отходах, на основе проведения комплексных теоретических, лабораторных, натурных экспериментальных исследований. Для реализации поставленной цели были решены следующие целевые задачи:

1. Отбор и камеральная обработка проб на объектах Хабаровского и Приморского краев;
2. Экспериментально-теоретические исследование состава и структуры техногенных отходов с применением методов силикатного, химических и физико-химических методов анализа включающих: рентгенофлуоресцентный; атомно-адсорбционный; электронно-микроскопический и др;
3. Анализ современного состояния проблемы и патентной документации для обоснования методов извлечения ценных компонентов;
4. Разработка рекомендаций по комплексному использованию ЗШО.

По мере ежегодного увеличения различного рода отходов при сжигании угля на теплоэлектростанциях и шлаковых материалов других предприятий, решение проблемы комплексной переработки золошлаковых отходов становится все более актуальным. Среди материалов, входящих в состав шлаковых материалов, особое место занимает зола уноса ТЭЦ, представляющие собой сложную и многокомпонентную смесь. Свойства таких материалов существенным образом отличаются от других шлаковых материалов, поэтому подготовка сырья становится достаточно сложным технологическим процессом, от которого непосредственно зависит количество извлечения ценного компонента. Традиционные технологические схемы обеспечивают удовлетворительную подготовку сырья, извлечение компонентов и разделение продуктов обогащения.

Научная значимость исследования состоит в том, что впервые на примере зол уноса Хабаровского и Приморского края были адаптированы методы извлечения ценных компонентов. Выявлено, что практически не изученной в Хабаровском крае оказалась проблема использования золы и шлаков местной промышленностью.

Объектом исследования явились золы Хабаровской ТЭЦ-3 и Лучегорской ГРЭС. Основным компонентом их состава является шлак черного, серого реже беловато-серого цвета, пористой, пемзовой, ноздреватой и плотной текстуры; в виде обломков размером 0,01 – 3,00 мм. Энергодисперсионным спектрометром «INCA-ENERGY» и рентгенофлуоресцентный анализатор «Innov-X» был проведен качественный и количественный химический анализ объектов. Усредненные данные по содержанию основных элементов в золошлаковом материале приведены в табл.

Таблица

Среднее содержание основных элементов

Элемент	Кислород	Железо	Алюминий	Кремний	Кальций	Калий	Прочие
Среднее содержание, % вес.	50,8	16,9	10,9	13,2	4,1	1,33	5,56

К прочим элементам, обнаруженных в локальных точках, относятся неметаллы: фосфор, сера; металлы: магний, титан, вольфрам, марганец; лантаноиды: лантан, церий, неодим. Силикатным анализом установлено, что золы являются сосредоточением окиси алюминия, кремния, железа, кальция, магния, калия и т.д. Предметом извлечения могут являться окислы алюминия (содержание в сырье 20,97-24,76%), кремния (57,05-60%) и железа (5,33 -11,32%). В связи с этим апробированы две схемы переработки ЗШО:

- Мокрая магнитная сепарация для выделения концентрата железа применяемого в металлургии;
- Кислотная экстракция алюминия, с получением сульфата алюминия, применяемые для производства глинозема и коагулянтов.

В итоге получено до 5% магнитного концентрата с содержанием железа 48%. Магнитная фракция представлена: магнетитом черного цвета, шаровидной формы, магнитными серебристо-серыми шарами и сфероидами, нередко полыми, тонкостенными, хрупкими, стекловидными шарами с включением магнетита. Немагнитная тяжелая фракция в золах представлена пиритом, ильменитом, нефритом, гранатом, апатитом и др., которые наблюдаются в виде зерен. В ряде технологических концентратов установлено золото (2 – 37 зн) в виде листоватых, чешуйчатых и пластинчатых зерен, самородная медь и единичные пластинки серебра. В монофракции обломочного магнетита рентгенофлуоресцентным анализом установлено: железо – 47,34 %, никель – 0,03 %, марганец – 0,8 %, золото – 85 г/т, палладий – 6 г/т.

Поскольку концентраты железа содержат хром, никель молибден, ванадий, то их можно использовать в качестве сырья для металлургической промышленности, получая при этом сплавы с определенными свойствами.

Проведен полный факторный эксперимент (ПФЭ) по кислотной экстракции алюминия и железа из золошлаковых отходов. Параметром оптимизации являлся выход металлов. Анализ данных экспериментальных исследований, выполненный на основе метода математического моделирования, позволяет с помощью обработки данных и получения уравнения регрессии расширить диапазон значений влияющих на связи факторов. В пределах исследования выявлено извлечение компонентов 60%. Полученная смесь сульфатов может применяться в глиноземном производстве или для получения коагулянтов для очистки сточных вод.

Помимо приведенных выше схем переработки и обогащения золошлакового материала рассматриваются схемы:

- угольной флотации (с обоснованием оптимальных режимов и типов флотарегентов). Содержание угольной составляющей в золе уноса достигает 5 %.
- установление особенностей благородной минерализации хвостов этапов обогащения и гравитационно-флотационное извлечение золота из хвостов обогащения.

По данным анализа с использованием значений минимальных содержаний элементов справочника «Ценные и токсичные элементы в товарных углях России» [4], извлечение множества элементов-примесей (или редких элементов) из исследуемого объекта нерентабельно, поскольку зола не содержит достаточные концентрации ценных элементов, чтобы оправдать затраты на их извлечение. Однако если в отходах присутствуют токсичные элементы, то извлечение таких элементов может оказаться менее затратным, нежели последующая нейтрализация вредного воздействия таких элементов на окружающую среду. В первую очередь исследования необходимо ориентировать на оценку распределения токсичных элементов отходов, и лишь во вторую очередь на возможность извлечения ценных элементов-примесей [5].

В Институте горного дела была разработана программа расчета класса опасности отходов [2]. В ходе исследования были проведены расчеты класса опасности исходной золы, а так же хвостов обогащения. Расчет класса опасности производился расчетным способом по содержанию компонентов золы. Показатель степени опасности золы $K_{отх}$ в среднем составляет 210. Класс опасности = III (умеренно опасный). После обогащения и извлечения большинства тяжелых металлов в концентрат, класс опасности хвостов обогащения снизился до IV (малоопасный), что показывает снижение негативного воздействия на окружающую среду при пересклатировании хвостов обогащения.

По результатам спектрального анализа установлено, что зола является источником малых элементов содержания некоторых элементов-примесей (Hf, Au, In, Cd, Pt, Tl) превышают порог ценности, содержания многих составляет 20 – 60% от порога ценности. Следовательно, остается актуальным разработка методов и схем более полной переработки золошлаковых отходов с применением более новых, менее энерго затратных методов извлечения.

Инженерное совмещение названных проблем поможет не только сократить финансовые издержки, но и даст возможность комплексно решать экологические, социальные и технические проблемы.

Организация комплексной переработки золошлаковых отходов энергетики – это абсолютно новый сектор производства, формируемый в пограничных зонах отраслей энергетики, строительства, металлургии, химии и др.

Литература

1. Гофман М.В. Прикладная химия твердого топлива. – М., МЕТАЛУРГИЗДАТА, 1963. – 256 с.
2. Пат. 2009612788 Российская Федерация. Программа расчета класса опасности отходов «Dang_Waste» / Александрова Т.Н., Федосеев А.А.; патентообладатель: Инст-т горн. дела ДВО РАН; заявл. 29.12.2008, опубл. 29.05.2009.
3. Садовникова Л.К. Экология и охрана окр среды при химическом загрязнении: Учеб. пособие/ Л.К. Садовникова, Д.С. Орлов. 3-е изд., перераб. – М.: Высш. шк. – 2006. – 334 с.
4. Ценные и токсичные элементы в товарных углях России. Справочник. М., Недра, 1996.
5. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Токсичные элементы примеси в ископаемых углях. – Екатеринбург.: УрО РАН, 2005. – 649 с.

ПОРИСТЫЕ КЕРАМИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ НА ОСНОВЕ ВСПУЧЕННОГО ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ

И.Б. Ревва, А.С. Щербакова, Е.В. Тарунина, А.Ю. Богомолова

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с возрастающей стоимостью энергии и проблемами с топливно-энергетическими ресурсами актуальной становится задача повышения эффективности тепловой изоляции ограждающих конструкций и тепловых агрегатов [1].

Проблема увеличения выпуска теплоизоляционных долговечных, экологически и пожаробезопасных материалов из минерального сырья является актуальной. Для получения строительной теплоизоляции вполне могут служить глинистые породы, являющиеся распространенным, недефицитным региональным сырьем.

Целью работы являлась разработка составов и отработка технологических режимов получения теплоизоляционных материалов на основе вспученного природного сырья – перлита.

Традиционно в технологии теплоизоляционной керамики используют в качестве основного сырья глинистые материалы с добавлением различных добавок, введение которых позволяет получить пористый теплоизоляционный материал [2].

В качестве основного сырья в работе использовали вспученный перлит.

Перлит, кислое вулканическое стекло, имеющее иногда жемчужный блеск. Структура сфероидальная: стекловатая в целом порода состоит из шариков, похожих на жемчужины, диаметром от 1 до 15 мм, которые либо вкраплены в стекло поодиночке, либо слагают всю породу. Текстура тонкополосчатая, флюидальная; бывает пористой, пузырчатой (шлаковидной) либо плотной; содержание воды до 5 – 6 %. Цвет светло-серый, часто с голубоватым или желтоватым оттенком. Блеск восковой, эмалеподобный или шелковистый. Твердость высокая. Хрупкий. Характерна концентрически-скорлуповатая (перлитовая) отдельность – результат растрескивания богатого водой вулканического стекла вследствие сжатия при остывании. Плотность 1300 – 1600 кг/м³ (до 30 – 40% объема породы составляют поры).

Исходный вспученный перлит представляет собой мелкодисперсный порошок белого цвета, насыпной плотностью 80 кг/м³. Истинная плотность перлита составила 820 кг/м³.

По химическому составу перлит соответствуют кислым лавам – липаритам, дацитам и др. В них преобладают SiO₂ (65 – 75 %) и Al₂O₃ (10 – 15 %), присутствуют также Fe₂O₃, CaO, MgO, SO₃, R₂O в количествах от долей до единиц процента. Содержит до 3 – 6 % конституционной (связанной) воды. Формула перлитов может быть представлена в общем виде – (R₂O•R₂O₃•6SiO₂)•nSiO₂. Химический состав используемого перлита определяли по методике определения химического состава глин, результаты приведены в табл. 1.

Таблица 1

Химический состав сырьевых компонентов

Материал	Содержание оксидов, %						
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	R ₂ O*	Δm _{пирк.}
Перлит	73,86	12,75	1,19	2,10	2,00	5,32	2,78
	76,00	13,11	1,22	2,16	2,10	5,41	-
Глина воронинская	65,62	12,75	5,16	2,80	4,00	2,68	6,99
	70,55	13,82	5,44	3,01	4,30	2,88	-

Известно, что перлитовые породы имеют следующий минералогический состав: плагиоклаз – 2,5 %; биотит – 0,4 - 0,7 %, стекло – 97 – 98 %. Характерный вид дифрактограммы («галло») перлита говорит о наличии в материале большого количества стеклофазы. Кристаллическая фаза сложена олигоклазом (Na,Ca)Al(Al,Si)Si₂O₈ (d=3,18;4,07; 1,83 нм), кристоболитом (d=4,07; 3,16; 1,37 нм) и кварцем (d= 3,34; 1,81; 1,54 нм).

Гранулометрический состав определяли с помощью ситового анализа со стандартным набором сит. Установлено, что зерновой состав перлита является полифракционным, в большей степени присутствуют частицы размером более 0,8 мм (45,25 %).

В качестве связующего компонента масс в настоящей работе использовалась глина Воронинского месторождения Томской области. Химический состав определяли по ГОСТ 2642-81, результаты приведены в табл. 1. По содержанию Al₂O₃ (в прокаленном состоянии) данная глина относится к полуокислым с высоким содержанием красящих оксидов (Fe₂O₃ > 3 %), что обусловит интенсивную окраску черепка после обжига.

Гранулометрический состав глинистой породы определяли пипеточным методом. По содержанию тонкодисперсной фракции в соответствии с ГОСТ 9169-75 данную глину можно классифицировать как низкодисперсное глинистое сырьё. Согласно диаграмме Охотина представляет собой пылеватую глину с содержанием глинистых частиц свыше 30 %.

Минералогический состав глины оценивался рентгеновским методом, полученные данные свидетельствуют о полиминеральном составе используемой глины. Грубодисперсная часть пробы представлена кварцем (d = 0,335 нм) – это наиболее интенсивный рефлекс дифрактограммы. Помимо кварца в непластичной части фиксируется также микролин (калиевый полевоый шпат) d = 0,322 нм. Тонкодисперсная (глинистая) часть сложена смесью глинистых минералов: монтмориллонитом Al₂O₃•4SiO₂•2H₂O•mH₂O, каолинитом Al₂O₃•2SiO₂•2H₂O, или-

том (гидрослюдой) $K, Al_2[OH]_2(AlSi_3O_{10})_nH_2O$. Таким образом, воронинская глина представляет собой монтмориллонито-гидрослюдисто-каолинистое глинистое сырьё с доминированием монтмориллонита над гидрослюдой и каолинитом.

По результатам определений основных технологических свойств используемой глины можно сделать вывод о том, что глина воронинского месторождения по числу пластичности (12,5) относится к умереннопластичным глинам, по коэффициенту чувствительности (1,7) – к среднечувствительному глинистому сырью.

В современных условиях строительная индустрия сталкивается с рядом проблем, одной из которых является постоянный рост цен на энергоносители. В связи с чем актуально разрабатывать составы и технологии получения эффективных теплоизоляционных материалов.

В настоящее время известны различные способы создания пористой структуры материалов.

На первом этапе работы исследовали влияние количества пластичной связки на свойства материала. Глина вводилась в количестве 15 (состав П-1), 25 (состав П-2) и 40 % об. (состав П-3). Образцы оформлялись по пластичной технологии, влажность масс определялась органолептическим способом.

Образцы изготавливали в виде кубиков размером 25x25x25 мм (для определения кажущейся плотности и предела прочности при сжатии) и плиточек – 50x50 мм (для фиксирования усадки и водопоглощения). Сформованные образцы высушивали до постоянной массы на воздухе.

Установлено, что с уменьшением доли прочной глинистой составляющей в смесях (табл. 2) закономерно уменьшается величина предела прочности при сжатии. По мере увеличения количества пористого непластичного компонента в смесях закономерно снижается кажущаяся плотность образцов.

Таблица 2

Свойства высушенного полуфабриката

Шифр состава	Воздушная усадка, %	Кажущаяся плотность, кг/м ³	Предел прочности при сжатии, МПа
П - 0	8,0	1850	10,4
П - 1	3,7	1140	2,9
П - 2	2,3	930	2,8
П - 3	0,8	900	2,4

По мере увеличения количества непластичного сырья в композициях уменьшается воздушная усадка масс.

Высушенные образцы обжигались при практически применяемых в технологии керамических строительных материалов температурах – 900, 950 и 1000 °С. Обжиг проводился в муфельной электрической печи со скоростью нагрева 2,5 град/мин, с выдержкой при максимальной температуре в течение 1 часа.

Результаты определений основных керамических свойств полученных материалов приведены в табл. 3. Установлено, что с уменьшением доли глиняной связки как в исследуемых составах снижается плотность изделий с закономерным увеличением водопоглощения образцов. Прочность изделий независимо от состава и температуры обжига изменяется незначительно (4,1 – 4,8 МПа).

Таблица 3

Керамические свойства образцов

Шифр состава	Усадка огневая, %			Кажущаяся плотность, кг/м ³			Водопоглощение, %			Прочность при сжатии, кг/см ²		
	900	950	1000	900	950	1000	900	950	1000	900	950	1000
П-0	-	-	-	-	1650	1690	-	11	13	-	13,6	14,7
П-1	1,6	0,5	1,5	1160	950	900	39	38	41	4,5	4,3	4,4
П-2	3,6	2,8	-	950	930	910	50	55	53	4,2	4,8	4,7
П-3	3,1	5,3	-	900	900	890	62	67	57	4,1	4,2	4,6

Для составов с оптимальным сочетанием прочности и кажущейся плотности был определен коэффициент теплопроводности (табл. 4).

Таблица 4

Коэффициент теплопроводности образцов, обожженных при температуре 950 °С

Свойство	Шифр состава						
	П-0	П-1	П-2	П-3	В-1	В-2	В-3
Коэффициент теплопроводности, Вт/м·К	0,318	0,168	0,143	0,124	0,180	0,154	0,139

Полученные значения коэффициента теплопроводности для всех перлитсодержащих масс отвечают требованиям ГОСТ 16381-77.

Литература

1. Ильин В.М., Степнова М.К. Перспективы развития теплоизоляционных материалов//Строительные материалы. – ООО РИФ "Стройматериалы", 2001. – №7. – С. 30 – 32.
2. Попов К.Н., Каддо М.Б. Строительные материалы и изделия. – М: Высшая школа, 2001. – 367 с.

**ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ПОРИСТЫХ КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ
НА ОСНОВЕ ДИАТОМОВЫХ ПОРОД И ДРУГОГО ПРИРОДНОГО СЫРЬЯ****Н.А. Сеник, Н.П. Карионова, В.С. Стрюков**

Научный руководитель профессор Т.В. Вакалова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Стремительное развитие отечественного промышленного и гражданского строительства обуславливает необходимость увеличения производства экологически чистых, конкурентоспособных и недорогих стеновых и теплоизоляционных керамических материалов.

Известные и широко применяемые на настоящее время способы придания керамическим материалам пористой структуры (введение выгорающих добавок, пенообразование, химическое порообразование и др.) не всегда могут обеспечить сочетания требуемых свойств, таких как высокая прочность при низкой плотности и теплопроводности. В связи с чем особую актуальность приобретает поиск таких добавок, которые, не снижая прочности получаемых изделий, обеспечивали бы образование высокопористой структуры керамического материала [1 - 3].

В данной работе целью является исследование возможности получения эффективных теплоизоляционных керамических материалов по пластичной технологии на основе природного кремнеземистого сырья – диатомовой породы с использованием различных добавок.

Реализация поставленной цели предполагает необходимость изучения процессов взаимодействия диатомовой породы с другими породами при температурах 900 – 1000 °С, традиционно принятых в технологии теплоизоляционной строительной керамики.

Диатомовая порода или диатомиты (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. Сырьё с высокой пористостью имеет небольшой объемный вес и большую фильтрационную способность [1 - 3].

Для проведения исследований была взята диатомовая порода Инзенского месторождения Ульяновской области. В качестве порообразующих добавок были выбраны цеолитовая порода, вспученные перлитовая и вермикулитовая породы и опилки.

Цеолитовая порода Сахатинского месторождения Красноярского края обладает таким свойством как псевдопластичность, поскольку сложена цеолитовыми минералами с крупно-пористым каркасом.

Перлит представляет собой разновидность вулканических стёкол – продукты вулканической деятельности, которые образовались в результате выноса из недр земли природного кислого силикатного магматического расплава, который в результате потери значительного количества летучих компонентов излился на поверхность в виде лавы [4].

Природный вермикулит – минерал из группы гидратированных слюд, которые содержат не только гигроскопическую, но и кристаллизационную воду, входящую в состав кристаллической решетки минерала [4].

Использование выгорающих добавок для создания пористых материалов является одним из самых изученных и распространенных. Они повышают пористость стеновых керамических изделий и способствуют равномерному спеканию керамического черепка. Обычно количество выгорающей добавки в композициях составляет до 20% сверх общего количества материалов.

Анализ химического состава показал, что диатомовая порода отличается значительной загрязненностью, 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 производстве светлоокрашенной керамики.

Исследуемая цеолитовая порода по отношению оксида кремния к оксиду алюминия, равному 5,7 классифицируется как высококремнистая цеолитовая порода. Близость исследуемой цеолитовой и глинистых пород по химическому составу позволяет прогнозировать целесообразность использования ее в керамических технологиях.

Химический состав вермикулита обусловлен большими значениями потери массы при прокаливании, что говорит о неполном вспучивании исходной вермикулитовой породы, которое продолжается при повторном нагревании до температуры 1000 °С.

Сравнительно невысокие значения потери массы при прокаливании до 1000 °С (2,91 %) для используемого перлита свидетельствуют о более полном вспучивании исходной породы по сравнению с вермикулитом.

По минералогическому составу диатомовая порода представляет собой аморфно-кристаллическое сырьё, в котором преобладающей фазой является аморфный кремнезем (82%) с некоторой примесью кристаллического кварца (до 10%).

Вспученный вермикулит по минералогическому составу содержит такие минералы исходной породы как вермикулит, флогопит и сепиолит. Кроме того, фиксируется наличие кварца, диопсида и силлиманита.

Привлечение электронной микроскопии показало, что в случае диатомита на макроуровне прослеживается наличие, в основном, неразрушенных панцирей и створок диатомитовых водорослей, а также радиоларий и спикул губок размером от 10 до 20 мкм. Цеолитовая порода в исходном состоянии состоит из частиц брусковидной формы размером 5 – 15 мкм, пластинчатых частиц 2–10 мкм, составляющих конгломераты неправильной формы, поверхность которых покрыта «крошкой» частиц породы.

Исследование поведения диатомовой породы при нагреве дериватографическим методом показало, что в интервале температур до 200 °С и в интервале 600 °С–800 °С происходит удаление, соответственно, адсорбированной и капиллярно-конденсированной воды в микропорах аморфного кремнезема. Это подтверждается термогравиметрическим анализом, свидетельствующим о плавной непрерывной дегидратации преимущественно аморфизированного кремнеземистого сырья – диатомита - при нагревании до температуры 1200 °С, причем основная вода (порядка 80 % от общей потери массы в 5 – 6 %) удаляется уже к температуре 400°С.

При температуре 515 °С происходит появление второго эндотермического эффекта обусловленного полиморфизмом кварца, а повышение температуры от 1000 °С до 1200 °С вызывает появление на соответствующих рентгеновских дифрактограммах рефлексов, присущих метакристобалиту.

В целом установлено, что дифракционная картина продуктов термообработки до 1000 °С аморфно-кристаллического сырья в виде диатомовой породы свидетельствует практически об отсутствии каких-либо структурно-фазовых превращений с сохранением всех рентгеновских рефлексов кварца. Однако повышение температуры от 1000 до 1200 °С вызывает появление на соответствующих рентгеновских дифрактограммах рефлексов, присущих метакристобалиту.

В процессе нагревания цеолитовой породы основная цеолитовая вода (порядка 75% от общей потери массы) удаляется уже к температуре 400 °С, полное удаление завершается к температуре 780 °С. В интервале температур 800 °С - 870 °С наблюдается третий эндозэффект обусловленный разрушением кристаллической решетки, а в интервале температур 900 °С-1000 °С происходит полная аморфизация цеолитовых минералов.

Кривая ДТА вермикулита характеризуется наличием нескольких эндозэффектов: первый эндотермический эффект обнаруживается при температуре 130 С, и он связан с удалением свободной воды. Второй эндотермический эффект у вермикулита появляется при температуре 226 С. Он обусловлен выделением воды, связанной с обменными ионами. Третий и четвертый эндотермический эффект при температурах 830 С и 900 С связаны с удалением кристаллизационной воды в виде гидроксильных групп.

Поведение перлита при нагревании характеризуется появлением одного эндотермического эффекта при температуре 74,5°С, который связан с удалением адсорбированной влаги, второго – при температуре 194,5 С, обусловленного удалением адсорбционно-координированной воды, и третьего – при температуре 914 С за счет полного удаления остаточной химически связанной воды.

В ходе исследований были рассмотрены и изучены 16 составов масс на основе «диатомит-цеолит», «диатомит-перлит» и «диатомит-вермикулит».

Установлено отошающее и разувлажняющее действие цеолитовой породы в грубодисперсном состоянии (с размером частиц не более 1 мм) в пластичных композициях с диатомитовой породой, что обуславливает необходимость для улучшения формовочных свойств пластичных масс на основе диатомита продолжение опробования влияния повышения дисперсности цеолитовой породы.

Выявлено спекающее и упрочняющее действие цеолитовой породы в композициях с диатомитом в температурном интервале 900 -1000 °С. Установлено, что оптимальное содержание добавки цеолитовой породы ограничивается 30 %, что обеспечивает получение пористой керамики с объемной массой до 0,9 г/см³, и механической прочностью, превышающей прочность чисто диатомитовых изделий в 1,5-2, 5 раза (до 5-1 МПа).

Исследования показали, что использование в качестве добавки перлита и вермикулита (до 30%) не оказывают существенного влияния на процесс уплотнения изделий в обжиге. Они обеспечивают получение пористой керамики с объемной массой 0,6 г/см³ и ниже, и механической прочностью в массах с вермикулитовой добавкой до 9 МПа, с перлитовой – до 10 МПа.

Использование в качестве выгорающей добавки опилок, для исследуемых композиций, оказывают увлажняющее воздействие, за исключением композиции «диатомит-перлит», и характеризуются для чисто диатомитовой породы и в композиции «диатомит-цеолит» сильной усадкой при сушке.

Использование добавки опилок обеспечивает существенное понижение объемной массы (до 0,6 г/см³), изделий из данных композиций, но при этом прочностные характеристики не превышают 2,5 – 3 МПа.

Таким образом, проведенные исследования свидетельствуют о возможности получения на основе композиций «диатомит – цеолит», «диатомит-перлит» и «диатомит-вермикулит» конструкционных теплоизоляционных материалов, обладающих высокой прочностью при пониженной объемной массе.

Аналогичные композиции с использованием выгорающих добавок перспективны для получения высокоэффективных теплоизоляционных материалов, условия службы которых исключают использование их в несущих конструкциях.

Литература

1. Технология минеральных теплоизоляционных материалов и легких бетонов: учебное пособие / К. Э. Горяинов, К. Н. Дубенецкий, С. Г. Васильков, Л. Н. Попов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Стройиздат, 1976. — 536 с.
2. Химическая технология керамики: учебное пособие / Под ред. И. Я. Гузмана. — М.: Изд-во РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2003. — 493 с.
3. Комов В.М. Эффективный стеновой материал – поризованная керамика//Строительные материалы. – Москва, 2001. – №12. – С.14 – 15
4. К.Э. Горяинов, С.К. Горяинова. Технология теплоизоляционных материалов и изделий: учебник для вузов. – М.: Стройиздат, 1982. – 376 с., ил.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОЛУЧЕНИЯ УГЛЕРОДИСТЫХ
АДСОРБЕНТОВ ИЗ БУРОУГОЛЬНОГО СЫРЬЯ****А.В. Сорочинская**

Научный руководитель доцент Т.Н. Александрова

**Институт горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук,
г. Хабаровск, Россия**

Все более актуальной для повышения рентабельности горно-обогатительного производства становится комплексность использования добываемого сырья. В связи с этим именно от технологического уровня процессов обогащения зависит возможность сохранения максимального количества ценных компонентов, извлекаемых из недр. Кроме того, совершенствование обогатительных технологий позволяет расширить минерально-сырьевую базу и вовлечь в производство руды и техногенное сырье, ранее не подлежавшие переработке.

Активные угли применяются в промышленности как адсорбенты для разделения и очистки веществ в газовой и жидкой фазах, в качестве катализаторов и носителей катализаторов, хемосорбентов и осушителей [4].

По природе активированные угли принадлежат к группе графитовых тел. Для их производства используются древесина и древесный уголь, торф и торфяной кокс, скорлупа орехов, фруктовые косточки, древесные отходы, каменные и бурые угли, нефтепродукты, сажа, асфальт, синтетические материалы и резина и прочие материалы. Существуют два основных способа получения активных углей: парогазовый метод активирования и активирование углей в присутствии неорганических добавок [3]. В качестве активирующих агентов в технике в основном используются фосфорная кислота, хлорид цинка и сульфид калия.

Цель исследования – поиск оптимальных технологических решений трансформации исходного сырьевого ресурса в высоколиквидный продукт.

В задачи входит теоретическое исследование в области получения углеродных адсорбентов, определение физико-химических свойств исследуемого объекта (угля), выполнение химического активирования угля, установление оптимальных технологических параметров активирования путем анализа полученных уравнений регрессии.

В качестве объекта исследования выступает стратегический сырьевой ресурс России – ископаемые угли. Они обеспечивают энергетическую безопасность страны, поскольку по своим запасам (более 4 трлн.т.) превосходят нефть и природный газ, а также обладают уникальным химическим строением, позволяющим получать в процессе своей комплексной переработки продукты, с добавочной стоимостью [8].

Объект исследования – бурые угли марки 2БВ Бикинского месторождения (Бикино-Уссурийский бассейн) Приморского края, имеющие следующие качественные характеристики (%): $W_a = 10\%$; $A_a = 10,5\%$; $V_{daf} = 30\%$.

Для решения многих практических задач большое значение играет пористая структура угля, характеризующаяся наличием системы пор [2]. Осветляющее угли, предназначенные для адсорбции из растворов окрашивающих примесей с крупными молекулами или частиц с коллоидной степенью дисперсности, - марки углей А, Б, АГС-4, ОС, МД [6].

Для выявления технологических свойств углей проведен технический анализ (определение аналитической влаги по ГОСТ 27314, зольности по ГОСТ 11022 общей серы по ГОСТ 2059-95 и выхода летучих веществ по ГОСТ 6382-2001). Определение адсорбционной активности по йоду проводилось по ГОСТ 6217-74. Данные технического анализа и определения начальной адсорбционной активности угля по йоду приведены в табл. 1.

При активации углей меняются их качественные показатели. С уменьшением дисперсности количество задерживаемой влаги уменьшается. Зольность также уменьшается пропорционально дисперсности.

Химическое активирование смесью неорганических кислот (фосфорной и соляной кислоты) осуществлялось следующим образом: тонкоизмельченное сырье смешивалось с раствором фосфорной кислоты, смесь нагревалась определенное время. Соляная кислота использовалась также с целью повышения адгезии, (травление поверхности волокон окислителем) [5]. Затем после отмывания от ионов активирующих агентов уголь подвергался термической обработке с целью удаления серы и влаги.

Таблица 1

Данные технического анализа Бикинского угля

Наименование показателя	Влажность W_{ar} , %	Зольность A_a , %	Содержание общей серы $S_{ов}$, %	Выход летучих веществ V_{daf} , %	Адсорбционная активность по йоду X , %
Бикинский уголь	10,65	10,495	1,7	30	20,6
Активированный уголь дисперсностью $D=0,5$ мм	3,26	4,35	–	12,36	–
Активированный уголь $D=0,2$ мм	1,06	3,23	–	13,98	–

Исследователем была составлена схема проведения опытов, реализован полнофакторный эксперимент. Принято следующее кодирование переменных факторов – время (X_1), температура (X_2), концентрация активирующего агента (X_3). Выходная функция – адсорбционная емкость по йоду X , % [7].

Обработка экспериментальных данных с применением методов математической статистики дает уравнение регрессии вида $Y=28,168+0,7X_1+1,02X_2+0,38X_3$. Интерпретация значений приводит к уравнению регрессии вида $X=15,799+1,4t+0,102T+0,046C$ [1].

Отдельно проводилось исследование зависимости адсорбционной активности по йоду при фиксированных значениях температуры (100 °С) и концентрации фосфорной кислоты 31,92%. Опытные данные зависимости адсорбционной активности угля по йоду от температуры сводятся в табл. 3

Таблица 2

Схема проведения опытов и результаты полнофакторного эксперимента

опыт	X_1	X_2	X_3	Адсорбционная емкость по йоду X , %	Время t , ч (X_1)	Температура T , °С (X_2)	Концентрация активирующего агента с(H_3PO_4), % масс. (X_3)
1	–	–	–	18	1	80	15,44
2	–	+	–	14,8	1	100	15,44
3	+	–	+	16,54	2	80	31,92
4	–	+	+	19,96	1	100	31,92
5	+	–	–	20,02	2	80	15,44
6	+	+	–	17,7	2	100	15,44
7	–	–	+	18,7	1	80	31,92
8	+	+	+	14,46	2	100	31,92

Таблица 3

Зависимость адсорбционной активности угля по йоду от температуры активирования

№ пробы	Температура активирования, °С	Адсорбционная активность по йоду X , %
1	110	15,41
2	155	22,19
3	165	23,36
4	170	29,88
5	190	34,47

Данная зависимость описывается квадратичной функцией $X=0,002t^2-0,492t+39,7$ (коэффициент корреляции высокий $R^2=0,942>0,85$). Функция достигает минимума при температуре 123 °С, следовательно, целесообразно проведение активации каменного угля в температурном интервале выше указанного.

Обработка результатов эксперимента методами математической статистики (программа GeoStat) дала следующие результаты. Регрессионный анализ фактора концентрации дает уравнение линейной регрессии $X=0,097C+19,844$, фактора времени - $X=0,22t+17,9$.

Значения критерия Стьюдента (t) во всех случаях ниже критического. Высокое значение t свидетельствует о том, что вероятность ошибочного заключения о существовании различий не превышает выбранного уровня значимости ($p=0,95$).

Вид уравнения регрессии по концентрации $X=0,097*C+19,8$ свидетельствует о том, что адсорбционная активность угля по йоду с ростом температуры увеличивается. Однако необходимо определение ограниченной области факторного пространства, в пределах которой данная математическая модель адекватно отражает про-

цессы, протекающие в системе. Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о том, что уравнение $X=0,097 \cdot C+19$ корректно описывает повышение адсорбционной активности угля при концентрации фосфорной кислоты ниже 41,23% (повышение концентрации активирующего агента – фосфорной кислоты выше 41,23% нецелесообразно). Уравнения регрессии по времени активации $X=0,22t+17,9$ свидетельствует об увеличении адсорбционной активности по йоду с течением времени. Уравнение справедливо, если время активирования угля не превышает 2,5 часа.

Анализ коэффициентов регрессии уравнения $X=15,799+1,4t+0,102T+0,046C$ выявляет наибольшее влияние температуры на адсорбционную емкость угля. Фактор времени активирования оказывает более сильное воздействие на функцию отклика, чем концентрация активирующего агента. С применением методов математического моделирования был определен оптимальный технологический режим. Его параметры - температура 800 °С, время активирования 2,5 часа, концентрация активирующего агента (фосфорной кислоты) - 41,23%

Технологические свойства углей согласно ГОСТ Р 51591-2000 соответствуют требованиям качества для сырья углехимической промышленности. Химическое активирование Бикинского угля в лабораторных условиях дало продукт, сходный по своим качественным характеристикам к осветляющим углям марки углей АУ. На основе экспериментальных исследований установлены закономерности влияния времени, температуры и концентрации а также выведена функциональная зависимость между факторами и рекомендован технологический режим активирования. Предложенная технология позволяет комплексно использовать бурогольное сырье, является экологически безвредной и экономически эффективной. Расширение производства активированных углей позволит более эффективно решать проблемы водоподготовки и водоочистки в промышленности.

Литература

1. Адлер Ю.П. Введение в планирование эксперимента. - М.: Наука, 1969. – 325 с.
2. Глуценко И.М. Теоретические основы горючих ископаемых: учебник для ВУЗов. - М.: Metallургия, 1990. – 264 с.
3. Киндле Х., Бадер Э. Активные угли и их промышленное применение/ Пер. с нем. - Л.: Химия 1984. - 216 с.
4. Мухин В.М., Тарасов А.В., Клушин В.Н. Активные угли России / Под ред. А.В. Тарасова. – М.: Metallургия, 2000. – 352 с.
5. Фролов Г.К. Коллоидная химия. - М.: Наука, 1978. – 265 с.
6. Химия и переработка угля / Под ред. Т.В. Дружининой. - М.: Недра, 1980. - 315 с.
7. Храмцова О.Л. Полный факторный эксперимент 2к : методические указания к лабораторной работе по курсу «Основы научных исследований». - Хабаровск: ХГТУ, 1991. - 24 с.
8. Юдович Я. Э. Токсичные элементы – примеси в ископаемых углях. - Екатеринбург: УрО РАН, 2005. - 650 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАГНИЙСОДЕРЖАЩИХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЦЕМЕНТОВ

С.С. Тимофеев

Научный руководитель профессор В.А. Лотов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

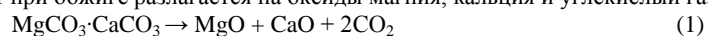
Магнезиальные вяжущие вещества производят на основе каустического магнезита и каустического доломита, получаемые при умеренном обжиге природных минералов. Главными технологическими стадиями при производстве каустического магнезита являются измельчение, обжиг и помол. Основным сырьем для производства магнезиальных вяжущих веществ являются карбонаты магния $MgCO_3$ и двойные карбонаты кальция и магния $CaMg(CO_3)_2$. Кроме того, в качестве сырья используют минерал брусит $Mg(OH)_2$ – горную породу, содержащую максимальное количество MgO (до 69%) по сравнению с остальными.

В технологии производства магнезиальных цементов обжиг является одной из основных стадий и необходимо учитывать, что по мере повышения температуры плотность обожженного продукта увеличивается, а его вяжущие свойства ухудшаются. Это объясняется образованием крупных зерен периклаза.

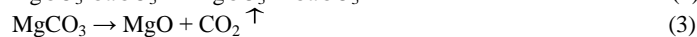
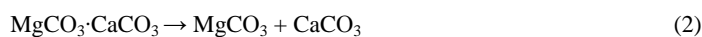
Обычный режим обжига магнезита при производстве магнезиального вяжущего – 700-800 °С с выдержкой при этой температуре 3-4 часа. Полученный в этих условиях MgO характеризуется хорошими гидравлическими свойствами. Пережженный MgO , получаемый из карбоната магния в процессе обжига при температурах выше 850 °С, не пригоден для использования в качестве вяжущего.

Учитывая, что разложение чистого $MgCO_3$ начинается при температуре 400 °С, а природного - при более высокой, имеет смысл температуру обжига снизить до 500-550 °С. Снижение температуры обжига приводит не только к значительной экономии достаточно дорогой электроэнергии, но и к повышению активности MgO . Следовательно, даже при неполном разложении магнезита, при более низких температурах обжига, возможно получение высокоактивного магнезиального вяжущего.

Минерал доломит при обжиге разлагается на оксиды магния, кальция и углекислый газ:



С целью получения каустического доломита необходимо обжигать сырьевой материал при температуре, обеспечивающей разложение $MgCO_3$, но недостаточной для разложения $CaCO_3$. Разложение доломита происходит в две стадии, сначала при температуре 735 °С он распадается на $MgCO_3$ и $CaCO_3$ с одновременным разложением $MgCO_3$ на MgO и CO_2 , а при дальнейшем нагревании до 905 °С происходит разложение $CaCO_3$ на CaO и CO_2 [2]:



Существует другая версия относительно процессов, протекающих при обжиге доломита. При нагреве доломита до температуры 735 °С из него образуются MgO и твердый раствор $\text{MgCO}_3 \cdot n\text{CaCO}_3$ ($n \gg 1$), а при температуре около 900 °С – MgO и CaO. Резкой границы разложения MgCO_3 и CaCO_3 в указанном интервале температур не существует. Выделение CO_2 из магнезиальной карбонатной составляющей доломита неизбежно сопровождается частичным разложением карбоната кальция.

Минерал брусит при обжиге разлагается с образованием оксида магния и воды по реакции:



Брусит отличается от остальных видов магнезиального сырья тем, что температура обжига его с целью получения вяжущего намного ниже температуры обжига доломита и магнезита. Получить активный MgO из брусита можно уже при температуре 420-500 °С, что гораздо экономически выгоднее по сравнению с другими сырьевыми материалами.

Оксид магния, полученный при такой низкой температуре очень активен и практически моментально взаимодействует с затворителями - водой и растворами солей магния, начало схватывания наступает через 3-5 мин. Образующийся магнезиальный камень разогревается до температуры выше 70 °С в течение часа, вследствие чего могут возникать температурные деформации, выражающиеся в трещинах, пронизывающих все образцы.

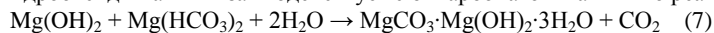
Основным отличием магнезиальных цементов от других вяжущих является то, что затворителем является не вода, а растворы хлористых и серноокислых солей. Водный раствор MgCl_2 считается одним из самых распространенных затворителей [1]. При его взаимодействии с каустическим магнезитом образуется очень прочный цементный камень. Конечным продуктом гидратации выступает тригидроксидхлорид ($3\text{Mg}(\text{OH})_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$) магния, который растворяется в воде. Это ограничивает применение магнезиальных цементов из-за низкой водостойкости. Для расширения сферы применения таких вяжущих, важной задачей является получение водостойких цементов на основе каустического магнезита.

Одним из путей решения такой задачи может быть использование затворителя, активного по отношению к MgO и образующего продукты гидратации нерастворимые в воде. В ходе исследований магнийсодержащих горных пород нами был предложен такой затворитель – водный раствор бикарбоната магния $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$.

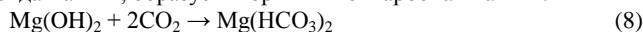
При взаимодействии каустического магнезита с водным раствором $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ сначала протекает реакция гидратации:



Образовавшийся гидроксид магния взаимодействует с бикарбонатом магния по реакции:



С образованием гидрата гидрокарбоната магния и диоксида углерода, который вступая во взаимодействие с избытком гидроксида магния, образует вторичный бикарбонат магния:



Вторичный бикарбонат магния вновь взаимодействует с гидроксидом магния с образованием новой порции гидрата гидрокарбоната магния. Эти процессы обеспечивают твердение магнезиального камня при переходе коллоидных продуктов в кристаллическое состояние.

Таким образом, в результате последовательного и циклического протекания реакций 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. Отсутствие растворимых соединений в цементном камне из такого вяжущего предопределяет его повышенную водостойкость с коэффициентом водостойкости 1,1-1,4.

При исследовании влияния затворителя бикарбоната магния на свойства каустического магнезита были установлены показания предела прочности при сжатии образцов кубов размером 2x2x2. Изготовление образцов происходило путем добавления к каустическому магнезиту водного раствора бикарбоната магния до получения пластичного теста нормальной густоты. После суточного твердения в воздушной среде, часть образцов помещалась в воду, часть помещалась в эксикатор над водой и еще часть образцов продолжала твердеть в воздушной среде. По истечению 28 суток твердения у образцов определялся показатель предела прочности при сжатии, и результаты приведены в табл. Также приведены данные коэффициента водостойкости, определенного по отношению прочности при сжатии сухих образцов к прочности образцов, выдержанных в воде. В этой же таблице для сравнения приведены данные прочности при сжатии образцов, полученных затворением магнезита раствором MgCl_2 .

Из полученных результатов можно сделать следующие выводы, что использование водного раствора бикарбоната магния в качестве затворителя для магнезиального цемента позволяет получать высокопрочные изделия. Применение принципиально новой жидкости затворения, позволяет перевести магнезиальные вяжущие вещества из группы воздушных вяжущих в группу гидравлических вяжущих веществ. Таким образом, расширяется сфера применения магнийсодержащих горных пород.

Таблица

Результаты определения коэффициента водостойкости и предела прочности при сжатии

Пример	Состав вяжущего, % (мас.)		Условия твердения	Предел прочности при сжатии, МПа (28 сут.)	Коэффициент водостойкости
	Каустический магнезит	Раствор			
1	60	Mg(HCO ₃) ₂ 40	Воздушная среда	46,2	-
2	60	Mg(HCO ₃) ₂ 40	Воздушно - влажная среда в эксикаторе	35,3	-
3	60	Mg(HCO ₃) ₂ 40	Водная	64,6	1,40
4	65	MgCl ₂ -6H ₂ O 35	Воздушная среда	55,4	-
5	65	MgCl ₂ -6H ₂ O 35	Воздушная, затем водная среда	18,3	0,33

Литература

1. Колбасов В.М., Леонов И.И., Сулименко Л.М. Технология вяжущих материалов. – М.: Стройиздат, 1987.- 432 с.: ил.
2. Сычев М. М. Твердение вяжущих веществ. – Л.: Сройиздат, 1974.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ОБОГАЩЕНИИ ЗОЛОТОСОДЕРЖАЩИХ РУД УКРАИНСКОГО ЩИТА

Д.А. Томчакова, Н.В. Тонкова

Научный руководитель заведующая лабораторией М.З. Серебряная
Днепропетровский национальный университет им. О. Гончара, г. Днепропетровск, Украина

Сергеевское месторождение и Андреевское рудопроявление — наиболее изученные объекты Украины, которые относятся к геолого-промышленному типу золоторудных месторождений в архейских зеленокаменных структурах. Рудная минерализация кварц-карбонат-сульфидная. Для месторождений характерен комплексный кварц-золотосульфидный тип минерализации, что свидетельствует о возможности наличия золота, которое ассоциировано с сульфидами. Это и есть основанием для использования в процессе обогащения этих руд этапа биоокисления сульфидов, который на данный момент является наиболее экономичным и экологическим методом вскрытия золота в сульфидах.

Пирит — обычный рудный минерал в месторождениях золота. Он не только тесно связан с золотым оруденением, но и является одним из главных концентраторов золота.

Во время исследования форм нахождения золота в сульфидах, сульфоарсенидах установлено, что в арсенопирите Au присутствует как в химически связанном состоянии, так и в элементарной форме, размер золотин очень маленький и составляет не более нескольких нанометров в диаметре. Во время автоклавного окисления стойких золотосодержащих руд под воздействием высоких температур и давления осуществляется разрушение пирита и арсенопирита и выделение очень малых частиц золота.

При проведении кристаллографического исследования структуры пирита после его биовыщелачивания установлено, что происходит микробиологическое разрушение кристаллов пирита.

Минералогический анализ характера сростания пирита с золотом начат только в последние годы, особенно в связи с внедрением биотехнологических методов переработки «стойких» руд, и далее будет шире использоваться для изучения и установки механизмов тех процессов, которые протекают при взаимодействии сульфидных минералов с выщелачивающими их микроорганизмами.

Использование современных геологических и минералогических методов оценки минеральных ассоциаций золота с сульфидами, разрушения сульфидов во время их биоокисления дает возможность оценить перспективность использования биовыщелачивания «стойких» сульфидных руд. Химический и минеральный составы руд обуславливают возможность и целесообразность применения биотехнологических методов переработки и обогащения руд.

В работе изучены золотосодержащие руды Сергеевского месторождения и Андреевского рудопроявления.

Руды Андреевского рудопроявления отличаются от руд Сергеевского месторождения как по химическому, так и по минералогическому составу, что обусловлено генезисом этих месторождений.

Для установления возможности использования биотехнологических методов при переработке руд Сергеевского месторождения и Андреевского рудопроявления нами проведено изучение химического и минералогического

ческого состава руд. Исследования проводились с использованием титриметрических, весовых, колориметрических способов и атомно-адсорбционного метода для определения содержания золота.

Полученные данные приведены в табл. 1 и 2.

При анализе химического состава образцов Андреевского рудопроявления обращает на себя внимание высокое содержание кремнезема, которое достигает 60%, относительно невысокое содержание соединений железа и значительное количество соединений кальция и магния. Наличие щелочных металлов повышает показатель щелочности среды, что ухудшает условия существования тиобацилл и требует постоянной коррекции pH культуральной жидкости. Наличие в пробах двухвалентного железа, одновременно с наличием соединений серы, особенно ее сульфидной составляющей, свидетельствует о наличии сульфидных соединений железа.

Как известно, значительная часть золота в кварц-сульфидных рудах ассоциирована с золотом, которое не выщелачивается цианидами. Достижение полного извлечения золота требует биоокисления сульфидов для их разрушения и освобождения золота.

Анализ химического состава образцов Сергеевского месторождения (табл. 2) свидетельствует, что эти пробы тоже относятся к кварц-сульфидным рудам, но имеют существенные отличия. Во-первых, это высокое содержание соединений железа, в том числе Fe^{3+} , которое достигает 8,72%. Во-вторых, значительно большее чем в пробах Андреевского рудопроявления содержание соединений щелочных металлов (до 17,6% окислов Ca и Mg). Расчет содержания соединений сульфидов показывает большое различие между пробами (от 2,90% до 14,84%). Это свидетельствует о том, что содержание сульфидов железа, как и содержание ассоциированного с ним золота, будет очень колебаться и эффективность биоокисления будет существенно зависеть от химического состава проб. Другим важным для проведения биоокисления показателем является большое содержание щелочных металлов, что негативно влияет на ход процесса биоокисления.

Таблица 1

Химический состав технологических проб руд Андреевского рудопроявления

Технологическая проба	Содержание окислов, %						S общая, %	S сульфат- ная, %	S сульфид- ная, %	Суль- фиды, %, расчет- ные дан- ные
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO				
1	59,05	10,15	0,63	9,56	3,84	6,05	4,06	0,16	3,9	11,21
2	60,9	11,05	0,56	7,83	3,08	5,14	4,24	0,14	4,1	11,78

Таблица 2

Химический состав рудных образцов Сергеевского месторождения

Технологическая проба	Содержание окислов, %						S общая, %	S сульфат- ная, %	S сульфид- ная, %	Суль- фиды, %, расчет- ные дан- ные
	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	FeO	CaO	MgO				
1	39,0	10,78	3,8	10,06	7,88	4,97	3,1	0,2	2,9	5,47
2	40,88	12,1	3,51	8,05	11,55	6,05	1,54	0	1,54	2,9
3	50,5	9,7	8,72	8,33	3,22	3,78	8,08	0,21	7,87	14,84
4	56,08	15,25	3,54	3,3	5,5	2,92	2,53	0,24	2,49	4,69

Анализ химического состава золотосодержащих руд Приднепровского региона свидетельствует о том, что они относятся к сульфидно-кварцевым «стойким» рудам, для которых целесообразно, для окисления сульфидов, проводить этап биотехнологической переработки с использованием микроорганизмов рода *Acidithiobacillus*. Эффективность применения для таких руд процесса биоокисления сульфидов доказана мировым опытом.

ПОЛИГАЛИТСОДЕРЖАЩЕЕ СЫРЬЁ КАК КОМПЛЕКСНЫЕ МИНЕРАЛЬНЫЕ УДОБРЕНИЯ

Д.Р. Шакирзянова, А.К. Вишняков, Л.П. Козленева

Научный руководитель доцент А.К. Вишняков

Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых, г. Казань, Россия

Более 95 % добываемых из недр и вырабатываемых заводскими методами калийных солей используют в качестве удобрений. Наиболее распространенным калийным удобрением является хлорид калия. Однако систематическое использование его отрицательно влияет на некоторые сельскохозяйственные культуры. Для овощных, плодово-ягодных, бобовых, эфиромаслянистых, цитрусовых, картофеля, гречихи наиболее эффективны сульфатные, в том числе и их бесхлоридные варианты удобрений [1]. В настоящее время крупных производителей бесхлоридных калийных удобрений в России нет, что обусловлено отсутствием такой разрабатываемой

сырьевой базы сульфатных калийных солей. Одним из природного исходного сырья для получения сульфатных бесхлоридных удобрений могут служить полигалитсодержащие породы, широко распространенные в Европейской части России.

Полигалитсодержащие породы всегда интересовали исследователей с точки зрения их переработки на калийно-магниевые удобрения. Однако очень медленная растворимость полигалитовых руд в водных растворах затрудняет их переработку. Существуют различные технологии их переработки: выщелачивание после прокаливания, конверсионный метод, процесс взаимодействия с хлоридом калия, переработка в различных кислотах. Анализ литературных данных показывает, что перспективным является способ обработки полигалитсодержащих пород азотной кислотой [2-6].

Применение для полигалитсодержащих пород различных способов переработки этих пород, выявило необходимость их предварительного очищения от минерала галита (NaCl), оказывающего отрицательное влияние и на проведение самого процесса переработки и на товарные свойства готовой продукции. В нашей стране исторически сложилось так, что основным методом освобождения сульфатно-калийно-магниевого породы от галита осуществлялось методом отмывки водой до остаточного содержания NaCl в пределах 3% [2]. Поэтому для отделения галита от полигалитовой породы были проведены эксперименты, в результате которых была смоделирована схема трехступенчатой противоточной отмывки и установлено время отмывки на каждой ступени - 7 минут.

Полученный при отмывке рассол перерабатывался на поваренную соль, которую получали или в процессе его галурической переработки, или в условиях естественного выпаривания (вымораживания). В результате переработки была получена поваренная соль с содержанием NaCl - 98,18%, $\text{MgSO}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ - 1,08%, $\text{K}_2\text{Ca}(\text{SO}_4)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ - 0,78%, что почти соответствует марки «высший сорт».

Отмытая полигалитсодержащая порода подвергалась разложению 19% азотной кислотой при 90-100°C. Полученная суспензия нейтрализовалась аммиаком, при pH 4,5-5,0 и направлялась на вакуум-фильтры для разделения на маточник и осадок - сульфат кальция. При выщелачивании полигалита растворами HNO_3 с концентрацией $\geq 15\%$, при температурах $\geq 70^\circ\text{C}$, стабильной остаточной твердой фазой будет ангидрит.

Полученный маточный раствор является жидким промпродуктом, в котором, как и в готовом продукте после выпаривания и гранулирования, содержание питательных элементов составляет (для N, K_2O и MgO) 34,12%, а с дополнительным учетом S и Na_2O - 44,77%. Соотношение питательных веществ: $\text{N}:\text{K}_2\text{O}:\text{MgO}:\text{S} = 1,15:1,0:0,43:0,68$. Наличие в удобрении элемента серы обусловлено оставлением части SO_4^{2-} в удобрении и отказ от обессульфачивания раствора выщелачивания полигалита окисью кальция, что позволило сократить количество сульфатных «отходов» в 3,38 раза. В связи с тем, что в полученном удобрении присутствует, в виде аниона, сера, конечный продукт был назван «сульфонитрокалимагом». Степень извлечения калия и магния в продукт составляли 96-98%, степень разложения полигалита 99-100%. Для получения гранул безводного легкорастворимого удобрения температура выпаривания должна быть в интервале 100-120°C. При этом соли калия и магния в удобрении представлены в виде леонита ($\text{K}_2\text{SO}_4 \cdot \text{MgSO}_4 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$).

По разработанному способу из 100 кг отмытого полигалита с учетом добавленных реагентов получается 99,41 кг удобрения. Побочный продукт от выщелачивания полигалита, по данным рентгенофазового анализа, представляет собой практически чистый ангидрит (98-100%). Проведенные исследования по затворению такого материала (сульфата кальция) и испытанию на сжатие изготовленных из него кубиков, показали прочность получаемых образцов 5,9 МПа, что соответствует гипсовым вяжущим марки Г-5.

Наличие в получаемом удобрении соединений серы позволяет исключить вопрос о ее дополнительного внесения для сельскохозяйственных растений. Недосток серы в большинстве почв СССР был обнаружен еще в 1980-е годы. В конце 80-х годов даже ставился вопрос о необходимости перестройки производств, выпускающих двойной суперфосфат, не содержащий серы, на выпуск простого суперфосфата, хотя и имеющего в 2 раза меньшее количество питательных веществ, но включающего в свой состав гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), как источник серы. Неоднократно поднимался также вопрос о необходимости разработки технологий производства серосодержащих удобрений. В этом плане, получение данного типа удобрений, в какой-то мере, решает этот вопрос, ибо в его состав сера входит в виде сульфатов калия и магния.

Присутствие некоторого количества хлористого натрия в «сульфонитрокалимаге» не ухудшает его агрохимические характеристики, так как для некоторых растений он даже необходим. Вопрос о специальном снабжении растений натрием в литературе как-то, особенно, не возникал, ибо, считалось, что растения получают его в достаточном количестве с промышленным удобрением в виде хлорида калия, который содержит в своем составе до 5% NaCl . Из литературных данных известно, что недостаток в натрии могут испытывать культуры семейства крестоцветных: капуста, свекла, редис, турнепс, репа, брюква, редька. Например, в золе ботвы свеклы содержится Na_2O до 25%.

Данная технология была разработана в ЦНИИгеолнеруд для полигалитсодержащих пород Шарлыкской (Оренбургская обл.) и Восточно-Полесской (Калининградская обл.) площадей [7].

Медленная растворимость полигалитсодержащих пород предопределила возможность использования его как «полигалитовую муку», т.е. в качестве сыромолотого продукта для местных нужд.

«Полигалитовая мука», как товарный продукт содержит в своем составе K_2O - от 6,24 до 12,7 (K_2SO_4 - от 11,54 до 23,49), MgO - от 2,8 до 5,66 (MgSO_4 - от 8,36 до 16,9%). По составу и содержанию водорастворимых полезных компонентов она более всего соответствует калимагнезии, но в отличие от которой «полигалитовая мука» значительно больше обогащена сульфатом кальция.

Проведенные вегетационные опыты показали, что полигалитсодержащие породы в качестве «полигалитовой муки» на дерново-подзолистой почве близки по своему действию стандартным калийным удобрениям, что

позволяет говорить о возможности их использования в сельском хозяйстве в местах, близко расположенных к ее производству.

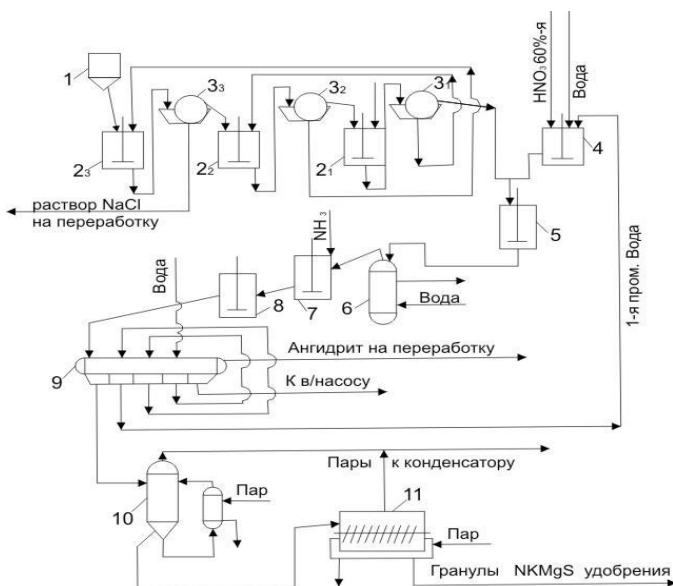


Рис. Технологическая схема переработки полигалитсодержащих пород

Проведенные в ЦНИИгеолнеруд исследования позволяют наметить рациональную технологическую схему получения бесхлорного комплексного калийно-магниево-азотно-сульфатного удобрения из полигалитсодержащих пород, как на основе азотнокислотного разложения, так и с использованием сырмомолотой полигалитсодержащей породы в виде удобрения «полигалитовая мука».

Литература

1. Ягодин, Б.А. Агрохимия / Б.А. Ягодин.- М.: Агрохимиздат «Колос», 1982.-574 с.
2. Грабовенко, В.А. Производство бесхлорных калийных удобрений / В.А. Грабовенко. - Л., Химия, 1980.-256 с.
3. Позин, М.Е. Технология минеральных удобрений / М.Е.Позин.- Л.: Химия, 1989.-352 с.
4. Переработка природных солей и рассолов. Справочник / под ред. И.Д.Соколова. Л.: Химия, 1985. – 208 с.
5. Конлей, И.Н. Соли калия из месторождения полигалитов в Техасе и Нью-Мексико / И.Н. Конлей, Е.Г. Патридж.- Нью-Мексико, 1944.-153 с.
6. Баталин, Ю.В. Полигалитовые породы - новое сырье для производства дефицитных сульфатных калийно-магневых удобрений / Ю.В. Баталин [и др.]// Разведка и охрана недр. – 2007. - №11. – С. 29-33.
7. Пат.2276123 Российская Федерация МПК7 C05D 11/06, C05D 1/00, 5/00.Способ получения комплексного минерального удобрения / Хуснутдинов В.А., Вишняков А.К.; заявитель и патентообладатель Центральный научно-исследовательский институт геологии нерудных полезных ископаемых.-№2004120636/15; заявл. 06.07.04; опубл. 10.05.06. Бюл.№13-5с.

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БРИКЕТИРОВАНИЯ ШИХТЫ НА ПРОЦЕССЫ ВСПЕНИВАНИЯ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ ПЕНОСТЕКЛЯННЫХ МАТЕРИАЛОВ

А.Е. Шелпакова, О.С. Павлюк

Научный руководитель доцент И.В.Фролова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Пеностекло – теплоизоляционный материал, в котором удачно сочетаются огнестойкость, долговечность и экологическая чистота с хорошими теплофизическими характеристиками. Кроме того, производство пеностекла является эффективным способом утилизации стеклобоя различных видов промышленных стекол, например, таких как листовое, тарное, ламповое и др.[2].

Технологический процесс получения пеностекла состоит из операций приготовления тонкодисперсной шихты путем совместного помола стеклогранулята или стеклобоя с газообразователем, вспенивания шихты в формах при температурах 750-850 °С и отжига пеностекла для снятия термических напряжений. Наиболее ответственной операцией является вспенивание шихты, в процессе которой формируется пористая структура материала [3].

Наиболее ответственной стадией получения пеностекла является вспенивание пенообразующей шихты. Стадия вспенивания – сложный процесс, зависящий от многих факторов, движущей силой которого является совпадение пиропластического состояния системы с активным газообразованием. Состав смеси, способ ее подготовки, температурный режим во многом определяют эффективность данного этапа и структуру конечного про-

дукта. В работе [3] показано, что начальная относительная плотность шихты существенно влияет на ее вспучиваемость и степень перестройки. Получение пеностекла с меньшей конечной плотностью сопровождается большей перестройкой структуры, которую можно оценить через структурно-энергетический параметр n . Чем выше концентрация твердой фазы в исходном материале, тем интенсивнее протекает процесс его вспенивания. Кроме того, предварительное уплотнение пенообразующей смеси позволяет отказаться от металлических форм и снизить энерго- и металлоемкость производства блочного пеностекла. При использовании способа непрерывного вспенивания ленты пеностекла можно предусмотреть прокат смеси через валковый пресс.

Кроме того известно, что одним из недостатков технологии получения блочного пеностекла порошковым способом является высокая металлоемкость производства, поэтому предварительное брикетирование пеностеклольной шихты позволит отказаться от использования форм.

Задача данного исследования – оценить влияние давления прессования пенообразующей шихты на процессы вспенивания при получении пеностекла.

В качестве объекта выбран стеклобой лампового стекла марки СЛ – 70, измельченный в шаровой мельнице до удельной поверхности 400 – 450 м²/кг, химический состав которого приведен в табл. 1. В качестве газообразователя использована сажа марки 801, количество которой менялось от 0,5 до 1 мас. %. Прессование шихты осуществляли на гидравлическом прессе в металлической форме диаметром 11 мм. Заметное влияние на свойства пеностекла оказывает вид технологической связки и ее количество [1], поэтому с целью снижения количества факторов, влияющих на процесс вспенивания, прессование осуществляли без использования связки.

Таблица 1

Химический состав электровакуумного стекла

Марка стекла	Содержание оксидов, % масс.							
	SiO	BaO	Fe ₂ O ₃	CaO	Na ₂ O	MgO	K ₂ O	SO ₃
(бесцветное)	71,89	2,00	0,10	5,15	16,34	3,50	1,00	0,02

Оценку процессов поризации осуществляли по величине коэффициента вспенивания, показывающего степень увеличения объема образца при термообработке (1) и структурно-энергетическому параметру, представляющему относительное изменение соотношения объемной концентрации твердой фазы (K_v) и свободного порового пространства ($P=1 - K_v$) при переходе дисперсной системы из одного состояния в другое [3].

$$K_v = (V_{всп} - V_o) / V_o, \quad (1)$$

где V_o и $V_{всп}$ – объем брикета до и после вспучивания соответственно, м³

Сравнительный анализ влияния давления прессования на данные показатели проводили на образцах, полученных при температуре вспенивания 850 °С с выдержкой 10 и 15 минут. Экспериментально полученные результаты, представленные в таблице 2 и на рисунке, показали следующее. При увеличении давления прессования в интервале 138 – 276 МПа коэффициент вспенивания уменьшается, плотность пеностекла соответственно увеличивается. Источником окислителей для углеродсодержащего газообразователя является кислород воздуха, присутствующего в смеси, и элементы переменной валентности, входящие в состав стекла. В случае прессования смеси при давлениях свыше 138 МПа в прессовке уменьшается содержание воздуха, захваченного порошком стекла, что приводит к снижению объема газовых продуктов термической диссоциации газообразователя. При более низких значениях давления прессования также наблюдается увеличение плотности образца с ростом давления, хотя в целом в интервале 41 – 138 МПа получается более легкое пеностекло. Значения структурных характеристик материалов изменяются по-разному, для более высоких давлений с уменьшением структурно-энергетического параметра n плотность пеностекла увеличивается, в то время как для интервала с меньшим давлением – наоборот.

Таблица 2

Результаты эксперимента

№ образца	Давление прессования МПа	Время выдержки при 850 °С, мин	Структурные характеристики материала в состоянии						Коэффициент вспенивания	
			начальном		конечном		P ₂	n		1/n
			d _{к1}	K _{т1}	d _{к2}	K _{т2}				
1	138	10	1,50	0,60	0,44	0,18	0,80	0,1463	6,84	5,7
2	207	10	1,55	0,62	0,45	0,18	0,82	0,1345	7,43	4,7
3	276	10	1,59	0,64	0,45	0,18	0,82	0,1235	8,09	3,9
4	42	15	1,50	0,60	0,21	0,08	0,92	0,0579	17,3	10,7
5	69	15	1,52	0,61	0,29	0,12	0,88	0,0872	11,5	8,3
6	138	15	1,57	0,63	0,46	0,18	0,82	0,1289	7,76	8,1

Ранее было установлено, что по значениям коэффициента вспенивания пенообразующие смеси условно делятся на три группы: высоковспенивающихся ($K_v \geq 8$), средневспенивающихся ($K_v = 4 - 7$), низковспенивающихся ($K_v < 4$).

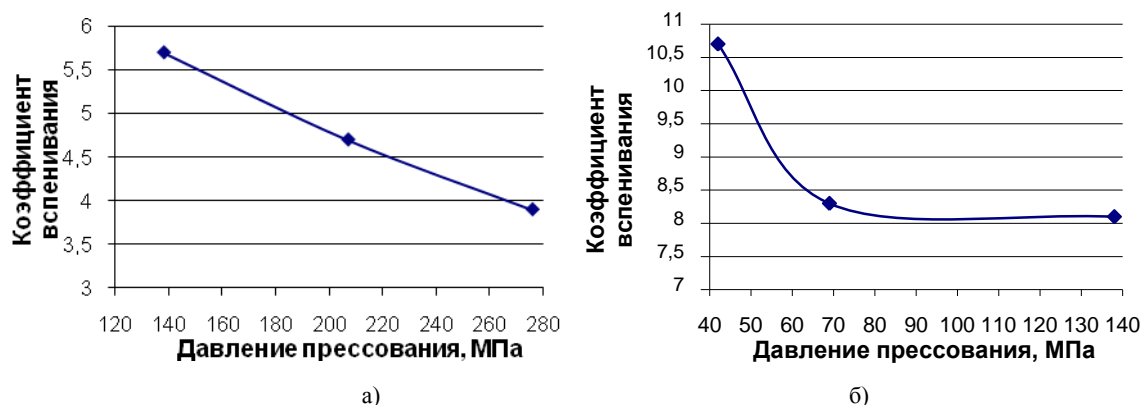


Рис. Зависимость плотности образцов и коэффициента вспенивания от давления прессования, а,б- время выдержки в печи, 10 и 15 минут соответственно.

По полученным данным видно, что при максимальном давлении прессования (276 МПа) смесь относится к низковспенивающимся, в то время как при давлении 138 МПа и одинаковом температурном режиме данный состав переходит в группу средневспенивающихся. Смеси приготовленные при меньших давлениях прессования (42 – 138 МПа) относятся к группе высоковспенивающихся. Вероятно, предварительное прессование пенообразующей смеси при давлениях свыше 40 МПа нецелесообразно, т.к. это приводит к увеличению структурно-энергетического параметра (n) и плотности образца.

На следующем этапе исследований поставлена задача, рассмотреть влияние более низких значений давления прессования на процессы вспенивания, причем при этом с целью сохранения прочности брикетов достаточной для их транспортировки в печь необходимо использовать связку.

Литература

1. Гаркави М.С., Кулаева Н.С. Технологические параметры брикетирования шихты для получения пеностекла//Стекло и керамика. – Москва, 2005. – №12. – С. 18 – 19.
2. Демидович Б.К. Пеностекло. – Минск: Наука и техника, 1972. – 304 с.
3. Лотов В.А. Контроль процесса формирования структуры пористых материалов//Строительные материалы. – Москва, 2000. – №9. – С. 26 – 28.

ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО

ПРОГНОЗ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО ОТНОШЕНИЮ К НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.А. Вазим, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Высокие цены на энергоресурсы создали «миф» о гарантированном росте благосостояния стран, обеспеченных полезными ископаемыми. Однако мировой кризис разрушил этот миф. Последствия кризиса таковы: сократилось потребление энергии, повысилось энергосбережение на производстве, увеличились поставки энергии из альтернативных источников, выросла добыча газа из сланцев в США и Канаде. Всё это является факторами снижения цен на энергоресурсы. В связи с этим актуальным становится вопрос о том, как будут меняться цены на основные энергоресурсы, как будет построена политика государства по отношению к производителям этих ресурсов.

Основным источником налоговых поступлений в российский бюджет по-прежнему выступают нефтегазовые компании, поэтому в данной статье мы постараемся обозначить варианты развития политики государства по отношению к нефтегазовой отрасли. В связи с высокой амплитудой цен на нефть мы ограничимся тремя годами при изучении фактического материала.

Нефтяные компании, в основном, выплачивают следующие налоги: таможенные пошлины, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на прибыль и акцизы. От цен на нефть зависят таможенные пошлины, НДПИ и налог на прибыль. Акцизы от цен не зависят, но кроме фискальной функции они призваны ограничить потребление нефтепродуктов, а следовательно, снизить экологическую нагрузку.

Экономическая основа (иными словами говоря, налоговая база) данных налогов опирается на два макроэкономических источника – на прибыль от производственной деятельности и на природную ренту. Если прибыль может облагаться в соответствии со стандартной процедурой обложения прибыли, то налогообложение природной ренты зачастую является предметом разногласий между нефтегазовыми предприятиями и государством. Тогда доля доходов от высокой цены на нефть зависит от соотношения мощи государства и усилий предприятий. Результат такого взаимоотношения государства и налогоплательщиков можно увидеть в уровне налоговых ставок или в величине других налоговых показателей. Например, до 2009 г. при расчете суммы налога на добычу полезных ископаемых порядок определения налогооблагаемой базы установлен следующим образом:

$$K_{ц} = (Ц - 9) \times P : 261,$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть в рублях, $Ц$ – средний уровень цен за баррель нефти сорта «Юралс», выраженный в долларах США, за налоговый период, P – среднее значение курса доллара США к рублю за налоговый период.

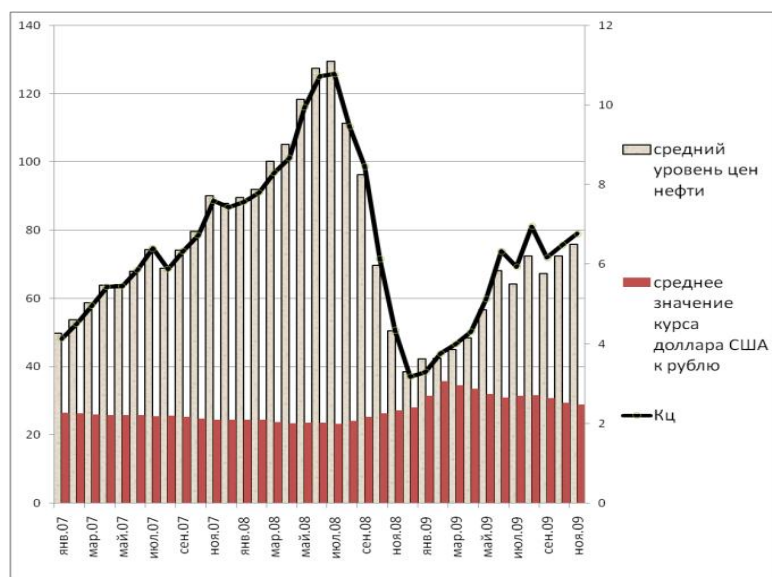


Рис. 1 Динамика среднего уровня цен на нефть, среднего значения курса доллара США к рублю и коэффициента $K_{ц}$ в 2007-2009 гг.

После 2009 г. при расчете суммы налога на добычу полезных ископаемых порядок определения налого-

облагаемой базы был изменен на следующий: $Kц = (Ц - 15) \times P : 261$. Поскольку динамика среднего уровня цен изучалась за период с 2007-2009 гг., то при расчетах использовалась формула соответствующего периода.

Поскольку тонна нефти сорта «Урал» составляет в среднем 7,4 барреля нефти, то коэффициент пересчета мог быть равным 135. Однако поскольку коэффициент больше примерно в два раза, то это означает, что государство и производитель в равной степени получают выгоды от роста цен на энергоресурсы [1].

Вышеуказанная зависимость государственного бюджета от высоких цен на нефть ставит в привилегированное положение производителей энергоресурсов. Поэтому понятно, почему в период кризиса государство соглашалось снижать налоговое бремя с целью поддержки производителя.

Однако уже в первые месяцы 2010 г. послабления ограничиваются. Это можно проследить при анализе нормативных документов, статистических данных, и фактов, опубликованных в печати [2].

Проследим, как менялись ставки НДС и ставки таможенных пошлин в зависимости от цен на нефть. На рисунке 1 показана зависимость ставки НДС от цены на нефть: наблюдается тесная корреляция между этими показателями. На рисунке 2 показаны динамика среднего уровня цен на нефть и динамика ставок таможенных пошлин в 2007-2009 гг. Можно увидеть, что повышение и понижение ставок таможенных пошлин отстает примерно на два месяца от изменения цен на нефть. Таким образом, сравнение динамики цен на нефть и таможенных пошлин показывает четкую корреляцию этих двух показателей. Это говорит о том, что поступления от таможенных пошлин усиливают зависимость федерального бюджета от цен на нефть.



Рис. 2 Динамика среднего уровня цен на нефть и ставок таможенных пошлин в 2007-2009 гг.

Следует отметить, что высокая зависимость доходов бюджета от факторов, слабо поддающихся регулированию со стороны государства, приводит к неустойчивости получения доходов в бюджет и, как следствие, непоследовательности налогово-бюджетной политики. Проявлением такой непоследовательности можно считать отказ государства снижать налоги при наличии профицита бюджета, а также отказ от использования имеющихся средств Резервного фонда и Фонда национального благосостояния внутри страны и инвестирование их за рубежом.

Условием повышения стабильности доходной базы бюджета является использование других налоговых источников, например, налога на прибыль, НДС, акцизов и др. Однако гарантией устойчивого роста доходов бюджета является не столько разнообразие макроэкономических источников налоговых доходов, сколько поступательный экономический рост в целом.

Большинство экономистов согласно с тем, что снижение налогов приводит к ускорению экономического роста. Представляется, что меры, принятые в 2008 г. для стимулирования инвестиций, сокращения теневой экономики (снижение ставки налога на прибыль с 24 до 20 %, амортизационная премия для нового оборудования, изменение порядка нелинейной амортизации и т.д.) позволят получить желаемый результат.

Однако политика снижения налогового бремени по налогу на прибыль не является обоснованием для его дальнейшего снижения по другим налогам (НДПИ, таможенным пошлинам и т.д.), поскольку, как было сказано выше, основным источником налоговых доходов остаются налоги, зависящие от цен на нефть.

Проведенный анализ показал, что по итогам кризиса 2008-09 гг. государство решило не вносить значительные изменения в свою экономическую политику, как это было, например, после кризиса 1998 г. Поэтому мы можем прогнозировать увеличение налогового бремени нефтяных компаний по мере роста цен на нефть, вызванного восстановлением мировой экономики.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теорети-

ческое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Налоговый кодекс РФ (п. 3 ст. 242). Правовая информационная система «ГАРАНТ».
2. Бобылев Ю. Нефтегазовый сектор // Экономико-политическая ситуация в России. – 2009. – № 12. – С. 58.

ПОСЛЕДСТВИЯ НЕВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ И КОНСЕРВАЦИИ ОБЪЕКТОВ ГОРНОГО ПРОИЗВОДСТВА

В.К. Агафонова

Научный руководитель доцент И.Б. Калинин
Томский государственный университет, г. Томск, Россия

Горное производство оказывает негативное влияние на состояние здоровья человека и на окружающую среду. Прекращение горнодобывающей деятельности хоть и влечет снижение этого влияния, но не обеспечивает безопасность жителям прилегающих населенных пунктов воздействия последствий такой деятельности. В связи с этим законодатель в статье 26 Закона РФ «О недрах» предусматривает обязанность предприятий - пользователей недр осуществлять консервацию и ликвидацию горных выработок и иных сооружений, связанных с пользованием недрами, то есть приводить их в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, зданий и сооружений [2]. Но зачастую данные требования не выполняются, в связи с чем государство, привлекая нарушителей к ответственности, вынуждено осуществлять финансирование мероприятий по устранению вреда, нанесенного окружающей среде, а так же оказанию различного характера помощи населению.

Государственная программа по реструктуризации угольной промышленности, действовавшая с 1996 года, включала задачи по переселению граждан из домов, расположенных на подработанных территориях. В настоящее время её задачи дублирует Постановление Правительства РФ «О Перечне мероприятий по реструктуризации угольной промышленности и порядке их финансирования» [3]. Данный перечень в качестве направления деятельности уполномоченных государственных органов включает реализацию программ местного развития и обеспечение занятости населения шахтерских городов и поселков. Целями программ является 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 сноса ветхого жилья.

В рамках заданного направления в Кемеровской области в 2005 году был принят Закон «Об утверждении региональной целевой программы «Переселение граждан из ветхого и аварийного жилья» на 2005-2010 годы» [4]. За 2005-2006 годы на её реализацию было направлено 360 млн. рублей, введено около 30 тыс. кв. метров. В начале 2007 года она была заменена краткосрочной региональной целевой программой «Жилище» [5]. Программа включала в себя подпрограмму «Переселение граждан из ветхого и аварийного жилья», которая обеспечивала выполнение обязательств государства по обеспечению жильем помещениями граждан, проживающих в ветхом и аварийном жилье, в условиях, непригодных для постоянного проживания, путем введения 97,5 тыс. кв. метров жилья. Финансирование реализации подпрограммы осуществлялось за счет средств областного бюджета (383,8 млн. рублей) и из иных не запрещенных законодательством источников (771 млн. рублей), общая сумма которых составила 1454,8 млн. 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) [6].

По этому соглашению в 2008-2010 гг. в Кузбасс поступит 17 млрд. рублей на решение проблем закрытых шахт. В том числе 9 млрд. рублей федеральных средств пойдет на снос бараков и переселение шахтеров с подработанных территорий и более 4 млрд. рублей будут вложены в рекультивацию земель (на эти средства планируется восстановить около 5,5 тыс. гектаров земли на полях закрытых шахт). Всего за два года планируется переселить 9 тыс. семей шахтеров закрытых угольных предприятий.

Вторым актом является 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 поступит в течение четырех лет (2008-2011) почти 5 млрд. рублей. При этом, согласно условиям договора, из областного и местных бюджетов, средств граждан-собственников жилья на эти же цели будет перечислено еще 3,4 млрд. рублей. В целом более чем 8 млрд. рублей будет потрачено на ремонт в городах и районах области около 2,4 тыс. домов и переселение 3 тыс. семей.

Таким образом, в общем, с 2008 по 2011 год в Кузбассе на капитальный ремонт домов и переселение граждан, 12 000 семей, из аварийного жилья будет направлено более 25 млрд. рублей. Подобные денежные суммы, направленные на решение той или иной проблемы, должны стимулировать государство в лице его органов

на выявление причин их возникновения, а так же на создание возможных механизмов предотвращения их развития и существования в целом.

По большей части указанные 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.

В связи с этим можно сделать вывод о необходимости осуществления государством комплекса мер в указанном направлении, то есть не только финансирования деятельности по устранению последствий вредного влияния, но и создания экономико-правового механизма стимулирования предприятий-недропользователей для осуществления ими своих обязанностей, усиления государственного контроля за соблюдением пользователями недр законодательно установленного порядка пользования недрами и ответственности за его нарушение.

В основу экономико-правового механизма стимулирования можно положить идею об освобождении предприятий от уплаты регулярных платежей за пользование недрами за 1-2 года до истечения срока лицензии, чтобы пользователи, создав денежный фонд, могли аккумулировать данные средства и в дальнейшем направить их на осуществление мероприятий по ликвидации (консервации) объектов. Если же надзорными органами будет выяснено, что сбережение средств на данные цели не осуществляется, то пользователь будет обязан выплатить предусмотренные законодательством платежи за пользование недрами в течение последних двух лет одновременно. Также можно предложить государству создать целевой внебюджетный фонд, куда будут поступать обязательные платежи в течение двух последних лет, 2/3 части которых предприятия-недропользователи смогут использовать при исполнении своих обязанностей по ликвидации.

Еще одним средством побуждения предприятий на осуществление своих обязательств является механизм административной ответственности. За невыполнение или несвоевременное выполнение обязанностей по приведению земель в состояние, пригодное для использования по целевому назначению, или по их рекультивации после завершения разработки месторождений полезных ископаемых, статьей 8.7 КоАП РФ предусмотрено наложение штрафа на юридических лиц в размере от 20 000 до 30 000 рублей [1]. Но очевидно, что столь незначительные штрафы не побуждают недропользователей к надлежащему выполнению мероприятий по ликвидации и консервации месторождений. Следовательно, необходимо их увеличить, установив в размере от 100 000 до 1 000 000 рублей; сумма к выплате штрафа будет зависеть от объема невыполненных работ по ликвидации (консервации).

Литература

1. Кодекс об административных правонарушениях от 30.12.2001 № 195-ФЗ // СЗ РФ. – 2002. – № 1 (ч.1). – ст. 1.
2. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1 // СЗ РФ. – 1995. – № 10. – ст. 823.
3. 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.
4. 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.
5. 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.).
6. <http://www.avant-partner.ru/news/947.html>.
7. <http://delkuz.ru/content/view/5723/>.

РОЛЬ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ В ФОРМИРОВАНИИ БЮДЖЕТА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.О. Богатырева

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Центральное место в системе государственных финансов занимает федеральный бюджет – это имеющий силу закона финансовый план государства на текущий финансовый год. В соответствии со статьей 6 БК РФ «Бюджет – это форма образования и расходования денежных средств, предназначенных для финансового обеспечения задач и функций государства и местного самоуправления».

В каждой стране структура бюджета имеет свои особенности. Она определяется экономическим потенциалом страны, масштабностью задач, решаемых государством на данном этапе развития, ролью государства в экономике, состоянием международных отношений и рядом других факторов.

В современных условиях во всех странах наблюдается тенденция опережающего роста местных финансов по сравнению с финансами центральных правительств, что свидетельствует о возрастающей роли местных органов власти, как в экономических, так и политических процессах общества.

Местный бюджет имеет такую же структуру, как и центральный. Он включает доходы и расходы местных органов власти, действует на территории административных единиц, органы которых его принимали.

Доходная часть местного бюджета формируется за счет налоговых поступлений, являющихся собственностью местных органов власти, субсидий и дотаций из центрального бюджета и муниципальных займов.

По действующему законодательству (Закон РФ «О недрах», Налоговый кодекс Российской Федерации, 2 часть) при недропользовании осуществляются выплаты следующих видов ресурсных налогов и платежей:

- разовые платежи за пользование недрами;
- регулярные платежи за пользование недрами;
- плата за геологическую информацию о недрах;
- сбор за участие в конкурсе (аукционе);
- сбор за выдачу лицензий;
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- акцизы на минеральное сырье;
- таможенные пошлины.

Пользователи недр, получившие право на пользование недрами, уплачивают разовые платежи за пользование недрами. Минимальные (стартовые) размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются в размере не менее 10% от величины суммы налога на добычу полезных ископаемых в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающей организации. Окончательные размеры разовых платежей за пользование недрами устанавливаются по результатам конкурса или аукциона и фиксируются в лицензии на пользование недрами.

Регулярные платежи за пользование недрами взимаются за предоставление пользователям недр исключительных прав на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, разведку полезных ископаемых. Регулярные платежи за пользование недрами взимаются с пользователей недр отдельно по каждому виду работ. Регулярные платежи за пользование недрами взимаются с пользователей недр отдельно по каждому виду работ. Размеры регулярных платежей за пользование недрами определяются в зависимости от экономико-географических условий, размера участка недр, вида полезного ископаемого, продолжительности работ, степени геологической изученности территории и степени риска. Ставка регулярного платежа за пользование недрами устанавливается за один квадратный километр площади участка недр в год.

За пользование геологической информацией о недрах, полученной в результате государственного геологического изучения недр от федерального органа управления государственным фондом недр, взимается плата.

Сбор за участие в конкурсе (аукционе) вносится всеми их участниками и является одним из условий регистрации заявки. Сумма сбора определяется исходя из стоимости затрат на подготовку, проведение и подведение итогов конкурса (аукциона), оплату труда привлекаемых экспертов.

Часть средств от сбора за участие в конкурсе (аукционе) органы, выдавшие лицензии, могут направлять на проверку выполнения пользователями недр условий лицензий.

Выплата налога на добычу полезных ископаемых производится по налоговой ставке по видам полезных ископаемых.

Налог на добычу полезных ископаемых распределяется между федеральным и территориальным бюджетами в соответствии с законом «О Федеральном бюджете».

Налог на добычу природного газа из всех видов месторождений углеводородного сырья в полном объеме предусмотрен в качестве источника формирования доходов федерального бюджета. Налог на добычу общераспространенных полезных ископаемых в полной сумме предусмотрен в качестве источника формирования доходов бюджетов субъектов Российской Федерации.

По информации, полученной от Департамента по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса, произошло изменение и уточнение площадей поиска и разведки, а также досрочное прекращение права пользования недрами по ряду недропользователей (ОАО «Томскнефть», ООО «Терра», ООО «Горстовое», ООО «Томская горно-металлургическая компания»), что должно повлечь корректировку планируемого поступления регулярных платежей за пользование недрами по сравнению с параметрами, утвержденными действующей редакцией Закона Томской области «Об областном бюджете на 2008 год и на плановый период 2009 и 2010 годов», а также и с уровнем доходов по данному источнику, предусмотренным в представленном законопроекте.

Поступление в областной бюджет налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на 2009 год прогнозируется в сумме 1 743 289 тыс. руб., на 2010 год - 1 748 169 тыс. руб., на 2011 год - 1 806 195 тыс. руб. По сравнению с параметрами, ранее утвержденными Законом Томской области «Об областном бюджете на 2008 год и на плановый период 2009 и 2010 годов», прогнозируемые доходы увеличены в 2009 году на 701 359 тыс. руб., или на 67 %, в 2010 году - на 666 847 тыс. руб., или на 62 %. В сравнении с утвержденным планом на 2008 год прогнозная сумма НДПИ на 2009 год увеличена на 199 961 тыс. руб., или на 13 %, но меньше на 289 950 тыс. руб., или на 14 %, в сравнении с ожидаемым поступлением налога в текущем году.

Расчет НДПИ при добыче нефти на плановый период произведен, исходя из базовой ставки, уточненно-го Минэкономразвития РФ прогноза среднегодовой цены на нефть марки «Юралс» (2009 год - 95 долларов США за баррель, 2010 год - 90 долларов, 2011 год - 88 долларов) и планируемого объема добычи нефти на территории Томской области: 2009 год - 10 987 тыс. тонн, 2010 год - 11 106 тыс. тонн, 2011 год - 11 349 тыс. тонн. Кроме того, учтено повышение с 01.01.2009 необлагаемой налогом на добычу полезных ископаемых минимальной цены на нефть, применяемой при расчете коэффициента Кц, установленного п.3 ст.342 Налогового кодекса РФ, с 9 до 15 долларов США.

Данные, представленные в приведенной ниже диаграмме, свидетельствуют о превышении (за исключением 2007 года) фактически поступившей суммы НДПИ над прогнозируемыми показателями, заложенными в проект бюджета: 2005 год – 170 %; 2006 год – 118 %; поступление НДПИ в 2008 году - 204%.

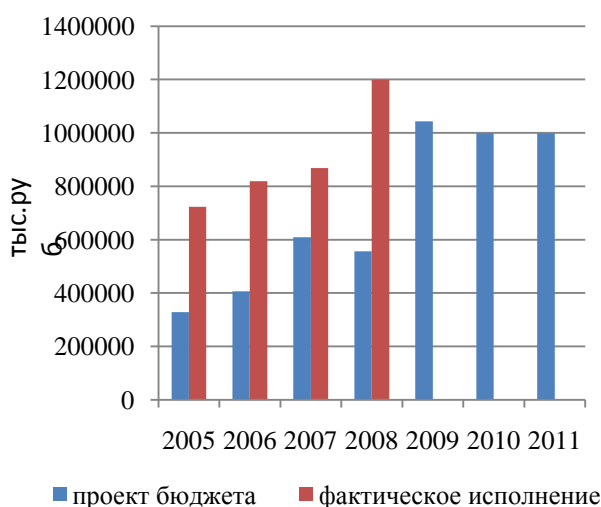


Рис. Поступление в областной бюджет налога на добычу полезных ископаемых

Указанное превышение сложилось в связи с увеличением фактической цены на нефть марки «Юралс» в сравнении с учтенной при формировании проектировок бюджета: при расчете НДС на 2005 год принята цена на нефть в размере 28 долларов за баррель, фактически среднегодовой уровень цен составил 50,2 доллара; 2006 год - 40 и 60,9 долларов соответственно; 2007 год - 59,4 и 69,4 долларов; 2008 год - 53 доллара, фактически средняя за 7 месяцев цена составила 109 долларов за баррель. Следует отметить, что фактический уровень добычи нефти, включая газовый конденсат, ниже показателя, принимаемого при формировании параметров бюджета: в 2005 году фактический объем добычи составил 81 % по сравнению с прогнозируемым объемом (11 729 тыс. тонн против 14 400 тыс. тонн); в 2006 году – 75 % (10 147 тыс. тонн против 13 455 тыс. тонн); в 2007 году – 82 % (10 251 тыс. тонн против 12 508 тыс. тонн); в 2008 году - объем добычи составил 95 % от прогнозируемого (10 504 тыс. тонн против 11 008 тыс. тонн).

Доходы областного бюджета по итогам за 2008 год в сумме составили 29 538,9 млн. руб. при плане на 01.09.2008 – 28 624,4 млн. руб. с перевыполнением на 914,5 млн. руб. (103,2 %), в том числе по собственным доходам (налоговым и неналоговым) – 21 048,3 млн. руб. при плане 20 500,1 млн. руб. с перевыполнением на 548,2 млн. руб. (102,7%).

Если говорить, о роли недропользователей, то по итогам 2008 года поступления от налога на добычу полезных ископаемых составили 1199,872 млн. руб., это 4 % в общем объеме доходов областного бюджета. Не смотря на то, что недропользование оказывает не самый весомый вклад в формирование бюджета Томской области, можно с уверенностью сказать, что без этих 4 % областной бюджет ощутил бы нехватку средств, что говорит о немаловажной роли недропользователей в формировании бюджета.

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. Борисов Денис НДС становится «мягче» // Нефть России. - Москва, 2009. - №2. - С. 32-34
2. Бюджетный Кодекс Российской Федерации от 31.07. 1998 № 145-ФЗ (ред.24.11. 2008).
3. Годин А.М. Бюджет и бюджетная система Российской Федерации. «Прогресс - Академия» - М.: 2007.
4. Налоговый кодекс РФ. Правовая информационная система «ГАРАНТ».
5. Официальный информационный сервер Томской области: http://rslib.trecom.tomsk.ru/ru/economy_finances/making_budget/.

**ЛЬГОТЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ НА СТАДИИ
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ****Ю.А. Болсуновская**

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Одним из методов государственного регулирования является налоговое регулирование, представленное общими и ресурсными налогами. В качестве реализации регулирующей функции налогообложения выступают налоговые льготы.

Учитывая высокую фискальную нагрузку на нефтегазовую отрасль Российской Федерации, льготное налогообложение, особенно на стадии геологоразведочных работ, является наиболее важным аспектом для нефтегазовых компаний.

За 2000-е годы в России сформировалась принципиально новая система налогообложения нефтяных компаний, ставшая, с одной стороны, более стабильной и предсказуемой, с другой – еще более агрессивной.

Доля государства в доходах нефтяных компаний значительно выросла, за счет изъятия «сверхдоходов». Это привело к росту бюджета и апатии в отрасли. Только в последние годы, когда ситуация достигла критического уровня, государство пошло на некоторые уступки. Однако растущее количество льгот не дает ощутимого эффекта.

Например, что касается таможенных пошлин, то в большинстве стран мира они используются для защиты внутреннего рынка и не играют заметной роли в доходах государства. В России же таможенные пошлины стали основным источником пополнения казны. Так, в 2009 году за счет таможенных пошлин было обеспечено 52% доходов федерального бюджета РФ по сравнению с Китаем – около 12%, США – менее 1% [1].

С 2007 года в отношении нефти, добытой из месторождений с выработкой запасов более 80%, применяется понижающий коэффициент к ставке НДС. Размер этого коэффициента привязан к уровню выработанности запасов: за каждый процент выработки сверх 80% – 3,5% скидки к ставке налога на добычу нефти [1]. Таким образом, максимально допустимая 70%-ная скидка по НДС – недостижимая на практике величина: такая льгота положена лишь месторождениям со 100%-ной (то есть полной) выработкой.

Очевидно, что такая льгота не является щедрой. Скидка применима к довольно узкому кругу месторождений, а уровень ее в большинстве случаев незначителен. Однако новой льготой недропользователи смогли реально воспользоваться. Отдельные компании, в числе которых «Башнефть» и «Татнефть», смогли благодаря льготе более полно раскрыть потенциал своих старых месторождений. Это дало реальный прирост добычи и повысило эффективность недропользования.

Тем не менее, говорить о крупных успехах не приходится. Например, согласно расчетам к федеральному бюджету на 2010 год, на стимулировании разработки месторождений с высокой выработкой запасов бюджет недополучит 23,43 млрд. рублей – это менее 2% от расчетной суммы годовых платежей по НДС. Поэтому скидка по НДС для истощенных месторождений – это единственное, что государство сделало для продления жизни старых месторождений [1].

С 2009 года не облагаемый НДС уровень повышен с \$9 за баррель нефти до \$15. Ставка налога на прибыль была снижена с 24% до 20%, в три раза увеличена амортизационная премия. Наконец, нефть новых месторождений Восточной Сибири была на неопределенный срок освобождена от уплаты экспортной пошлины.

Главным итогом реформирования системы налогообложения нефтяных компаний в течение минувшего десятилетия можно назвать агрессивное перераспределение доходов от добычи нефти в пользу государства. За период 2000-2009 гг. налоговая нагрузка на выручку нефтяных компаний выросла с 20% до 55%, на прибыль – с 32% до 81% (см. рисунок 1) [1].

Сформированная к настоящему времени система налогообложения отбирает у нефтяников значительную долю доходов, связанных с удорожанием нефти. 65% такого прироста изымается через экспортные пошлины, еще от 21% до 30% – через НДС.

При цене \$70 за баррель Urals в казну идет около 65% выручки только в форме НДС и экспортной пошлины, не считая других налогов. При удорожании барреля нефти с \$30 до \$90 часть выручки, остающаяся у нефтяников после уплаты пошлины и НДС, увеличивается всего на \$7,8 на баррель (с \$19,5 до \$27,3) [1].

Сейчас в условиях относительно спокойной динамики цен и риска нового обвала скорректированные правила дают нефтяникам желанную стабильность. Однако в будущем они могут лишиться солидной премии, которую раньше имели в связи с ростом цен на нефть. Это означает, что в перспективе, если не изменятся налоговые правила, они могут рассчитывать на выручку, остающуюся после уплаты пошлины и НДС, в интервале от \$20 до \$30 на баррель – при любых изменениях ценовой ситуации на мировых рынках нефти [1]. Можно предположить, что это приведет к дальнейшему охлаждению интереса нефтяников к крупным долгосрочным вложениям в развитие нефтедобычи.

Таким образом, в настоящее время система налогообложения нефтяной отрасли нуждается в коренной перестройке.

Что касается нулевой ставки НДС для новых месторождений ряда перспективных регионов, то пока с ней связана только задержка с переводом нескольких значимых проектов из строительной в эксплуатационную фазу. Это в большей степени относится к инициативе полностью освободить от экспортной пошлины нефть, добытую из новых месторождений в Восточной Сибири. Льгота не имеет конкретных временных параметров. Она не привязана к производственным и коммерческим показателям проекта. Сейчас уже не вызывает сомнений,

что в нынешнем виде она сохранится в течение нескольких месяцев. Никакой стимулирующей инвесторов роли она не играет.

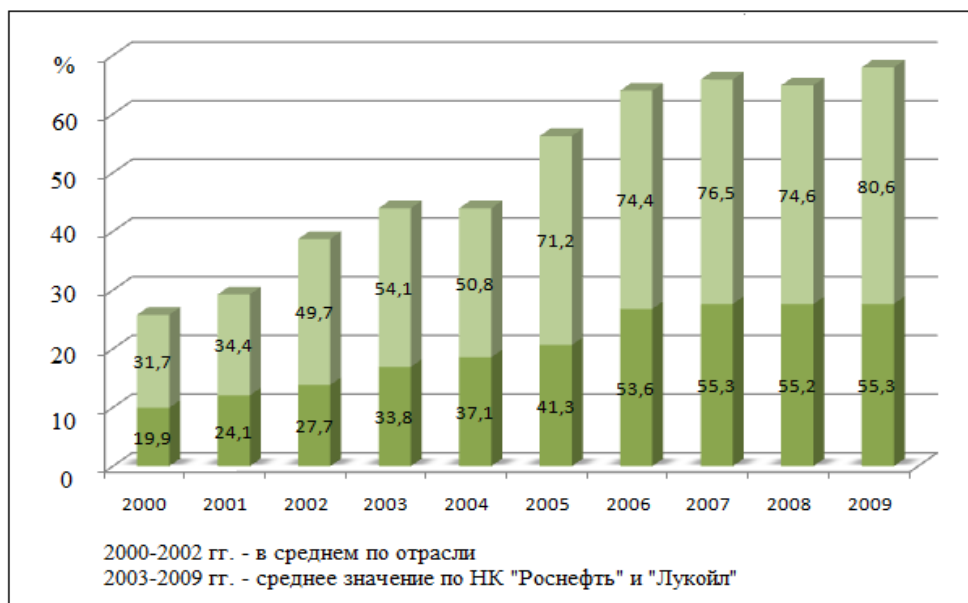


Рис. 2 Налоговая нагрузка на выручку нефтяной компании и налоговая нагрузка на прибыль нефтяной компании

Если предположить, что освобождение от экспортных пошлин будет действовать в течение всего 2010 года, тогда, исходя из параметров закона о федеральном бюджете (средняя цена нефти – \$58 за баррель) и производственных планов «Роснефти», только на нефти Ванкора государство недополучит \$2,1–2,5 млрд. Это 6–7% от всей суммы, которую государство рассчитывает получить на таможне за экспорт нефти [1]. По сумме это больше, чем все льготы по НДС для нефтяных компаний.

Немаловажно и то, что полное освобождение от экспортной пошлины поощряет стремление перегонять за рубеж всю нефть Восточной Сибири. То есть речь идет о дальнейшем развитии сырьевого экспорта – в ущерб созданию и развитию перерабатывающих производств на территории России. Причем, такой экспорт никаких экономических выгод государству не несет: нефть освобождена от НДС и таможенной пошлины.

Выигрывает преимущественно контролируемая государством «Роснефть», которая всего за год может окупить за счет щедрых льгот половину капитальных вложений в Ванкорский проект. Но при этом государство не получает никакой компенсации.

Пожалуй, история с освобождением от экспортной пошлины нефти Восточной Сибири, вне зависимости от дальнейшей судьбы этой льготы, говорит о несостоятельности современной налоговой политики в отношении нефтяных компаний. Попытки улучшить действующую систему с помощью льгот приводят лишь к расширению перечня преференций, которые не дают серьезной практической отдачи, но усложняют налоговое администрирование.

В связи с этим доля налоговых поступлений от нефтегазовой отрасли по-прежнему составляет весомую часть Федерального бюджета РФ, несмотря на стремительное падение в первой половине 2009 года (см. таблицу 1).

Таблица 1
Динамика уровня налоговой нагрузки и поступлений основных налогов в Федеральный бюджет РФ в 2004-2009 гг. (в % ВВП)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Уровень налоговой нагрузки	35,8	36,3	35,9	36,1	35,6	30,8
Налоговые доходы, в т.ч.:	27,5	25,7	24,4	25,7	23,9	20,5
Налог на прибыль	5,1	6,2	6,2	6,6	6,0	3,2
НДФЛ	3,4	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3
ЕСН*	3,5	2,0	1,9	2,0	1,9	2,1
НДС	6,3	6,8	5,6	6,9	5,1	5,3
Акцизы	1,4	1,2	1,0	1,0	0,8	0,9
НДС	3,0	4,2	4,1	3,6	4,1	2,8

*Без учета страховых взносов на социальное страхование

Значительное сокращение объемов поступлений (на 14,23%) в бюджетную систему страны произошло под влиянием негативных последствий мирового финансового кризиса. Сокращение доходов нефтегазового сектора повлекло за собой снижение поступлений по налогу на прибыль. За январь–декабрь 2009 года поступления по данному налогу в бюджет составили 3,2% ВВП против 6% ВВП в предыдущем году [2].

На протяжении 2010–2012 гг. в соответствии с законом о федеральном бюджете ожидается более низкая динамика поступлений по большинству налогов и сборов по сравнению с периодом 2006–2009 гг. (см. таблицу 2).

Таблица 2
Динамика налоговых поступлений в федеральный бюджет в период 2006-2012 гг. (% ВВП)

Наименование налогов	Фактическое исполнение					В соответствии с законом о бюджете	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Налог на прибыль	6,2	6,6	6,0	3,2	2,9	3,1	3,1
ЕСН	1,9	2,0	1,9	2,1	0,1	*	*
НДС	5,6	6,9	5,1	5,3	5,0	5,2	5,4
Акцизы	1,0	1,0	0,8	0,9	0,3	0,3	0,4
НДПИ	4,1	3,6	4,1	2,8	2,5	2,3	2,2

Таблица 3

Темпы прироста налоговых поступлений в федеральный бюджет

Наименование налогов	Фактическое исполнение					В соответствии с законом о бюджете	
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Налог на прибыль	*	0,4	-0,6	-2,8	-0,3	0,2	0,0
ЕСН	*	0,1	-0,1	0,2	-2,0	*	*
НДС	*	1,0	-1,8	0,2	-0,3	0,2	0,2
Акцизы	*	0,0	-0,2	0,1	-0,6	0,0	0,1
НДПИ	*	-0,5	0,5	-1,3	-0,3	-0,2	-0,1

Прогнозируемое снижение доходов федерального бюджета главным образом обусловлено относительным ухудшением конъюнктуры цен. В соответствии с прогнозами основных макроиндикаторов состояния экономики мировые цены на нефть до конца 2011 г. не превысят 60 долл./баррель, притом, что в период 2006–2009 гг. они колебались в пределах 70–120 долл./баррель [2]. Также ожидается замедление темпов роста добычи нефти и газа и сокращение экспорта продуктов нефтегазового комплекса.

Несмотря на это, решительные реформы в налоговой сфере не планируются.

Налоговые льготы являются очень сильным фактором, который способен в перспективе вывести российскую нефтегазовую отрасль на новый уровень развития при должном внимании государства.

Основной проблемой остается выбор приоритетов. До тех пор, пока нефтедоллары будут основной опорой федерального бюджета, рассчитывать на значительное улучшение налогового режима не приходится.

В рамках дальнейшего совершенствования налогообложения добычи углеводородного сырья целесообразно усовершенствовать механизм учета для целей налогообложения расходов организаций на освоение природных ресурсов; уточнить порядок признания расходов, связанных с участием в конкурсе, по результатам которого не заключено лицензионное соглашение на пользование недрами, ведения налогового учета расходов на освоение природных ресурсов, отнесения на расходы разовых платежей за пользование недрами; ввести понижающие коэффициенты при добыче нефти на малых месторождениях; создать налоговые стимулы для добычи нефти из комплексных месторождений; рассмотреть вопрос об эффективности перехода на налогообложение добавочного дохода, возникающего при добыче природных ресурсов.

Таким образом, необходимо создать самонастраивающийся механизм, выравнивающий условия разработки разных по качеству месторождений.

Литература

1. Налогообложение: ножницы Кудрина и пряники для избранных // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. - №5. – С. 16-23.
2. Российская экономика в 2009 году. Тенденции и перспективы. (Выпуск 31) – М.: ИЭПП, 2010. – 707с.

МИНЕРАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ КАК ОПРЕДЕЛЯЮЩИЙ ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА

Т.М. Важенина, Я.С. Истомина, Е.А. Казанцева

Научный руководитель профессор Л.Н. Руднева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Тюменская область расположена в пределах Западно-Сибирской равнины, удобное экономико-географическое положение, прежде всего близость к Уралу, топливно-энергетическому комплексу области, наличие природных ресурсов, развитая транспортная сеть являются основными условиями наращивания его экономического потенциала.

Отрасли нефтегазового комплекса традиционно занимают ведущее место в экономике региона. Этот комплекс уже многие годы вносит решающий вклад в производство энергоносителей для покрытия спроса российских потребителей и экспортных поставок в Дальнее и Ближнее Зарубежье. На территории региона добывается около 67% нефти и 91% естественного газа от общей добычи в стране. Основные запасы углеводородного сырья сосредоточены в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. В последние годы на юге Тюменской области идет активное формирование нового нефтедобывающего региона.

В условиях формирования на территории юга Тюменской области нового нефтедобывающего района идет динамичное развитие нефтедобывающей отрасли. В настоящее время на юге Тюменской области на 34 лицензионных участках 14 предприятий-недропользователей проводят согласно лицензионным соглашениям геологоразведочные работы на углеводородное сырье [3].

Регион обладает самыми крупными в Российской Федерации запасами торфа. В отдельных торфяных месторождениях выявлены крупные залежи вивианита (около 20% мировых запасов), использование которого может удовлетворить потребности сельского хозяйства в фосфатных удобрениях.

Имеются месторождения кварцевых песков, кирпичных и керамзитовых глин, сапропелей, известняков. Большая часть разведанных запасов озерного сапропеля сосредоточена в водоемах Вагайского, Нижнетавдинского, Тюменского и Ярковского районов.

Регион богат запасами пресной и минеральной воды, в подземных запасах содержатся значительные запасы йода и брома.

Главные производственные центры региона сосредоточены в городах: Тюмени, Заводоуковске, Тобольске, Ишиме. В 2008 году выпуск продукции увеличился относительно 2007 года на 12,2%. При этом добыча полезных ископаемых выросла на 2,1 % в обрабатывающем секторе прирост производства – 13,8%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды возросло на 12,0% [2].

Экономика добычи полезных ископаемых имеет специфические особенности формирования чистого дохода и прибыли геологических организаций. Прибыль геологических организаций хотя и планируется ежегодно, но не зависит от времени реализации разведанных запасов полезных ископаемых в недрах. В отчетном периоде фактическая прибыль отражается на балансе геологических организаций и называется балансовой прибылью. Она наиболее полно характеризует работу геологических организаций.

Рентабельность в отраслях промышленности, связанных с добычей, производством и переработкой полезных ископаемых наиболее высокая, по сравнению с другими отраслями по Тюменской области, и продолжает расти. Так, в 2006 году уровень рентабельности был 22,3%, а к 2008 году он вырос до 30,7%.

Уровень рентабельности геологических организаций ($Ур$) определяется как отношение балансовой прибыли ($Пб$) к объему завершенных работ ($Зр$) [2]:

$$Ур = \frac{Пб}{Зр} * 100\% \quad (1)$$

Величину балансовой прибыли в целом для предприятий, занимающихся добычей полезных ископаемых по Тюменской области без учета автономных округов можно рассчитать по формуле (2).

$$Пб = \frac{Ур * Зр}{100\%} \quad (2)$$

$$Пб = \frac{30,7 * 7494,3}{100\%} = 2300,7501 \text{ (млн. рублей)}$$

В 2008 г. она составила 2300,7501 млн. рублей, в то время как балансовая прибыль предприятий, добывающих полезные ископаемые, кроме топливно-энергетических была равна 2,6754 млн. рублей.

$$Пб = \frac{31,3 * 7366,9}{100\%} = 2305,8397 \text{ (млн. рублей)}$$

$$Пб = \frac{2,1 * 127,4}{100\%} = 2,6754 \text{ (млн. рублей)}$$

Балансовая прибыль геологических организаций служит исходной базой для расчетной прибыли, которая является основой для определения нормативов отчислений в фонды экономического стимулирования. Источниками формирования фонда развития производства являются: часть плановой и сверхплановой прибыли геологического предприятия; часть амортизационных отчислений, предназначенных для полного восстановления

(реновации) основных производственных фондов; выручка от реализации выбывшего излишнего имущества из основных фондов предприятия [1].

Важность геологических организаций для бюджета Тюменской области не оставляет сомнений. Так в 2007 в бюджет Тюменской области был перечислен налог на добычу полезных ископаемых в размере 36025,0 млн. рублей, что составило 22% от всех доходов консолидированного бюджета 2007 г. 43,1 млн. рублей составил единый социальный налог, уплачиваемый организациями, добывающими полезные ископаемые.

Предприятия, добывающие полезные ископаемые, являются наиболее привлекательными для иностранных инвесторов, так например в 2006-2007 гг. более 95% иностранного капитала в России было вложено в нефтедобывающую и нефтеперерабатывающую отрасли [1].

На сегодняшний день, для государства остаются приоритетными нефтегазодобывающие отрасли промышленности, тогда как добыча других полезных ископаемых отходит на второй план, но это могло бы принести ощутимые доходы в бюджет на местном и региональном уровне.

Принципиально важным является объединение в единую программу геологического изучения недр помимо углеводородного сырья, также твердых полезных ископаемых и подземных вод. Такое объединение позволит в комплексе решать как социальные и экологические задачи, так и восполнять бюджетные расходы на программу путем значительного увеличения налоговых поступлений в бюджет, что обеспечит стабильную положительную динамику развития региона. И кроме того позволит решить следующие задачи:

- создать и ввести территориальный фонд природоресурсной информации;
- обеспечить устойчивое и сбалансированное воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- усилить государственное регулирование в сфере недропользования и топливно-энергетического комплекса;
- обеспечить рост производства за счет рационального использования добытого минерального сырья и комплексного использования промышленных и трудовых ресурсов;
- предоставить благоприятные условия для создания в Тюменской области мирового центра нефтяных сервисных технологий.

Литература

1. Назарова З.М., Гольдман Е.Л. и др. Управление, организация и планирование геологоразведочных работ: [Учебное пособие]. - М.: Высш.шк., 2004 – 508 с.
2. Статистический ежегодник «Тюменская область (без автономных округов)»2006-2008 гг.
3. Официальный портал правительства Тюменской области.

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ: ПОРЯДОК ФОРМИРОВАНИЯ И НАЗНАЧЕНИЕ (НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ)

А.В. Васяк

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях хозяйствования на предприятии проводят контроль и анализ потоков денежных средств. Данный процесс осуществляется с помощью формирования отчета о движении денежных средств. Основная цель отчета о движении денежных средств - обеспечение информации о поступлении и выбытии денежных средств субъекта за отчетный период. Данный отчет служит также средством анализа инвестиционной и финансовой деятельности предприятия. Если быть более точным, отчет о движении денежных средств помогает инвесторам и кредиторам оценить:

- а) способность субъекта генерировать будущие положительные потоки денежных средств;
- б) способность субъекта оплатить свои обязательства и выплатить дивиденды;
- в) причины разницы между размером поступления (выбытия) денежных средств;
- г) наличный и безналичный аспекты инвестиционной и финансовой деятельности.

Отчет о движении денежных средств был введен для исполнения относительно недавно, в первые он был представлен в составе годовой отчетности в конце 1997 года. В мировой практике данный вид отчета также является относительно новым, но тем не менее, был значительно усовершенствован со времени введения. Он отражает изменения в ресурсах предприятия за период времени. Отчет о движении денежных средств раскрывает важные данные о движении денежных потоков предприятия по основной, инвестиционной и финансовой деятельности.

Деятельность предприятия содержит следующие направления:

- а) инвестиционная деятельность включает в себя приобретение и использование долгосрочных активов в виде недвижимой собственности (здания, сооружения), оборудования, а также других долгосрочных активов и средств погашения задолженности других субъектов, которые не являются эквивалентом наличности, используются для обеспечения операционной деятельности, производства услуг, для ведения торговых операций, также инвестиционная деятельность включает в себя кредит в налично-денежной форме и погашение ссуд другим сторонам;
- б) финансовая деятельность включает в себя получение заемных средств и возвращение средств владельцам, также к ней относятся получение ресурсов посредством займов (краткосрочных или долгосрочных) и

погашение займов, финансовая деятельность, как правило, приводит к изменению в размере собственного капитала и заемных средств;

в) основная деятельность включает в себя операции, не относящиеся к инвестиционной или финансовой деятельности, если говорить в общем, движение денежных средств, которые относятся или являются следствием статей, заявленных в отчете о результатах финансово-хозяйственной деятельности, являются движениями денежных средств от операционной деятельности, основная деятельность - это главные операции, приносящие прибыль субъекту, и включающие доставку или производство товаров для продажи, а также оказание услуг.

Рентабельная компания стремится к расширению и модернизации своих производственных мощностей, поэтому в краткосрочной перспективе инвестиционная деятельность может привести в результате к оттоку денежных средств из компании.

Финансовая деятельность включает в себя поступление денежных средств от получения ссуд, выпуска акций и оттока денежных средств в результате погашения долгов по ранее полученным ссудам и по выплате дивидендов.

Результатом финансовой деятельности должно стать увеличение денежных средств компании, которые могут быть использованы ею для осуществления операций и инвестиций.

Движение денежных средств в результате основной деятельности включает доход в денежном выражении и расходы, связанные с реализацией основного продукта компании и осуществления производственных функций. Основная деятельность - это основной источник прибыли компании, она должна генерировать основной источник денежных средств.

Наиболее важным показателем при анализе денежных потоков является сумма потоков денежных средств от основной деятельности предприятия. Прибыли должно хватать по крайней мере для того, чтобы покрыть все затраты, связанные с производством и реализацией товаров.

Основным источником информации, используемым для осуществления анализа движения денежных средств, является отчет о движении денежных средств, в котором рассматривается способность компании погашать свои обязательства (то есть ее платежеспособность), принимать оперативные решения по управлению движением денежных средств, а также объяснять расхождения между финансовыми результатами и изменениями в сумме денежных средств.

Стандарт бухгалтерского учета предоставляет две альтернативы составления отчета о движении денежных средств и составления отчета о прибылях и убытках. Предприятие само может выбирать методы составления отчетности.

Отчет о прибылях и убытках составляется при помощи калькуляции производственной себестоимости продукции на базе принципа полного учета затрат *Absorption Costing* или метода переменных затрат *Direct (Variable) Costing*.

Теоретическая основа калькуляции себестоимости с полным распределением затрат предполагает включение в себестоимость всех производственных затрат независимо от того, постоянные они или переменные. В основе такой логики – понимание факта, что без постоянных затрат выпуск продукции невозможен.

Баланс для составления «Отчета о прибылях и убытках» на базе полного распределения затрат представлен в таблице 1. «Отчет о прибылях и убытках» составленный на базе полного распределения затрат представлен в таблице 2.

Таблица 1

Баланс

Актив	На начало года	На конец года	Отклонения	Пассив	На начало года	На конец года	Отклонения
Внеоборотные активы				Капитал и резервы			
Основные средства	9 600	34600	-	Уставный капитал	9 600	9 600	-
Амортизация	-2 400	-4 800	-2 400	Прибыль	10435	20400	+9965
Итого	7 200	29800	-2400	Итого	20035	30000	+9965
Оборотные активы				Пассивы			
Материалы	1 000	800	-200	Обязательства долгосрочные: -перед банком			
НЗП	2 100	3300	+540	Обязательства краткосрочные: -перед поставщиками	1 500	1 000	-500
Готовая продукция	4 300	6000	+325	-перед персоналом	1 000	1 200	+200
Коммерческие дебиторы	2 900	3 200	+300				
Денежные средства	3 000	14100	+11100				
Итого	15335	27400	+12065	Итого	2 500	2200	-300
В С Е Г О	22535	32300	+9665	В С Е Г О	22535	32300	+9665

Таблица 2

«Отчет о прибыли и убытках» полное калькулирование

Выручка от продаж	59500
Себестоимость продаж	36635
Управленческие расходы	12900
Прибыль	9965

Теоретическая база калькуляции себестоимости по переменным издержкам состоит в том, что постоянные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно в отчет о финансовых результатах на тот период, когда они произошли. Данный метод отталкивается от отсутствия непосредственного отношения постоянных затрат к выпуску продукции: предприятия несут их в любом случае, независимо от того, производится что-то или нет. Баланс для составления «Отчета о прибыли и убытках» на базе переменного распределения затрат представлен в таблице 3. «Отчет о прибыли и убытках» составленный на базе полного распределения затрат представлен в таблице 4.

Таблица 3

Баланс

Актив	На начало года	На конец года	Отклонения	Пассив	На начало года	На конец года	Отклонения
Внеоборотные активы				Капитал и резервы			
Основные средства	9 600	34600	+25000	Уставный капитал	9 600	9 600	-
Амортизация	-2 400	-4 800	-2 400	Прибыль	8 400	18 150	+9 750
Итого	7 200	29800	+22600	Итого	18 000	27 750	+9 750
Оборотные активы				Пассивы			
Материалы	1 000	800	-200	Обязательства долгосрочные: -перед банком		10900	+10900
НЗП	2 100	2 500	+400	Обязательства краткосрочные: -перед поставщиками	1 500	1 000	-500
Готовая продукция	4 300	4 550	+250	-перед персоналом	1 000	1 200	+200
Коммерческие дебиторы	2 900	3 200	+300				
Денежные средства	3 000	-	-3000				
Итого	13 300	11050	-2250	Итого	2 500	13100	+10600
В С Е Г О	20 500	40850	+20350	В С Е Г О	20 500	40850	+20350

Таблица 4

«Отчет о прибыли и убытках» переменное калькулирование

Выручка от продаж	59500
Переменные расходы	28 100
Постоянные расходы	21 900
Прибыль	750

Предприятия, которые при установлении цены основываются на затратах, часто используют метод учета полных, а не переменных затрат, объясняя это следующим:

- в условиях долгосрочного периода все произведенные затраты должны быть покрыты (часть менеджеров считают, что это может быть достигнуто только при использовании метода учета полных затрат);

- считается дорогостоящим проводить анализ соотношений объема и затрат для всех наименований продукции (иногда исчисляемых тысячами), поэтому минимальная цена рассчитывается исходя из производственной себестоимости;

- кривые спроса достаточно неопределенны;

- производственная себестоимость обеспечивает большую стабильность.

Так же предприятие выбирает метод составления «Отчета о движении денежных средств». Существует два метода:

Прямой метод основан на анализе движения денежных средств с применением данных, взятых из счетов баланса предприятия. «Отчет о движении денежных средств» составленный прямым методом представлен в таблице 5.

Данный метод:

- а) показывает основные источники поступлений денежных средств и основные направления оттоков денежных средств (основные виды поступлений и выплат);
- б) обеспечивает возможность оперативных заключений о достаточности денежных средств для осуществления текущих платежей;
- в) создает связь между совокупным доходом и денежными поступлениями за отчетный период.

Таблица 5

«Отчет о движении денежных средств» составленный прямым методом

Содержание показателей	
1. Потоки денежных средств в результате операционной деятельности	
1.1. Денежные средства, полученные от покупателей и заказчиков	59200
1.2. Денежные средства, выплаченные поставщикам, подрядчикам и персоналу	48100
1.3. Налоги, выплаченные в бюджет	-
1.4. Прочие поступления и платежи	-
Чистые денежные средства в результате операционной деятельности	+11100
2. Потоки денежных средств в результате инвестиционной деятельности	
2.1. Приобретение и реализация основных средств	-
2.2. Приобретение и реализация ценных бумаг и других долгосрочных финансовых активов	-
2.3. Приобретение и продажа собственных акций	-
2.5. Предоставленные займы и поступления от их погашения	
Чистые денежные средства в результате инвестиционной деятельности	-
3. Потоки денежных средств в результате финансовой деятельности	
3.1. Эмиссия собственных акций	-
3.2. Выплаченные дивиденды	-
3.3. Полученные и погашенные долгосрочные кредиты и займы	-
3.4. Полученные и погашенные краткосрочные кредиты и займы	-
Чистые денежные средства в результате финансовой деятельности	-
Чистый приток (отток) денежных средств за отчетный период	+11100
Денежные средства:	
на начало отчетного года	3000
на конец отчетного года	14100

Косвенный метод основан на использовании одновременно данных статей баланса и отчета о результатах финансово-хозяйственной деятельности. При его использовании сумма чистого дохода (убытка) корректируется на изменение текущих активов и обязательств, не денежных операций, а также на доходы и расходы, являющиеся результатом инвестиционной и хозяйственной деятельности. «Отчет о движении денежных средств» составленный косвенным методом представлен в таблице 6.

Данный метод:

- а) раскрывает взаимосвязь между различными видами деятельности предприятия;
- б) устанавливает связь между чистой прибылью и изменениями в активах предприятия за отчетный период.

Нужно отметить, что отличия между прямым и косвенным методами вытекают из принципов расчетов. Основой расчета при прямом методе является выручка от реализации, при косвенном методе - прибыль. При прямом методе поток денежных средств определяется как разница между всеми притоками средств на предприятии по трем видам деятельности и их оттоками. Остаток денежных средств на конец периода определяется как их остаток на начало с учетом их потока за данный период. При косвенном методе основа для расчета - нераспределенная прибыль, амортизация, а также изменения активов и пассивов предприятия.

Результаты анализа движения денежных средств позволяют сформулировать заключения по следующим вопросам:

- а) требуемое количество и источники фонда денежных средств и основные направления использования;
- б) способность компании покрывать расходы за счет притока средств, стабильность данной способности;

Таблица 6

«Отчет о движении денежных средств» составленный косвенным методом

Содержание показателей	
1. Потоки денежных средств в результате операционной деятельности	
1.1. Чистая прибыль	+9750
1.2. Амортизационные отчисления	+2400
1.3. Изменение текущих обязательств по кредиторской задолженности	-300
1.4. Изменение текущих обязательств по дебиторской задолженности	-300
1.5. Изменение материальных оборотных средств	-450
1.6. Изменение текущих фондов и резервов	-
Итого по разделу 1	+11100
Чистые денежные средства в результате операционной деятельности	
2. Потоки денежных средств в результате инвестиционной деятельности	
2.1. Приобретение и реализация основных средств	-25000
2.2. Приобретение и реализация ценных бумаг и других долгосрочных финансовых активов	-
2.3. Приобретение и продажа собственных акций	-
2.5. Предоставленные займы и поступления от их погашения	-
Итого по разделу 2	-25000
Чистые денежные средства в результате инвестиционной деятельности	
3. Потоки денежных средств в результате финансовой деятельности	
3.1. Эмиссия собственных акций	-
3.2. Выплаченные дивиденды	-
3.3. Полученные и погашенные долгосрочные кредиты и займы	-
3.4. Полученные и погашенные краткосрочные кредиты и займы	+10900
3.5. Целевые поступления	-
Итого по разделу 3	+10900
Чистые денежные средства в результате финансовой деятельности	
Чистый приток (отток) денежных средств за отчетный период	
Денежные средства:	
на начало отчетного года	3000
на конец отчетного года	-
Разница денежных средств	-3000

- в) способность компании погашать текущие обязательства;
 - г) доход компании и насколько достаточен доход для удовлетворения текущих потребностей компании в денежных средствах;
 - д) собственные денежные средства компании и насколько они достаточны для осуществления инвестиционной деятельности;
 - е) почему существуют различия между полученной прибылью и общей суммой денежных средств.
- Таким образом, данная форма отчетности позволяет принимать эффективные управленческие решения, повышает качество работы экономистов и менеджеров.

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. Балабанов И.Т. Финансовый анализ и планирование хозяйствующего субъекта. – М.: Финансы и статистика, 2006.
2. Бондарчук Н.В. Анализ денежных потоков от текущей, инвестиционной и финансовой деятельности организации // Аудиторские ведомости. - 2002. № 3. - С. 56-61.

**ВВЕДЕНИЕ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ
КАК ЭТАП РЕФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ****Р.Р. Гайнутдинова**

Научный руководитель доцент А.М. Рогачева

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Необходимость применения специальных налоговых инструментов при налогообложении нефтегазового сектора обусловлена ограниченностью и невозобновляемостью этих ресурсов, а также необходимостью изъятия в пользу государства части «незаработанного» дохода, т.е. природной (горной) ренты.

В рамках популярной в настоящее время теории ренты, сверхдоход, получаемый нефтяными компаниями при осуществлении деятельности на лучших и средних по условиям производства участках, где обеспечивается более высокая производительность труда за счет разработки месторождений, характеризующихся благоприятными природными факторами, качеством сырья, горногеологическими условиями разработки, называется дифференциальной горной рентой I рода. Согласно той же теории получаемая в результате этого добавочная прибыль должна присваиваться не разработчиком месторождения, а владельцем участка недр.

В соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2020 года [1] в нефтедобывающей промышленности планировалось введение новой системы налогообложения доходов, состоящую из трех основных компонентов: налога на прибыль, посредством которого государство изымает у всех субъектов предпринимательской деятельности во всех сферах экономики часть их предпринимательского дохода, налога на добычу полезных ископаемых, посредством которого государство изымает у всех субъектов предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях часть горной ренты, то есть дохода, обусловленного действием «природного фактора», отсутствующего в других сферах экономики; и налога на дополнительные доходы, посредством которого государство планировало изымать у всех субъектов предпринимательской деятельности в минерально-сырьевых отраслях часть дифференциальной ренты (или сверхприбыли), получаемой предпринимателями за счет эксплуатации объектов, расположенных в лучших природных условиях, отсутствующих у других недропользователей [3]. Первые два элемента этой трехзвенной системы налогообложения введены в действие с 1 января 2002 года, соответствующими главами Налогового Кодекса РФ, работа над законопроектом о налоге на дополнительные доходы продолжают в переменном успехе.

Прошло почти восемь лет с момента введения в российскую налоговую систему налога на добычу полезных ископаемых. Роль этого налога в доходной части бюджета важна, особенно в части добычи углеводородного сырья, и прежде всего нефти, при этом налог на добычу полезных ископаемых составляет почти половину суммы всех уплачиваемых нефтедобывающими компаниями налогов. Вместе с тем, очевидно, что режим налогообложения добычи невозможных природных ресурсов (к каковым относится нефть) должен стимулировать налогоплательщиков к рациональному ведению хозяйства, экономическому развитию. Действующий механизм налога на добычу полезных ископаемых даже после внесения существенных изменений, не способен способствовать рационализации недропользования в России. В связи с чем, в последнее время в отечественной экономической литературе особое внимание уделяется вопросу о необходимости реформирования налогообложения добывающей отрасли, предусматривающего введение принципиально нового в российской налоговой системе налога на дополнительный доход от добычи углеводородов.

Изъятие сверхнормативного дохода (дифференциальной ренты) в этом случае можно обеспечить за счет введения гибкой, прогрессивно возрастающей шкалы нормативов в зависимости от увеличения уровня дохода. Разработка соответствующего закона не представляло особых сложностей, так в 1997 году в Госдуму вносили проект поправки в Налоговый кодекс РФ (приняты не были), в 1998 году был отдельный законопроект, но его не стали рассматривать).

Правительством РФ по проекту федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую налогового кодекса российской федерации, а также о внесении изменений в другие акты законодательства российской федерации» (глава «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородов») было дано заключение от 19.11.2002 №6650п-П9, в соответствии с которым Правительство Российской Федерации считает нецелесообразным принятие данного законопроекта и в котором, в частности отмечается, что «качественное решение данной задачи (изъятия рентной составляющей стоимости добываемых в Российской Федерации углеводородов) не может быть достигнуто внесением изменений и дополнений только в Налоговый кодекс Российской Федерации в связи с отсутствием в специальном законодательстве определения ряда используемых в законопроекте понятий, а также норм, формирующих комплексный подход к оценке процесса эксплуатации месторождений углеводородов» [2]. Также в правительственном заключении выделено, что:

- недостаточно проработан в законопроекте вопрос о разделении лицензионных участков на «старые» и «новые».
- в законопроекте не предусмотрено предоставление достоверной информации о доходах и расходах в отношении деятельности по поиску, разведке и добыче углеводородов на каждом из лицензионных участков, включающей все годы деятельности на таком участке;
- некорректно сформулирована методика определения стоимости добытых и реализованных (переданных) углеводородов, отсутствует определение количества углеводородов;
- предусмотренный законопроектом закрытый перечень расходов, учитываемых при исчислении налоговой базы, нуждается в существенной доработке, так как отсутствует методика распределения расходов, поне-

сенных в целях выполнения нескольких видов работ;

- в финансово-экономическом обосновании не представлены необходимые расчеты по снижению данной ставки налога на добычу полезных ископаемых в части нефти и газового конденсата;
- в законопроекте отсутствует норма, предусматривающая внесение изменений в главу 26 Налогового кодекса «Налог на добычу полезных ископаемых» в части корректировки налоговой ставки при добыче углеводородного сырья в связи с введением налога на дополнительный доход от добычи углеводородов;
- необходимо увязка законопроекта с осуществляемыми мерами по совершенствованию недропользования при добыче углеводородного сырья;
- не учтены сроки прохождения законопроектов в Федеральном Собрании Российской Федерации.

Кроме того, основные направления налоговой политики на 2010-2012 годы, подготовленные Минфином Российской Федерации, не содержат инструментов серьезного изменения налоговой нагрузки на нефтяников в среднесрочной перспективе. При этом Минфин выступает за введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов на новых месторождениях, величина которого будет изменяться в диапазоне от 15 до 60% в зависимости от экономической эффективности на том или ином этапе эксплуатации месторождения.

Преимущества нового налога очевидны. Применение налога на дополнительные доходы позволит получить за срок жизни месторождений фактически ту же сумму, как и налог на добычу полезных ископаемых, но только с иным по времени графиком платежей. Механизм начинает действовать в момент отдачи осуществленных капитальных вложений, когда доходы инвестора сравнивались с расходами, которые были понесены им в связи с разработкой месторождений. Поэтому его применение стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, так как налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат. Введение налога позволит учитывать налоговым инструментарием условия разработки практически любых нефтяных месторождений, в том числе морских, характеризующихся повышенными капитальными, эксплуатационными и транспортными затратами, т.е. позволит изымать дифференциальную горную ренту I рода.

Несмотря на достоинства налога на дополнительные доходы его применение связано с рядом технических трудностей:

- налог может применяться только для новых месторождений, где точно известны доходы и затраты с начала их разработки;
- имеются большие потенциальные возможности для злоупотреблений: завышение расходов и занижение доходов (в том числе с использованием трансфертного ценообразования).
- введение налога неизбежно потребует детализации учета и отчетности недропользователей по отдельным участкам недр, институциональных преобразований (развитие горного аудита, независимой экспертизы), широкого использования тендерных процедур, совершенствования системы государственного регулирования в сфере недропользования и в том числе эффективной координации действий финансовых ведомств, включая Федеральную налоговую службу, и соответствующих служб и агентств Министерства природных ресурсов РФ;
- перейти к рентному налогообложению и отказаться от специфической ставки налога на добычу полезных ископаемых на нефть можно будет только после решения проблемы определения для целей исчисления налогов рыночных цен.

Оценивая все «за» и «против» введение нового налога, можно сделать следующие выводы:

- новый налог должен высчитываться по аналогичной схеме, как и действующий во всей экономике налог на прибыль;
- начинать реформирование нужно сохранив прозрачность и эффективность администрирования;
- соблюдение баланса интересов государства и недропользователей; налог необходимо дифференцировать по времени, то есть для новых месторождений он будет низким, а ближе к завершению разработки – повышаться. Наиболее высоким будет в период наибольшей продуктивности;
- обязательное решение вопроса о трансфертном ценообразовании и учет нефтяных месторождений.

При этом экспортная пошлина может быть отменена, когда различие между внутренними и внешними ценами будет сокращено

Что касается последствий введения налога на дополнительные доходы, то сразу они не проявятся. К тем месторождениям, которые разрабатываются еще с советского времени применять новый налог некорректно, поскольку нельзя привести затраты тех лет к сегодняшнему дню. А применение налога на дополнительный доход к новым месторождениям даст эффект спустя много лет, когда проекты начнут окупаться.

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1234-р от 28 августа 2003 года.
2. Заключение Правительства Российской Федерации от 19 ноября 2002 г. N 6650п-П9 по проекту федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, а также внесении изменений в другие акты законодательства Российской Федерации» (глава «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородов»).
3. Конопляник А. Реформы нефтяной отрасли России (налоги, СПП, концессии) и их последствия для инвесторов. - М.: ЮрСтатИнфо, 2003.- 224 с.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА СУБЪЕКТОВ МАЛОГО БИЗНЕСА В ОБЛАСТИ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ****Ш.А. Гермаханов**

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Содействие развитию малых и средних предприятий является важным элементом экономической политики государства, способствующей поддержанию здоровой конкуренции и решению долгосрочных экономических и социальных проблем. Российская Федерация существенно уступает развитым странам по показателям доли занятых в малых и средних предприятиях, а также по доли продукции малых и средних предприятий в валовом внутреннем продукте. Такое положение дел обуславливает необходимость усиления мер поддержки малого предпринимательства. Данная задача становится особенно актуальной в современных условиях глобального финансового кризиса, когда малые и средние предприятия могут служить основой оздоровления экономики, стать фундаментом долгосрочного развития страны.

Для решения указанной задачи в настоящее время федеральные органы исполнительной власти разрабатывают программы мероприятий по поддержке среднего и малого предпринимательства.

Специфика геологоразведочной отрасли накладывает ряд ограничений на принятие оперативных мер, направленных на развитие малого и среднего предпринимательства. В частности, в Российской Федерации отсутствуют нормативно-правовые и экономические предпосылки для развития в Российской Федерации юниорных и сервисных компаний (между тем именно на юниорные компании, соответствующие по размерам средним предприятиям, приходится почти половина общих мировых расходов на геологоразведочные работы-1). Отсутствует механизм идентификации субъектов малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования, что ограничивает возможности реализации мер поддержки.

Основная цель государственной поддержки - создание благоприятных условий для развития субъектов малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования.

Основные задачи государственной поддержки заключаются в:

- обеспечении гарантированного спроса на работы, предоставляемые субъектами малого и среднего предпринимательства через государственный заказ;
- снижение издержек субъектов малого и среднего предпринимательства, связанных с государственным регулированием;
- повышение эффективности предприятий в сфере геологического изучения недр и недропользования, увеличения экономической выгоды из данного вида деятельности;
- совершенствование информационной поддержки и стимулирование развития среднего и малого предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования.

Комплекс мер направленный на поддержку малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр можно разделить на три группы. Первая группа - мероприятия по поддержке и развитию субъектов малого и среднего предпринимательства, реализация которых не требует внесения изменений в действующее законодательство и не требует дополнительного финансирования из средств федерального бюджета (мероприятия, которые могут быть реализованы в ближайшей перспективе).

Вторая группа - мероприятия по поддержке и развитию субъектов малого и среднего предпринимательства, реализация которых целесообразна в среднесрочной перспективе (в том числе мероприятия, для реализации которых необходимо изменение действующей нормативной правовой базы).

Третья группа - мероприятия по поддержке и развитию субъектов малого и среднего предпринимательства, реализация которых целесообразна в среднесрочной перспективе, однако требует дополнительного финансирования из средств федерального бюджета (либо мероприятия с отсроченным эффектом, требующие развития соответствующей рыночной и иной инфраструктуры).

В рамках первой группы мероприятий и для обеспечения гарантированного спроса на работы, снижения административных издержек, повышения эффективности предприятий, увеличения экономической выгоды и совершенствования информационной поддержки:

- провести уточнение перечня товаров, работ и услуг для государственных нужд для размещения заказов;
- формирование реестра поставщиков услуг в сфере геологического изучения недр и недропользования;
- проведение для субъектов малого и среднего предпринимательства закрытых конкурсов и аукционов;
- расширение возможности привлечения субъектов малого и среднего предпринимательства в качестве соисполнителей по государственным контрактам;
- подготовка предложений по совершенствованию процедур лицензирования малых и средних предприятий в сфере геологического туризма;
- подготовка предложений по совершенствованию процедур лицензирования индивидуальных предпринимателей в сфере золотодобычи;
- разработка предложений по реализации механизма налогового поощрения;
- развитие франчайзинга среди малых и средних предприятий в сфере геологического изучения недр и недропользования;
- разработка перечня и базы данных участков геологического изучения недр, которые представляют интерес для субъектов малого и среднего предпринимательства;

- информационная поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования.

В рамках второй группы мероприятий и для снижения издержек субъектов малого и среднего предпринимательства, связанных с государственным регулированием, обеспечения увеличения экономической выгоды от деятельности в сфере геологического изучения недр и недропользования:

- регламентирование системы организации экспертиз в сфере геологического изучения недр и недропользования, а также системы лицензирования пользования недрами;

- регламентирование и лицензирование деятельности малых и средних предприятий в сфере геологического туризма;

- регламентирование и лицензирование деятельности индивидуальных предпринимателей в сфере золотодобычи;

- внедрение регламентов электронного взаимодействия, обеспечения электронного документооборота, предоставления государственных услуг в электронном виде в сфере геологического изучения недр;

- внедрение упрощенного порядка предоставления права пользования недрами в целях геологического изучения недр за счет собственных средств субъектов малого и среднего предпринимательства;

- внедрение упрощенного порядка предоставления отдельных участков недр в пользование, разработка которых не представляет интереса для крупных компаний.

В рамках третьей группы мероприятий и для повышения эффективности предприятий, увеличения экономической выгоды из данного вида деятельности:

- разработка предложений по реализации механизмов финансовой поддержки субъектов малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования;

- разработка предложений по предоставлению дополнительного финансирования субъектов малого и среднего предпринимательства на приобретение соответствующего дорогостоящего оборудования, в т.ч. путем финансовой аренды (лизинга);

- использование механизмов государственно-частного партнерства, обеспечивающих дополнительное привлечение инвестиций;

- разработка предложений по развитию венчурного финансирования в сфере проведения геологоразведочных работ;

- формирование на базе геологических организаций научно-технических и учебных центров с возможностью обучения и повышения квалификации персонала малых и средних предприятий.

Реализация государством данных мер по поддержке субъектов малого и среднего предпринимательства в сфере геологического изучения недр и недропользования, будет способствовать экономическому росту, развитию конкуренции, разработке и внедрению инновационных подходов в данном секторе, повышению инвестиционной привлекательности геологоразведочных работ, повышению эффективности использования минерально-сырьевых ресурсов.

Литература

1. Обзор мировых тенденций в геологоразведке. Специальный доклад Metals Economic Group для форума Minex 2009 [Электронный ресурс] – Режим доступа: (<http://www.minexforum.com>)
2. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.minfin.ru>, свободный.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ПО ОБЫЧНОМУ РЕЖИМУ И НА ОСНОВЕ СОГЛАШЕНИЯ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

Д.В. Глухова

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Принципиальной особенностью нефтегазовой отрасли является её правовой статус и связанный с ним режим взаимоотношений государства и добывающих компаний. Режим налогообложения добычи нефти должен увязываться со статусом и значением отрасли для экономики страны.

Однако добывающие нефть предприятия имеют одну из наиболее высоких налоговых нагрузок в стране, составляющих порядка 50% налогов в единице стоимости продукции. Что конечно осложняет отношения государства и нефтедобывающих предприятий, определенным образом.

Именно для предприятий – недропользователей был создан специальный налоговый режим «Соглашение о разделе продукции». Он призван создать наиболее благоприятные экономические и финансовые условия для недропользователей. А также для привлечения инвестиций, как отечественных, так и зарубежных.

Выбрав общий налоговый режим, при постановке и организации бухгалтерского учета малое предприятие должно вести учет методом двойной записи с применением плана счетов бухгалтерского учета финансово-хозяйственной деятельности предприятия и выполнять требования: ФЗ «О бухгалтерском учете»; положения по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации; положений по бухгалтерскому учету (ПБУ); типовых рекомендаций Минфина РФ от 21.12.1998 № 64н.

Кроме того, предприятия обязаны ежеквартально составлять бухгалтерскую отчетность и представлять

её внешним заинтересованным пользователям. Система налогового учета организуется налогоплательщиком самостоятельно в соответствии с разработанной им учетной политикой для целей налогообложения.

В обязанность субъекта малого предпринимательства, находящегося на общем режиме налогообложения, входит перечисление в бюджет: налога на прибыль (гл.25); налога на добавленную стоимость, далее НДС (гл.21); налога на имущества, акцизов (гл.22); налога на доходы физических лиц, далее НДФЛ (гл.23); единого; налога на добычу полезных ископаемых (гл. 26).

В целом можно сказать, что обычный режим налогообложения предусматривает множество различного вида платежей, и для предприятий, особенно малого бизнеса, является очень большой нагрузкой. Хотя, безусловно, периодическое изменение Налогового Кодекса учитывает изменение экономики в стране.

Налоговая система России более ориентирована на налогообложение всей стоимости произведенного продукта, нежели на прибавочную его часть. Для нефтегазодобычи, относящейся к фондоемким производствам, это создает высокий уровень налоговой нагрузки. В результате общая сумма налоговых изъятий у недропользователей составляет в России 45,2%.

Согласно ставкам налогов, применяемых для налогообложения нефтяных компаний в России, а также годовому отчету ОАО «Лукойл», сумму налогов начисленных предприятием можно представить в виде таблицы.

Таблица

Налоги начисленные ОАО «Лукойл»

в млн.руб.	II квартал 2009
Доходы от основной деятельности	629 438,00
Доходы от неосновной деятельности	5 006,00
Всего доходы	634 444,00
Налоги, кроме налога на прибыль	4 3650,00
в т.ч.	
налог на добычу полезных ископаемых	35 984,00
налог на имущество	3 473,00
социальные налоги и отчисления	3 504,52
прочие налоги	688,48
Налог на прибыль	20 151,00
текущий	16 803,00
отложенный	3 348,00

Налоговое бремя возложенное на ОАО «Лукойл» составляет 10% от основной и неосновной видов деятельности.

Хочется отметить, что в финансовом отчете суммы рассчитаны в млн. долл. США, для удобства был произведен пересчет в рубли, по курсу доллара США, установленному на тот момент времени.

Из таблицы видно, что налоговая нагрузка достаточно велика. И как говорилось ранее, действовать только на внутреннем рынке, при таких условиях налогообложения недропользователей, не выгодно.

В соответствии с соглашением о разделе продукции Российская Федерация предоставляет иностранному инвестору на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиск, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ. Инвестор со своей стороны обязуется провести указанные работы за свой счет и на свой риск. Соглашение определяет все условия, связанные с использованием недр. В том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между участниками соглашения. С начала промышленной добычи минерального сырья инвестор получает право на компенсацию своих затрат за разработку месторождения. Оставшаяся после возмещения этих затрат продукция является прибыльной и подлежит разделу между сторонами по условиям соглашения о разделе продукции. Инвестор обязан платить налог со своей доли прибыльной продукции.

К числу основных выгод инвестора, обеспечиваемых Законом «О соглашении о разделе продукции», относится неограничиваемое право экспортировать из России ту продукцию, которая принадлежит ему на праве собственности.

Согласно ст. 11 главы 2 Федерального закона № 225 от 30 декабря 1995 года «имущество, вновь созданное или приобретенное инвестором и используемое им для выполнения работ по соглашению, является собственностью инвестора, если иное не предусмотрено соглашением.

Особенности налогообложения при выполнении СРП оговариваются в гл. 26⁴ НК РФ.

Установленный специальный налоговый режим предусматривает замену уплаты совокупности налогов и сборов, установленных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, разделом произведенной продукции в соответствии с условиями соглашения, за исключением налогов и сборов, уплата которых предусмотрена.

При выполнении соглашения, предусматривающего условия раздела произведенной продукции инвестор уплачивает налоги в соответствии с пунктом 1 статьи 8 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции».

Инвестор освобождается от уплаты региональных и местных налогов и сборов по решению соответст-

вующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления.

Суммы уплаченных инвестором налога на добавленную стоимость, единого социального налога, платежей за пользование природными ресурсами, водного налога, государственной пошлины, таможенных сборов, земельного налога, акциза, а также суммы платы за негативное воздействие на окружающую среду подлежат возмещению.

Чтобы рассчитать налогообложение по данному режиму выделим отдельно выручку от разведки и добычи, которая составляет 200 352 млн. руб., что составляет 31,6% от общей суммы доходов. Если учитывать, что налоговое бремя на все доходы составляет 10%, то можно предположить, что по общей системе расчета, сумма налогов с разведки и добычи, составляла бы 20 035,5 млн. руб. Рассмотрим, какая сумма налогов выплачивалась бы предприятием по СРП.

Добытая продукция разделяется между государством и инвестором (в данном случае это предприятие ОАО «Лукойл») в стоимостном выражении разведанной и добытой нефти и методом непрямого раздела.

Весь объем добытой продукции (в её стоимостном выражении) облагается НДС, при этом размер налога составляет 18 255,480 млн. руб.

Данный налог занимает приблизительно 9,1% от общей суммы дохода от добычи и реализации.

Следующим шагом является определение части компенсационной продукции. Она определяется путем деления подлежащей возмещению суммы расходов на цену нефти. Допустим, что соглашением установлено возмещение не более 75% затрат, тогда объем компенсационной продукции в стоимостном исчислении составляет 13,918 млн. руб. Эта сумма явно меньше 75% от общей стоимости произведенной продукции.

Объем прибыльной продукции составляет 182 082,602 млн. руб. И если по соглашению доля государства составляет 40%, тогда прибыльная часть инвестора равна 109 249,5612 млн. руб.

Последний этап – уплата налогов с прибыльной продукции инвестора (естественно уже без НДС).

К сожалению данных предоставленных в финансовой отчетности недостаточно, чтобы рассчитать абсолютно все налоги (многие из них одинаково считаются в обоих режимах налогообложения). Поэтому объединим их в раздел «прочие налоги» и они будут составлять тот же процент налогового бремени, что и при обычной системе налогообложения (это ЕСН, водный налог и т.д.), но с учетом того, что региональные и местные налоги по соглашению не уплачиваются. Действуя таким образом, видно, что сумма данных налогов составляет приблизительно 0,42% налогового бремени, т.е. 491,6 млн. руб.

Налог на прибыль, также как и предыдущие налоги, рассчитан примерно, с прибыли до вычета данного налога, и составляет – 2610 млн.руб.

Таким образом, рассчитав налоговое бремя после раздела продукции, можно сказать, что оно на 34% ниже налогового бремени по обычной системе налогообложения (данный процент был рассчитан путем сравнения налогового бремени по двум налоговым режимам и без учета НДС, т.к. НДС был рассчитан фактически до раздела продукции и рассчитывался, на данном предприятии, так же как и по обычной системе).

Для того, чтобы четко увидеть разницу между СРП и обычным режимом налогообложения, в приложениях построены сравнительные диаграммы.

Но, даже не имея перед глазами объединенную информацию, видно, что для недропользователя СРП является выгодным соглашением.

На данный момент в России только 3 проекта разрабатываются на основе СРП - [Харьгинское нефтяное месторождение](#) (оператор – [Total](#)), «Сахалин-1» (оператор – [ExxonMobil](#)) и «Сахалин-2» (оператор – [Sakhalin Energy](#)).

Рисунки 1 – 3, наглядно показывают различие систем налогообложения.



Рис. 1 Налоговая нагрузка предприятия при обычной системе налогообложения

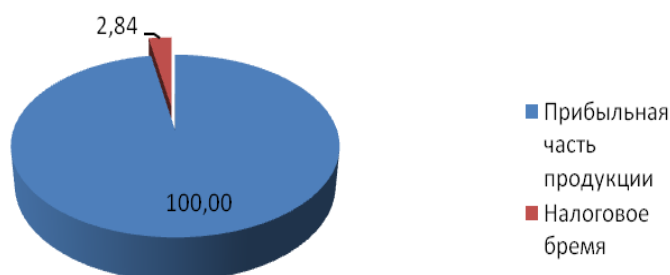


Рис. 2 Налоговая нагрузка при выполнении соглашения о разделе продукции

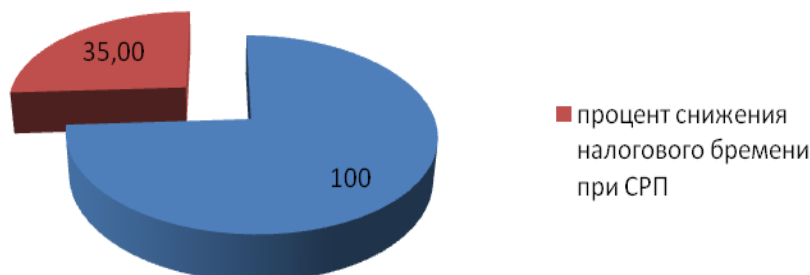


Рисунок 3 - Сравнение налоговых нагрузок при выполнении СРП и обычной системе налогообложения

Проанализировав рисунки, приведенные в приложениях и вышеприведенные расчеты можно говорить о том, что налоговое бремя при выполнении соглашения о разделении продукции значительно ниже, чем при обычной системе налогообложения.

Прежде всего это связано с тем, что число налогов уплачиваемых предприятием на основе данного специального режима ниже. т.к инвестор освобождается от уплаты региональных и местных налогов и сборов по решению соответствующего законодательного (представительного) органа государственной власти или представительного органа местного самоуправления, а суммы уплаченных инвестором налога на добавленную стоимость, единого социального налога, платежей за пользование природными ресурсами, водного налога, государственной пошлины, таможенных сборов, земельного налога, акциза, а также суммы платы за негативное воздействие на окружающую среду подлежат возмещению.

Также влияние на снижение налогового бремени оказывает система раздела продукции между инвестором и государством и последующее налогообложение этих частей. Весь объем добытой продукции облагается только НДС. Затем выделяется часть компенсационной продукции, которая освобождена от уплаты налогов. При этом в расчете налога на прибыль налоговой базой являются также доходы уменьшенные на величину расходов (Какие именно расходы относят на компенсационную продукцию, а какие на расходы учитываемые при расчете налога на прибыль, подробно описано в НК РФ).

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. Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (с измен. от 05.04.2010) [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>.
2. Налоги и налогообложение: учебник для студентов вузов – 2-е изд., перераб. И доп. / под ред. Майбурова И.А. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2008. – 511 с.
3. Распоряжение Правительства РФ от 19 августа 2002г. № 1118-р «О порядке опубликования средних цен сорта нефти «Юралс».
4. Рат, И. СРП: анализ правового регулирования отношений в сфере реализации в Российской Федерации.
5. Салина, А.И. Особый налоговый режим (СРП) как инструмент государственной политики // Консультант. – 2003.– №16. – С.22-27.
6. Федеральный закон «О недрах» от 21 февраля 1992 г. N 2395-1.
7. Федеральный закон « О соглашениях о разделе продукции» от 30 декабря 1995 года № 225-ФЗ.
8. Режим доступа: www.pravoteka.ru/lib/np/0031/1.html, свободный.
9. Режим доступа: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_29.html, свободный.
10. Режим доступа: http://www.lukoil.ru/static_6_5id_254.html, свободный.
11. Режим доступа: http://www.lukoil.ru/fa_6.html, свободный.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ КАК МЕХАНИЗМ УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬЮ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Н. Голоскоков

Научный руководитель академик А.Ф. Сафронов
Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

В настоящее время в России действует недифференцированная система налогообложения газовой отрасли. Производители газа платят НДС в размере 147 руб./тыс.м³, независимо от климатических, геологических условий, объема запасов и качества газа. В этом смысле Россия является уникальной страной в ряде развитых нефтегазодобывающих стран. В Канаде, США, Великобритании, Норвегии и Голландии действует гибкая система налогообложения.

Гибкая система налогообложения носит взаимовыгодный характер для государства и недропользователя. Государство как собственник недр получает возможность стимулировать разработку новых месторождений, стабилизировать добычу сырья на малорентабельных объектах, извлекать дополнительный рентный доход с высокорентабельных месторождений, стимулировать развитие малых нефтегазовых компаний, ориентированных на мелкие месторождения. Недропользователь получает возможность увеличить массу прибыли и норму прибыли, увеличить доходность инвестиций, сократить период окупаемости проекта.

Таким образом, дифференциация налогообложения по мимо того что является механизмом, стимулирующим рациональное использование недр, источником формирования бюджетных доходов, также является механизмом управления инвестиционной привлекательностью отрасли. Вопрос управления инвестиционной привлекательностью газовой отрасли в настоящее время является особо актуальным в свете наметившихся тенденций [2]:

приближающееся истощение основных газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского района Западной Сибири и связанная с этим необходимость освоения новых центров газодобычи на п-ове Ямал, шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в структуре минерально-сырьевой базы газовой промышленности.

В газовой отрасли можно выделить следующие факторы инвестиционной привлекательности:

Геологический – условия залегания полезного ископаемого, качество сырья.

Технологический – наличие инфраструктуры, доступность необходимого оборудования, наличие опыта разработки подобных месторождений.

Экономический - определенность и прозрачность в формировании тарифов, наличие налоговых льгот и налогового стимулирования, структура и напряженность конкуренции, размер отраслевого рынка, позитивный прогноз темпа роста рынка.

Следовательно, дифференциация налогообложения является одним из элементов, составляющих экономический фактор инвестиционной привлекательности. Необходимо отметить, что среди факторов есть безусловные факторы, которые следует принимать как данность, например к таким относятся геологические, и есть такие факторы, которые создаются и управляются заинтересованными лицами, к таким факторам относится экономический.

С одной стороны успех инвестиционного проекта зависит от менеджеров компании, их таланта правильно и рационально организовать производственный процесс, минимизировать риски. С другой стороны управление экономическим фактором, от которого также зависит успех проекта, лежит в сфере инициативы властей разных уровней. Власти, формируя и управляя фактором, имеют возможность добиться улучшения или ухудшения инвестиционного климата в отрасли, и как следствие инвестиционной привлекательности каждого конкретного проекта.

В соответствии с Законом «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 25 февраля 1999 г. №39-ФЗ, существует две группы методов (или механизмов), посредством которых государство формирует и управляет инвестиционной привлекательностью: методы прямого и косвенного (непрямого) воздействия.

Следовательно, механизм дифференциации налогообложения относится к косвенным законодательным методам управления инвестиционной привлекательностью отраслевого комплекса. В общем же, дифференциация налогообложения является косвенным законодательным методом управления экономическим фактором инвестиционной привлекательности.

Дифференциация налогообложения должна позитивным образом сказаться на характеристиках инвестиционных проектов, таких как срок окупаемости, доходность инвестиций, внутренняя норма рентабельности. При этом не следует забывать интересы государства, и искать разумный компромисс между желанием инвесторов и возможностями государства.

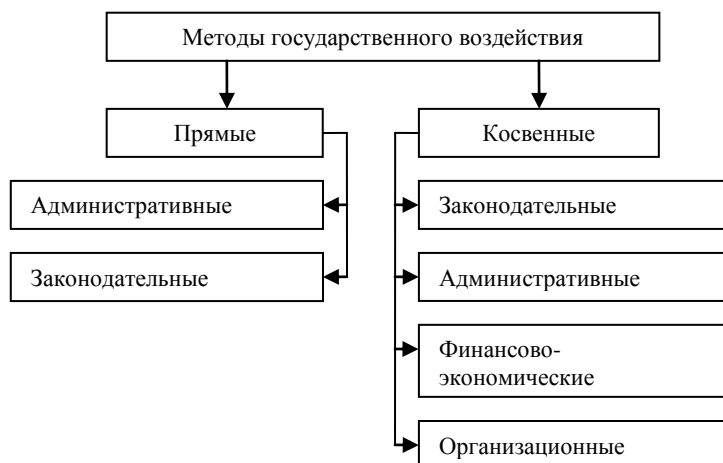


Рис. Методы государственного управления инвестиционной привлекательностью отраслей промышленности

Инвестиционные проекты в газовой отрасли различаются по масштабу, объему затрат, своей стратегической значимости для страны и для бюджета. Соответственно это надо учитывать, и формировать различные подходы дифференциации налогообложения в зависимости от масштаба проектов. Для проектов по освоению крупных, уникальных стратегических месторождений, следует внедрять дифференциацию как на основе производственного, так и экономического подходов, с целью максимально полного и справедливого изъятия ренты. Тогда как бюджетный эффект в случае разработки мелких месторождений, на данном этапе развития газовой отрасли, в силу потенциально возможных объемов добычи, окажется относительно небольшим, и поэтому здесь скорее важнее косвенный положительный эффект. Это и новые рабочие места, газификация населенных пунктов, повышение благосостояния и комфорта граждан, развитие мелкого и среднего бизнеса. Поэтому, применительно к мелким месторождениям налогообложение должно быть ориентировано на создание благоприятного инвестиционного климата, отвечать интересам инвестора.

Для проектов по разработке мелких месторождений с объемом запасов до 10 млрд.м³ в частности с целью газификации близлежащих населенных пунктов, интересам инвестора отвечает вариант гибкого налогообложения на основе экономического подхода. Экономический подход подразумевает налоговые льготы на начальных этапах реализации проекта, что в свою очередь сказывается на сроке окупаемости инвестиционного проекта, в чем в первую очередь заинтересован инвестор.

Выводы:

Общий принцип хозяйствования и сложившиеся тенденции в газовой отрасли обуславливают необходимость внедрения гибкой системы налогообложения.

Дифференцированное налогообложение следует рассматривать не только как источник пополнения бюджета, но и как механизм управления инвестиционной привлекательностью газовой отрасли.

Дифференциация налогообложения является косвенным законодательным методом управления экономическим фактором инвестиционной привлекательности нефтегазовой отрасли.

В зависимости от размера месторождений, их стратегической значимости следует искать оптимальные подходы к дифференциации налогообложения, учитывая как интересы инвесторов, так и бюджетные интересы государства.

Для мелких месторождений газа следует внедрить экономический подход дифференциации налогообложения, так как это наиболее положительным образом скажется на инвестиционной привлекательности данных проектов.

Литература

1. Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск ИЭОПП СО РАН, 2006.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

ПОДХОДЫ К ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

А.Н. Голоскоков

Научный руководитель академик А.Ф. Сафронов

Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Россия

Общеизвестно, что стоимость продукции добывающих отраслей, в том числе и в газовой отрасли, определяется тремя элементами: затратами, прибылью и рентой. Справедливое отделение ренты от затрат и «нормальной» прибыли (и изъятия рентного дохода в пользу государства, как собственника недр) является фундаментальным вопросом налогообложения добывающих отраслей.

Для изъятия рентного дохода мировой опыт предлагает использовать ряд механизмов. Существует три принципиально разных подхода к дифференциации платежей: платежи, подлежащие к выплате во время аукционов, тендеров, производственный подход, экономический подход (рис.) [2]



Рис. Классификация подходов к дифференциации платежей

Тендерные процедуры широко распространены, но при этом практически нигде не существуют «в чистом виде» и дополняются другими механизмами [1].

Производственный подход к дифференциации налогообложения открывает большой простор для поиска решения к задаче изъятия рентных доходов. Фундаментальный путь развития налогообложения на основе производственного подхода заключается в разработке механизмов дифференциации ставок по определенным шкалам и формулам в зависимости от определенных факторов. Следует сказать, что в России уже накоплен определенный опыт разработки норм и правил по данному вопросу для нефтяной отрасли. В связи с тем, что многие из рассматриваемых факторов дифференциации применимы и для газовой отрасли, отметим основные моменты.

Из всех разработанных методик, наибольшую известность получила методика, разработанная специалистами «Росэнерго». На основе этой методики в 2006 году в МЭРТ РФ был подготовлен законопроект о дифференциации ставок НДС. Принципиально данная методика подразумевает дифференциацию ставок НДС в зависимости от производственных факторов. Всего было рассмотрено больше 50 факторов, из них отобрано 8. На основании анализа влияния факторов на объем затрат в добыче нефти, были установлены пороговые значения факторов, после достижения которых происходит резкий рост затрат. Соответственно этим пороговым значениям были установлены поправочные коэффициенты в интервале от 0 до 1. Далее, по формуле, перемножением коэффициентов с базовой ставкой, рассчитывается дифференцированная ставка налога. В перспективе подобную методику можно применить и для газовой отрасли. На основе методики «Росэнерго» для газовой отрасли можно выделить следующие факторы дифференциации:

1. Глубина залегания продуктивных пластов, h (тыс.м)
2. Выработанность запасов, $V(\%)$
3. Крупность запасов, Q (млн.т)
4. Наличие серы в добываемом газе, %
5. Географическое расположение месторождения
6. Состав добываемой продукции: наличие гелия, газового конденсата, этановой фракции, пропан-бутанов, %
7. Наличие производственной инфраструктуры, расстояние до инфраструктуры
8. Глубина моря, d (м)

Не смотря на кажущуюся простоту, внедрение производственного подхода на деле оказывается сложной задачей как для недропользователей, так и для государства [3]. Главной проблемой является необходимость ведения раздельного учета добычи по каждому лицензионному участку. Для этого необходимо со стороны государства утвердить новый порядок отчетности, а со стороны недропользователей сделать соответствующие нема-

лые инвестиции для реализации

К экономическому подходу относятся налог на сверхприбыль и налог на дополнительный доход (НДД).

Налог на сверхприбыль часто применяется нефтегазодобывающими странами в период сильных мировых скачков цен на нефть, и как следствие газ. Данный налог обычно рассматривается как вспомогательный элемент специального налогообложения в определенный период времени, или к определенным высококорентабельным объектам.

Налог на дополнительный доход является широко распространенным в нефтегазодобывающих странах механизмом изъятия рентного дохода, основанным на «Р-факторе» (соотношении доходов и общих затрат). НДД ориентирован в первую очередь на стимулирование инвестиций в добычу полезных ископаемых, так как позволяет сократить срок окупаемости проектов и соответственно снизить риски инвесторов.

Ставка НДД зависит от «Р-фактора». На начальных этапах освоения месторождения, пока не возмещены капитальные затраты, недропользователь не платит налог. НДД взимается при достижении окупаемости затрат, когда «Р-фактор», т.е. отношение накопленных доходов к накопленным затратам, принимает значение «1». По мере роста «Р-фактора» ставка налога прогрессивно растет, достигая значения, при котором изымается сверхдоход, и рентабельность деятельности недропользователя приводится к нормальному для экономики уровню. В классическом случае налоговые ставки рассчитываются по следующей формуле:

$$\text{Ставка налога} = (\text{Р-фактор} - 1) / \text{Р-фактор}$$

НДД направлен на стимулирование инвестиций, поскольку его применение ведет к уменьшению налоговой нагрузки в начале проекта, что улучшает инвестиционные показатели. Именно это является наиболее актуальным для газовой отрасли в настоящее время. Фактически, предложение главы Газпрома А. Миллера об освобождении от сырьевых налогов газовых проектов в Восточной Сибири является элементом концепции НДД. Следует отметить, что главная цель производственного подхода – стимулирование добычи на старых месторождениях. В этом смысле, производственный подход более актуален для нефтяной отрасли, где существует острая необходимость стимулирования разработки старых промыслов.

Отдельно следует затронуть вопрос о налоговых поступлениях в бюджет. Внедрение НДД может привести к сокращению бюджетных доходов в первые годы после его введения [4]. В связи с этим, следует сделать различие между крупными мегапроектами в газовой отрасли, имеющими серьезное значение для промышленности всей России, и мелкими региональными проектами, такими как например освоение локального участка Среднетюнгского газового месторождения компанией ОАО «Сахатранснефтегаз» с целью газификации близлежащих населенных пунктов. Бюджетный эффект от разработки мелких месторождений газа с объемом запасов газа до 10 млрд.м³ и ежегодным объемом добычи 3-10 млн.м³ сравнительно невелик, и большее значение здесь играет косвенный полезный эффект – создание рабочих мест, рост промышленного производства, повышению комфорта граждан (если речь идет о проекте газификации населенных пунктов) и т.п. Поэтому представляется разумным для мелких месторождений с незначительной бюджетной ролью внедрить гибкое налогообложение на основе НДД. Тогда как бюджетный эффект от крупных месторождений велик, и поэтому полное освобождение крупных проектов от рентных платежей остается вопросом дискуссионным. Для крупных проектов возможен вариант комбинированного налогообложения на основе производственного и экономического подхода: дифференцированный «производственный» налог будет платиться всё время реализации проекта, а «экономический» налог – после окупаемости проекта.

Выводы:

1. Производственный и экономический подходы к дифференциации налогообложения газовой отрасли являются общепринятыми в мировой практике.
2. В настоящее время в России накоплен теоретический опыт разработки методик дифференцированного налогообложения для нефтяной отрасли, который может быть перенят для газовой.
3. Актуальным вопросом для газовой отрасли является привлечение инвестиций для реализации разных по масштабу проектов: стратегически важных федеральных, региональных и т.д. В этом смысле экономический подход наиболее оптимален для данного этапа развития отрасли.
4. К мелким месторождениям газа возможно применение гибкого налогообложения только на основе экономического подхода. Тогда как к средним и крупным месторождениям, с целью сохранения бюджетных доходов возможно совместное применение нескольких подходов.

Литература

1. Богатырев М.А. Налоговая политика и налоговое администрирование сферы природопользования в условиях глобализации экономических процессов: теория и методология. Диссертация на соискание степени доктора экономических наук, Орловский государственный технический университет, 2009.
2. Ежов С.С. Регулирование экономических отношений между государством и пользователем недр в добыче нефти. Диссертация на соискание степени доктора экономических наук, Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2007.
3. Крюков В., Силкин В., Токарев А., Шмат В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. – Новосибирск ИЭОПП СО РАН, 2006

**ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ СТРАХОВАНИЕ В СТРУКТУРЕ РЫНОЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ
УПРАВЛЕНИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕМ****И.В. Горовцова**

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Международная интеграция российских предприятий, их углубляющееся участие в мировом разделении труда, соглашения и обязательства России ставят объективные требования по повышению природоохранной культуры.

Отличительной чертой динамично развивающихся рыночных отношений является развитая сеть страхования различных рисков позволяющая наиболее эффективно защитить права неопределенного круга лиц потенциально находящихся в группе риска. Одним из механизмов сбалансированного подхода к природопользованию и обеспечению экологической безопасности является экологическое страхование.

Реализация принципов экологического страхования позволяет предприятиям и организациям уменьшить издержки по удовлетворению претензий третьих лиц в связи с ущербом, нанесенным им загрязнением окружающей среды. Вместе с тем пострадавшие получают гарантии возмещения причиненного ущерба независимо от финансового состояния причинителя вреда. Страховщик, который заинтересован в снижении экологического риска, в целях повышения уровня экологической безопасности предприятия организует проведение экологического аудита состояния страхователя и контроль его деятельности.

Страхование представляет собой стабилизационный экономико-правовой механизм регулирования отношений хозяйствующих субъектов рыночной экономики по поводу осуществления принадлежащих им прав на средства производства, а так же связанной с этим гражданской ответственностью.

Экологическое страхование, осуществляемое в виде имущественного страхования ответственности за аварийное загрязнение окружающей среды, преследует цель обеспечения экологической безопасности и компенсации убытков третьих лиц. Непременным условием экологического страхования должна быть взаимная заинтересованность страховщика и страхователя в превентивации аварий и предотвращении ущерба от загрязнения окружающей среды.

Рыночные основы управления экономикой не отрицают административных методов воздействия на природопользователей и государственные вложения в охрану окружающей природной среды. Более того, в охране природы компетенция рынка суживается до выбора наиболее экономичных и надежных средств достижения экологических императивов – социально необходимых уровней экологической безопасности. С этой точки зрения особенно значимы действия представительных органов некоторых субъектов Российской Федерации по законодательному регулированию института экологического страхования на своих территориях. Так, ведется работа по созданию нормативной базы и проводятся эксперименты по реализации механизма экологического страхования в Нижегородской области, Чувашской Республике, Республике Марий Эл, Омской, Томской, Тульской и других областях, приняты: закон «Об экологическом страховании в Нижегородской области», закон «Об экологическом страховании в Ульяновской области».

Значение минерального сырья как источника энергии и основы для перерабатывающей промышленности крайне велико для жизнедеятельности общества, в этой связи ежегодно увеличиваются объемы перевозок минерального сырья, строятся новые магистральные трубопроводы. Кроме того, любой проект ТЭК (топливно-энергетического комплекса) ориентирован на максимальную эксплуатацию природных ресурсов в рамках действующего законодательства в целях оправдания сделанных в него инвестиционных вложений.

Данные факторы обуславливают потенциальную аварийную опасность на конкретных объектах добычи и транспортировки углеводородного сырья, а так же повышенное влияние объектов ТЭК на природные ландшафты. В свою очередь экологическое страхование может служить одним из источников средств по финансированию мер, связанных с внедрением энергосберегающих, ресурсосберегающих технологий, природоохранного оборудования, модернизацией очистных сооружений и других из резерва предупредительных мероприятий, который создается при заключении договора экологического страхования.

Необходимо отметить, что наряду со слабым законодательным регулированием института экологического страхования, отсутствует единство в методологии оценки экологической опасности.

Экологическое аудирование, являясь сутью любой методологии, своей целью имеет обоснованное предоставление сведений о вероятности экологической аварии на конкретном объекте, включенном в систему экологического страхования и о потенциальной величине ущерба который может быть причинен реципиентам в результате экологической аварии.

При этом необходимо учитывать, что подобные процессы следует разделять на явления, имеющие непреодолимую силу: пожары, стихийные явления природы и события, имеющие в своем основании антропогенный фактор: пожары, аварии, поломка оборудования.

Инструментарий оценки параметрических характеристик экологического страхования включает в себя: процедуру оценки опасности, которую представляет хозяйственная или иная деятельность, механизм расчета вероятности загрязнения окружающей среды в результате страхового случая, методики оценки величины ущерба, методики расчета страховых взносов по экологическому страхованию. При этом в качестве критерия различных методик экологического аудита могут выступать следующие: перечень опасных химических веществ используемых в производстве в критическом количестве; кратное превышение ПДК (предельно допустимых коэффициентов) воздействия на окружающую природную среду; расчетные величины риска загрязнения и причиняе-

мый им гипотетический ущерб. Нельзя не отметить, что обеспечение единства методологических и методических подходов было объявлено одним из основных принципов обязательного страхования ответственности за вред окружающей среде включенный в проект Федерального закона «Об обязательном страховании ответственности за вред окружающей среде, причиненный субъектом хозяйственной и иной деятельности».

Несмотря на значительное количество различных ведомственных и отраслевых методик по определению экологического ущерба, оценке экологических рисков, проблема до настоящего времени остается нерешенной.

Между тем практика проведения экологического аудита на предприятиях промышленного сектора получила развитие с 1990-х гг. Несмотря на то, что на федеральном уровне закон об экологическом аудите в настоящее время еще не принят, крупные и сверхкрупные предприятия продукция которых изначально экологически опасна (нефте и газо добывающие производства, производства по переработке ядерных и иных радиоактивных металлов) добровольно проводят процедуру аудита, руководствуясь различными мотивами, среди которых выделены: разработка и декларация собственной экологической политики, формирование положительного имиджа предприятия; приоритетное положение при рассмотрении инвестиционных проектов; участие в системе экологического страхования для покрытия непредвиденных затрат, связанных с экологическим риском, в случае аварий и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера; разрешение конфликтных ситуаций и спорных вопросов, связанных с нанесением ущерба окружающей среде, в органах арбитража и судебного разбирательства; снижение затрат по платежам в госбюджет за природопользование и загрязнение окружающей среды; выявление дополнительных средств за счет экономии сырья, материалов, электроэнергии, топлива и других природных ресурсов.

Таким образом, экологическое страхование направлено в первую очередь на компенсацию предприятию ТЭК убытков, возникающих в результате загрязнения окружающей среды. Компенсационные выплаты из страховых резервов являются надежным источником финансирования послеаварийных природоохранных мероприятий. Так же страховая защита включает в себя выплаты гражданам, пострадавшим в результате страхового случая, судебные расходы по ведению дел о возмещении причиненного вреда, расходы по оплате экспертных услуг по установлению обстоятельств наступления страхового случая и размера причиненного вреда.

Кроме того, экологическое страхование может выполнять функции контроля за осуществлением предприятиями мер по обеспечению экологической безопасности. Данный контроль осуществляется на стадии заключения договора экологического страхования и его исполнения.

Самостоятельной и важной функцией экологического страхования в структуре рыночных механизмов управления природопользованием является создание источников дополнительного финансирования мероприятий по обеспечению экологической безопасности в виде соответствующих отчислений в экологические фонды предприятий.

В рамках данной статьи нельзя не упомянуть о трагической ситуации, разворачивающейся у берегов Мексиканского залива. Мощный взрыв на платформе *Deerwater Horizon* принадлежащей компании *British Petroleum* произошел 20 апреля, погибли 11 человек. По оценкам экспертов, с тех пор в Мексиканский залив вытекло до 150 тыс. тонн нефти. Сама BP оценивает ущерб от катастрофы почти в миллиард долларов (930 миллионов), и заявляет о готовности его компенсировать – кажется, немалая сумма. Плюс декларирует вложение полумиллиарда долларов в исследование в течение ближайших десяти лет последствий этой аварии для экологии. Администрация США выставила компании BP счет на 69 млн. долларов, заверив соотечественников в том, что дальнейшие расходы американских властей будут покрыты также из бюджета нефтяной компании. Накануне сообщалось, что BP уже выплатила более 48 млн. долларов по судебным искам, предъявленным в связи с аварией в Мексиканском заливе.

Компания не отрицает своей вины и делает все для того, чтобы прекратить вытекание нефти из глубоководной аварийной скважины. Так, 5 июня специалисты компании установили заглушку, которая перехватывает, по разным оценкам, от одной трети до трех четвертей объема нефти, однако развитие экологической катастрофы не остановлено и об окончательном размере нанесенного ущерба окружающей природной среде, гражданам США говорить еще рано.

Экологическая и техногенная катастрофа в Мексиканском заливе убедительно показала, что даже тщательно продуманная система недропользования, тем не менее, не гарантирует от сверхмасштабных аварий.

Это связано с явным отставанием законодательного регулирования недропользования, а так же механизмов и принципов ответственности недропользователя от возможностей техники и технологий современного производства.

Когда случается очередная катастрофа, выясняется, что техника и технологии, а значит, и риски, которые они с собой несут, уходят так далеко вперед, что ранее заложенные в документы нормы и нормативы, требования к обеспечению безопасности работ и т.п. устаревают, а никаких страховок и специально зарезервированных средств уже явно не хватает на компенсацию ущерба.

Таким образом, следует отметить, что все необходимые предпосылки для реализации в полной мере института экологического страхования на сегодняшний день сформированы, имеется необходимый правовой массив способный стать основой для обязательного и добровольного экологического страхования, имеется обоюдная заинтересованность потенциальных страховщиков и страхователей в практической реализации положений института экологического страхования.

Литература

1. Боярко Г.Ю. Управление рисками проектов недропользования [Электронный ресурс] / Г.Ю. Боярко. – Электронные текстовые данные // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ] / Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск., 2002. – Т. 305, Вып. 8: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений: тематический выпуск. – С. 257-266].
2. Моткин Г.А. Основы экологического страхования. – М.: Наука, 1996. – 192 с.

ОСОБЕННОСТИ БУХГАЛТЕРСКОГО УЧЕТА В ДОБЫВАЮЩИХ ОТРАСЛЯХ

Ю.В. Демьяненко

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящий момент имеются серьезные расхождения в стандартах и практике бухгалтерского учета не только различных стран, но и в рамках отдельно взятых государств. Даже в тех странах, в которых приняты стандарты финансовой отчетности в горной и нефтяной промышленности, допускаются и широко используются альтернативные методы учета [2].

О существенных различиях в практике бухгалтерского учета можно судить, во-первых, по двум наиболее распространенным методам – методу учета по себестоимости успешных работ и методу учета по полной себестоимости.

Большинство крупных нефтяных компаний предпочитают применять метод учета по себестоимости успешных работ, при данном методе капитализируются только затраты, непосредственно связанные с открытием новых месторождений, а затраты, которые не привели к открытию запасов, списываются на расходы отчетного периода.

Метод учета по полной себестоимости применяется на многих малых и средних нефтяных компаниях. При данном методе учета все издержки капитализируются в составе себестоимости открытых запасов, несмотря на то, что отдельные затраты произведены при осуществлении работ, не увенчавшихся успехом [1].

Компании горной промышленности применяют методы учета, занимающие промежуточное положение между методом учета по себестоимости успешных работ и методом учета по полной себестоимости.

Существенно отличаются не только принципы капитализации затрат, но и методы их амортизации, порядок назначения обесценения капитализированных затрат и формирования резервов на предстоящие расходы по очистке места проведения работ. Кроме того специфика бухгалтерского учета в добывающей промышленности проявляется в таких вопросах, как признание доходов, учет запасов. А также практически все предприятия используют первоначальную стоимость, а не рыночную.

Отсутствие единообразного подхода к критериям определения, признания и оценки активов, обязательств, доходов и расходов геологоразведочных работ являются одной из основных причин разработки национального стандарта. Создание собственного национального стандарта позволит снять и ряд проблем, существующих в налогообложении по российским стандартам бухгалтерского учета и отчетности. «Одной из основных проблем, возникших перед добывающими предприятиями после вступления в силу гл. 25 Налогового кодекса РФ, стали вопросы отражения в отчетности расходов на поисковые, геологоразведочные работы и научные исследования в области геологического изучения недр. Главное, чтобы отечественный стандарт никак не противоречил требованиям международных стандартов финансовой отчетности (МСФО).

Налоговый кодекс РФ отличается от принципов МСФО и имеет жесткую регламентацию в отношении [3]:

- амортизационных отчислений, которые разрешено относить на затраты в целях налогообложения, рассчитываются по правилам налогового законодательства;

- списания расходов на формирование резервов в отношении сомнительной дебиторской задолженности на затраты, принимаемых к налогообложению, разрешаются только при соблюдении очень жестких ограничений;

- процентных доходов и расходов отражаемых в налоговом учете по кассовому методу;

- расходов на разработку списываемых на затраты, принимаемых к налогообложению, в том периоде, когда они были понесены.

При наличии такого рода расхождений прибыль согласно МСФО может значительно отличаться от величины налогооблагаемой прибыли.

Для решения этой проблемы и получения реального эффекта от перехода на МСФО (в первую очередь – для достижения прозрачности финансовой отчетности) необходимо определенным образом изменить существующие положения по бухгалтерскому учету и некоторые другие нормативные акты. Кроме того, следует урегулировать отдельные вопросы налогового законодательства. В частности, для устранения наиболее серьезных расхождений между российской системой бухгалтерского учета (РПБУ) и МСФО необходимо вести учет доходов и расходов по методу начислений, доработать правила учета ценных бумаг, а также правила учета имущества и начисления амортизации.

Вопросы капитализации затрат в ресурсодобывающей отрасли являются сегодня дискуссионными, что объясняется отсутствием единого пакета нормативных документов, разъясняющих возможность капитализации затрат или отнесения их на расходы (убытки) текущего периода.

Что вызывает необходимость утвердить единый метод учета затрат. Метод учета по себестоимости успешных работ - наиболее подходит для добывающей промышленности. Амортизацию всех капитализированных затрат произведенных до начала добычи полезных ископаемых, производить способом списания стоимости пропорционально объему добычи полезных ископаемых.

Современные тенденции глобализации и международной интеграции вызывают необходимость разработать международный стандарт финансовой отчетности, устанавливающий единые нормы для предприятий горной и нефтяной промышленности. Предусмотреть рекомендации и требования, отражающие специфику учета в той или иной отрасли.

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. Тарусин В., Ходырев Л. МСФО – 2009 г. Русский перевод. – М.: Аскери – АССА, 2009.–1049с.
2. Барабанов А.С. Основные различия российских и международных стандартов финансовой отчетности / А.С. Барабанов - http://www.gaap.ru/biblio/gaap-ias/compare_rus2/044.asp (01.12.2007).
3. Налоговый кодекс РФ. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2008. – 789 с.

НАЛОГ НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ И ЕГО ДОЛЯ В БЮДЖЕТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

С.Ж. Жадамбаева, Е.Ю. Мукашева

Научный руководитель ассистент М.П. Любятинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наиболее важным видом платежей за пользование природными ресурсами является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Налогообложение добычи полезных ископаемых регулируется главой 26 Налогового кодекса Российской Федерации. Плательщиками налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) признаются организации и индивидуальные предприниматели, которые являются пользователями недр.

Объектами налогообложения НДПИ являются [1]:

- полезные ископаемые, которые организация добыла на участке, предоставленном ей в пользование;
- полезные ископаемые, которые были извлечены из отходов добывающего производства, если на побочную деятельность необходимо получать отдельную лицензию.

Не облагаются налогом:

- общераспространенные полезные ископаемые, добытые индивидуальным предпринимателем и используемые им для личного потребления;

- минералогические, палеонтологические и геологические коллекционные материалы;

- ископаемые, полученные в тот момент, когда образовывались, использовались и ремонтировались геологические объекты (научные и учебные полигоны, геологические заказники, памятники природы, пещеры и т.д.), которые должны иметь научное, эстетическое, санитарно-оздоровительное значение;

- полезные ископаемые, извлеченные из отходов добывающего предприятия и связанных с ним перерабатывающих производств, если при их добыче они подлежали налогообложению в общеустановленном порядке;
- дренажные подземные воды, извлекаемые при разработке месторождений полезных ископаемых или при строительстве и эксплуатации подземных сооружений.

Существуют два способа определения количества добытых полезных ископаемых: прямой и косвенный. Прямой способ – использование измерительных средств и устройств. При нем необходимо учитывать фактические потери полезных ископаемых. Косвенный способ применяется в том случае, если количество добытых полезных ископаемых нельзя определить с помощью прямых измерителей. Его можно использовать только в том случае, если известно содержание полезных ископаемых в добытом сырье.

Стоимость добытых полезных ископаемых налогоплательщик определяет двумя методами самостоятельно: первый метод – исходя из цен реализации полезного ископаемого без НДС и акциза; второй метод – из расчетной стоимости этого ископаемого с учетом затрат. Рассмотрим пример 1 и 2 к двум методам соответственно [2, 3, 4, 5].

Пример 1. ЗАО «Шахта Тырганская» в марте 2008 г. добыло 90 000 т каменного угля, 60 000 т было реализовано. Выручка составила 120 000 000 р.

Стоимость единицы добытого полезного ископаемого определяется следующим образом:

$$\frac{120\,000\,000\text{ р.}}{60\,000\text{ т}} = 2000\text{ р.}$$

Стоимость всех полезных ископаемых, добытых ЗАО «Шахта Тырганская», составит $90\,000\text{ т} \cdot 2000\text{ р.} = 180\,000\,000\text{ р.}$

Следовательно, облагаемая база по НДПИ равна 180 000 000 р.

Для расчета налога на добычу полезных ископаемых по нефти за налогооблагаемую базу берется средний уровень цен нефти сорта «Юралс». Размер НДПИ по нефти зависит от среднего уровня цен, для этого рас-

смотрим динамику изменения уровня цен за 2008-2009 гг.

Таблица 1

Средний уровень цен нефти сорта «Юралс»/ США за баррель

Месяц	2008 г	2009 г
Январь	89,61	42,28
Февраль	92,01	42,46
Март	100,14	45,08
Апрель	105,18	48,50
Май	118,39	56,73
Июнь	127,38	68,22
Июль	129,45	64,18
Август	111,31	72,40
Сентябрь	96,26	67,22
Октябрь	69,72	72,42
Ноябрь	50,53	
Декабрь	38,50	

Динамику изменения цен можно представить графически (рис.).

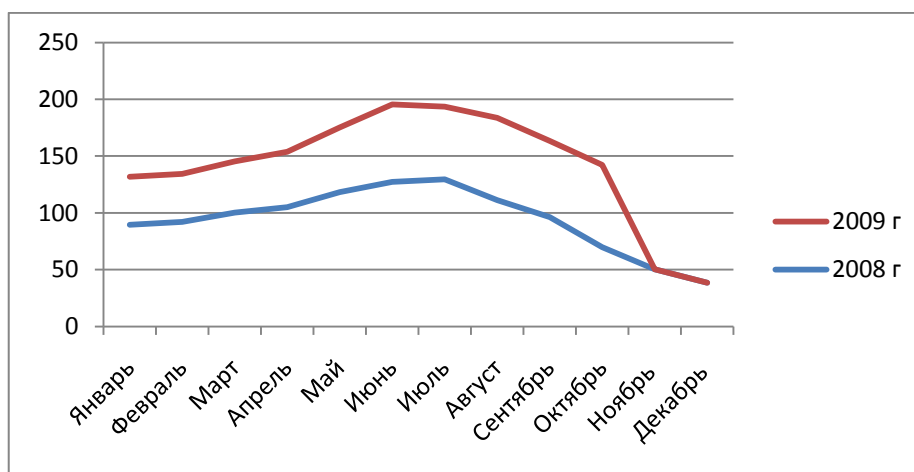


Рис. Динамика изменения цен нефти за 2008-2009 гг.

Таблица 2

Доля налогов в федеральном бюджете

Наименование доходов	Утверждено Федеральным законом «О федеральном бюджете на 2007 год»	Прогноз на 2009 год	Прогноз на 2010 год
Налог на прибыль организаций	580,4	587,6	645,1
Налоги на товары, ввозимые на территорию российской федерации	713,4	1 038,9	1 186,6
Налог на добавленную стоимость на товары, ввозимые на территорию Российской Федерации	693,1	1 006,4	1 149,4
Акцизы по подакцизным товарам (продукции), ввозимым на территорию Российской Федерации	20,4	32,6	37,1
Налоги, сборы и регулярные платежи за пользование природными ресурсами	1 069,0	887,9	884,3
Государственная пошлина, сборы	26,3	34,5	36,6
Доходы от внешнеэкономической деятельности	2 455,1	2 163,4	2 208,5
Платежи при пользовании природными ресурсами	37,4	57,7	60,7

В настоящее время 5 % доходов от уплаты НДС по нефти и газовому конденсату зачисляются в

бюджеты субъектов РФ, а количество субъектов, в которые поступает указанный вид налога, составляет 32 региона.

С учетом чрезвычайно высокой неравномерности залегания этого вида полезных ископаемых на территории РФ с 2010 г предполагается централизация в федеральном бюджете доходов от уплаты НДС по нефти и газовому конденсату. С учетом макроэкономического прогноза на 2010-2012 гг. этот приведет к росту доходов Федерации в 2010 г на 46,5 млрд. руб., в 2011 г - 50,9 млрд. руб., в 2012 г - 55 млрд. руб.

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. Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (с измен. от 05.04.2010), Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть первая) от 31.07.1998 № 146-ФЗ (с измен. от 9.03.2010) [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>
2. Налоги и налогообложение / Под ред. А.А.Вазим. – Томск: ТПУ, 2007 – 348 с.
3. Налоги и налогообложение / Под ред. Н.Г. Дмитриева, Д.Б. Дмитриев. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2005. – 416 с.
4. Налоги и налогообложение / Под ред. М. В. Романовского, О. В. Врублевской. – СПб.: Питер, 2002.– 576 с.
5. Налоговой кодекс РФ. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2008. – 789 с.

РЕЗЕРВНЫЙ ФОНД КАК ИНСТРУМЕНТ ИННОВАЦИОННОЙ ЭКОНОМИКИ

Д.И. Зайцева

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Для организации бесперебойного кругооборота фондов в масштабе всей экономики и обеспечения социальной поддержки населения необходима централизация денежных ресурсов, выходящих за рамки отдельных хозяйств и отраслей. Эту функцию выполняет государство, реализуя свою бюджетную политику.

Современная бюджетная политика является составной частью экономической политики Российской Федерации, основные цели и задачи которой разрабатываются и реализуются исполнительными органами власти во главе с Президентом РФ и утверждаются законодательными органами власти в ходе рассмотрения и утверждения бюджетов каждого уровня бюджетной системы РФ на очередной финансовый год. Региональные органы власти и органы местного самоуправления строят финансовую политику на подведомственной территории с учетом целей и задач финансовой политики Российской Федерации.

Ввиду ориентированности российской экономики на нефтегазовую отрасль, большую часть доходов федерального бюджета государства на настоящее время составляют именно поступления от нефтегазового комплекса. И именно эта часть федерального бюджета РФ постоянно реформируется и видоизменяется с целью более эффективного формирования и использования средств, призванных стабилизировать экономику страны.

С этой целью в 2004 году был основан Стабилизационный фонд, основным предназначением которого было обеспечить сбалансированность федерального бюджета при снижении цены на нефть ниже базовой. Законом устанавливалось пороговое значение мировой цены нефти (сначала \$20 за баррель, с 2006 года – \$27 за баррель), государственные доходы с более высокой цены изымались в Стабфонд, из которого федеральный бюджет мог подпитываться в случае падения цены нефти ниже критического значения. Таким образом, предполагалось, что Стабфонд снизит зависимость национальной экономики от неблагоприятных колебаний поступлений от экспорта сырьевых товаров.

И, действительно, бюджет имел гарантированную часть нефтяных доходов, вне зависимости от колебаний цен на мировом рынке. Кроме того, изымалась избыточная денежная масса, что уменьшало инфляционное давление (в 2006 году уровень инфляции снизился до минимального значения в постсоветской истории России – 9,1%). В Стабфонд поступали экспортная пошлина и НДС на нефть с цены, превышающей базовую. В 2005 году средства фонда превысили контрольный уровень в 500 млрд. рублей, это позволило потратить 647,4 млрд. рублей на досрочное погашение государственного внешнего долга России и 30 млрд. рублей на покрытие дефицита Пенсионного фонда РФ. В 2006 году на аналогичные цели было израсходовано 605 млрд. рублей, а в 2007-м – еще 12 млрд. рублей. Тем не менее, к 2008 году размер Стабфонда достиг 3,85 трлн. рублей [2].

Антикризисные поправки в бюджет еще шире открыли возможности для использования нефтегазовых доходов. Уровень финансирования расходов бюджета вырос до 123% к ожидаемой величине нефтегазовых доходов 2009 года.

Таким образом, масштабы нефтяных доходов превзошли самые оптимистичные ожидания. Появилась возможность перейти от простой концепции бюджетного буфера к более сложной модели. В 2007 году было принято решение создать на базе действующего два новых фонда: Резервный (аналог Стабилизационного) и Фонд национального благосостояния [3]. То есть речь шла уже не только о страховом запасе, обеспечивающем бюджетную стабильность, но и о решении долгосрочных задач (рисунок 1).

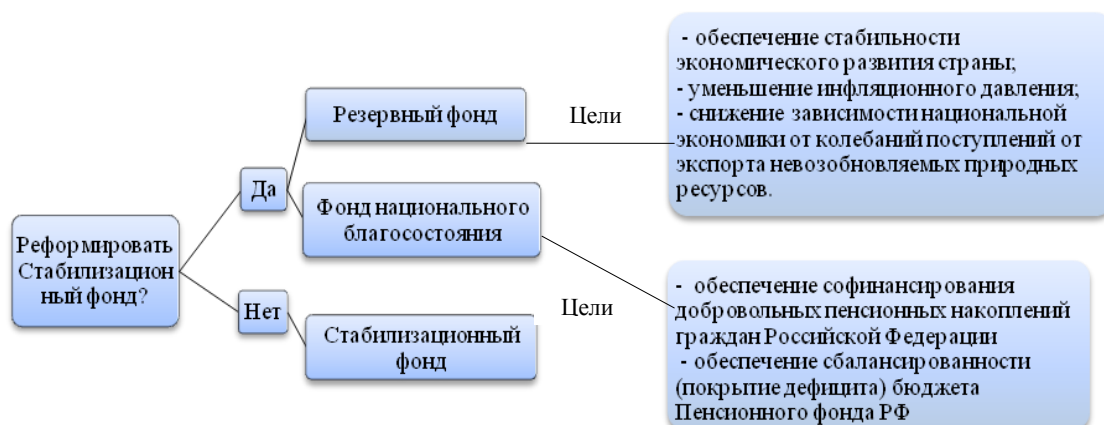


Рисунок 1 – Модель реформирования бюджетной системы

После реформирования Стабилизационного фонда структура Поступлений от нефтегазовой отрасли в Федеральный бюджет РФ выглядела следующим образом [3] (рисунок 2):

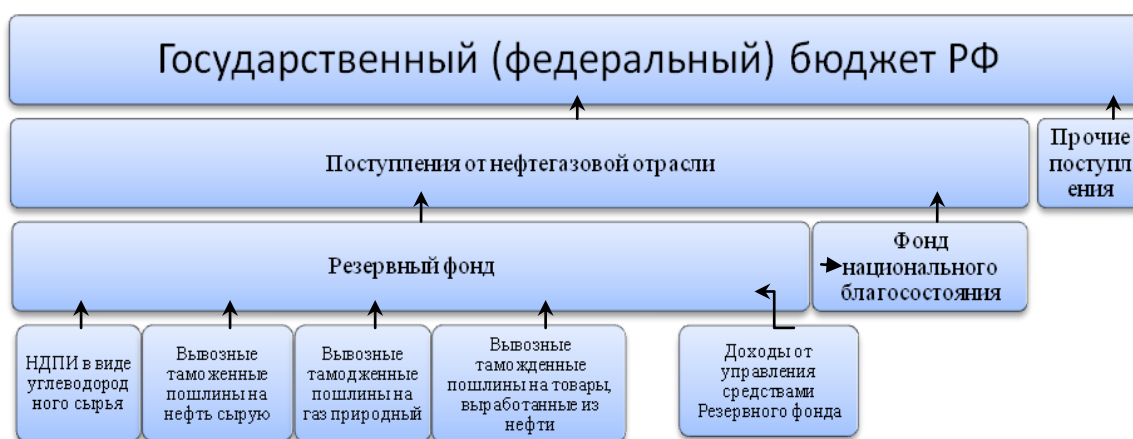


Рисунок 2 – Структура доходов федерального бюджета РФ

Как видно из рисунка 2, поступления от нефтегазовой отрасли формируют Резервный фонд и Фонд национального благосостояния. Структура формирования и дальнейшего распределения средств, поступающих от нефтегазовой отрасли, во многом обусловлена переходом российской экономики с инерционного энерго-сырьевого на инновационный путь развития экономики и нефтегазового комплекса.

Инновационный сценарий развития наряду с использованием конкурентных преимуществ в НГК, предполагающих прорыв в повышении эффективности человеческого капитала и развитии высоко- и среднетехнологичных производств, выступает в качестве целевого для формирования экономической политики, поскольку только он в полной мере позволяет реализовать стратегические ориентиры развития России. За счет более полного внедрения передовых технологий добычи, совершенствования институциональной среды в НГК добыча нефти и газа в инновационном сценарии будет максимальной [1]. Должна быть резко снижена чрезмерная энергоёмкость российской экономики за счет опережающего развития инновационных энергоэффективных секторов и реализации технологического потенциала энергосбережения, в том числе в результате реализации механизма равнодоходности поставок газа на внутренний и международные рынки.

Таким образом, по итогам 2008-2009 гг. структура распределения средств от нефтегазового комплекса выглядела следующим образом (таблица):

Оценка механизма распределения средств Резервного фонда

Направление распределения	Механизм	Оценка распределения средств
Нефтегазовый трансферт	Определенная часть указанных нефтегазовых доходов ежегодно направляется на финансирование расходов федерального бюджета. Величина нефтегазового трансферта утверждается федеральным законом о федеральном бюджете на очередной финансовый год и плановый период.	Положительные моменты: обеспечивает сбалансированность бюджета в случае недостаточности нефтегазовых доходов; Недостатки: сумма данного трансферта очень зависима от внешних факторов: величины ВВП и цен на нефть; нефтегазовый трансферт при неблагоприятных ситуациях в экономике и на мировом рынке нефти может истощить все средства Резервного фонда.
Досрочное погашение государственного внешнего долга.	Правительство Российской Федерации с 2009 г. по 2012г. вправе без внесения изменений в федеральный закон о федеральном бюджете направлять средства фонда на осуществление выплат, сокращающих долговые обязательства, сокращение заимствований.	Положительные моменты: обеспечение макроэкономической устойчивости государства за счет снижения внешней долговой нагрузки; повышение «кимиджа» государства; экономия средств федерального бюджета за счет сокращения расходов на обслуживание долговых обязательств Российской Федерации. Недостатки: на внутренней экономике страны погашение внешнего государственного долга не проявляется, следовательно, не происходит развития экономики; высвободившиеся средства федерального бюджета (за счет погашения внешнего долга от резервного фонда) не направляются на внутреннюю экономику страны.
Пополнение Фонда национального благосостояния РФ	Приобретение иностранной валюты в целях управления средствами Фонда национального благосостояния Размещение части средств Фонда национального благосостояния на депозитах в государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности (Внешэкономбанк)»	Положительные моменты: софинансирование добровольных пенсионных накоплений граждан России; обеспечение сбалансированности (покрытие дефицита) бюджета Пенсионного фонда РФ; Недостатки: направления расходования средств фонда не соответствуют его назначению со стороны правительства. Помимо пополнения Пенсионного фонда РФ, средства из фонда, по мнению правительства, должны быть направлены на модернизацию, развитие экономики страны, инновации и новые технологии. По факту такого распределения нет и четко проследить направленность движения средств фонда невозможно.

Следует заметить, что выбранная правительством стратегия по структуре распределения нефтегазовых поступлений [3] не дает объективной картины стабилизации, а тем более роста российской экономики. Свидетельством такой неэффективной деятельности служит динамика средств фондов относительно Международных резервов РФ (рисунок 3)

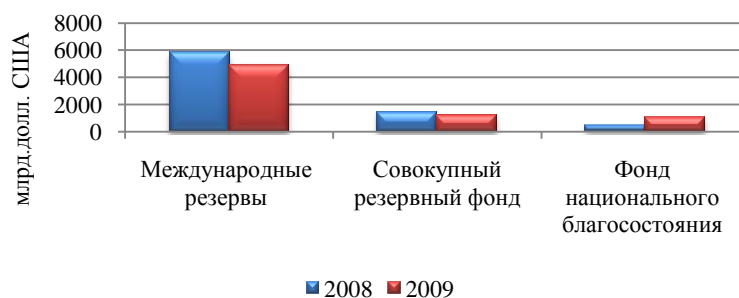


Рисунок 3 – Сравнительные данные специальных фондов и международных резервов РФ

Поскольку большая часть резервного фонда идет на покрытие дефицита бюджета РФ, досрочное погашение внешнего долга страны, а оставшаяся часть идет на наращивание общего резервного фонда за пределами государства, то на российской экономике это сказывается только в более-менее стабильном положении и только

на небольшой срок, до полного истощения резервного фонда. На рисунке 3 отражены сравнительные данные в расчетах на душу населения [4] средств Резервного фонда и Золотовалютных резервов РФ [3].

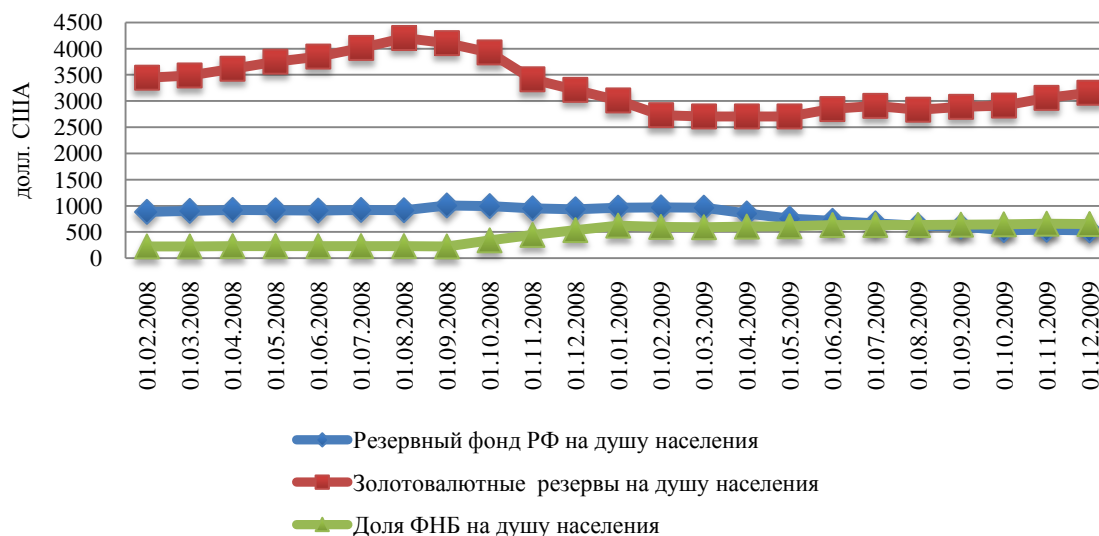


Рис. 4 Отношение отдельных показателей бюджета РФ на душу населения

На рисунке 3 представлено общее снижение Золотовалютных резервов РФ, и, как следствие, Резервного фонда РФ. Безусловно, такая динамика связана с изъятием средств из данных источников финансирования на цели покрытия дефицита бюджета и иных недостатков финансирования, в связи с мировым финансовым кризисом.

Фонд национального благосостояния населения постепенно набирает обороты, что, возможно, связано с более эффективным использованием данных средств путем вложения их во Внешэкономбанк. Тем не менее, за период 2008-2009 гг. общие данные по Резервному фонду относительно Валового внутреннего продукта на душу населения, за данный период невелики и составляют в среднем 3,98% от одного из важнейших показателя показателей экономического развития страны.

Для перевода страны на инновационный путь развития ставится задача кардинального повышения инновационной и инвестиционной активности, увеличение уровня ВВП, перехода к стандартам развитых стран в сфере бюджетной политики. Так, например, обеспечивая внутренние потребности страны в энергоресурсах за счет гидро- и ветроэнергетики, Норвегия 95% углеводородов экспортирует, обеспечивая 68% объема внешней торговли, получая более 500 млрд крон в год, которые идут на развитие промышленности и пополнение Пенсионного фонда, призванного обеспечить стабильное развитие государства на долгие годы вперед. Иными словами, расходы России на развитие отдельных отраслей должны быть удвоены. И основными приоритетами государственной политики здесь должны быть: построение национальной инновационной системы, развитие российских естественных преимуществ и модернизация экономики, развитие ее новых конкурентоспособных секторов в высокотехнологических сферах экономики знаний, реконструкция и расширение производственной, социальной и финансовой инфраструктуры. А одним из основных источников финансирования для достижения данной цели должен непременно быть резервный фонд, в виде создания дополнительного Инновационного фонда, где прямо прослеживалась бы направленность средств фонда и результаты его деятельности.

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. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Стратегические приоритеты и количественные ориентиры развития нефтегазового комплекса на фоне современных экономических тенденций//Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009, №5. – С. 37-51.
2. Мещерин А. Затягивать пояса еще не хочется// Нефтегазовая вертикаль, №13, 2009. - С. 26-28.
3. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.minfin.ru>, свободный.
4. Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.gks.ru>, свободный.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИНЦИПА СПРАВЕДЛИВОСТИ ПРИ РЕФОРМИРОВАНИИ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Д.И. Зайцева, Я.А. Холин

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ни для кого не секрет, что нефтегазовый комплекс уже на протяжении многих лет является основным источником финансовых ресурсов бюджета России. Такая зависимость повлекла за собой негативные тенденции, связанные с ростом рентных доходов на предприятия нефтегазового комплекса, как источника дополнительного дохода государства, целевой направленностью этих денежных ресурсов, высокой налоговой нагрузкой, и, как следствие, нестабильными финансово-экономическими показателями предприятий нефтегазового комплекса.

В этой связи возникает вопрос о нравственной категории справедливости как понятия о должном, как соответствии между деянием и воздаянием, основополагающей идеи, на которой строится любая система правового регулирования. При том, что в России, как и в большинстве стран мира, справедливость является основой формирования политики государства, в действующей редакции Налогового кодекса Российской Федерации принцип справедливости налогообложения отражения так и не нашел.

Несовершенство современной налоговой политики требует срочных мер, направленных на модернизацию существующей системы налогообложения недропользователей, что позволит обеспечить реальные финансовые возможности для воспроизводства минерально-сырьевой базы страны, снизит постоянные противоречия между интересами общества, бизнеса и государства в вопросах налогообложения, приведет к развитию инновационного направления экономики, и, безусловно, представит Россию в качестве государства со стабильной рыночной конъюнктурой, тем самым обеспечив ее инвестиционную привлекательность.

Налоги как основной источник образования государственных доходов известны с давних времен. Налогообложение присуще всем социальным системам как рыночного, так и планового (нерыночного) типа хозяйствования.

Развитие российского государственного налогообложения можно отнести ко времени формирования теории налогов, основоположником которой является шотландский экономист и философ Адам Смит (1723-1790). В своей работе «Исследование о природе и причинах богатства народов» (1776) он впервые сформулировал основные принципы налогообложения [6]. Сегодня эти постулаты называют классическими принципами налогообложения (рис. 1).



Рис. 1 Основные принципы налогообложения

Принцип справедливости обложения является основным при построении налоговой системы. Ведь от реализации данного принципа зависит уровень возможности развития субъектов хозяйствования, их общей платежеспособности и развития социально – направленного сектора государства.

Известно, что справедливость - категория чрезвычайно тонкая, сложная для определения. Недаром это распространенное в повседневной риторике понятие юридически не определено. С точки зрения права, «справедливость» - чистая абстракция, ей нет мерила, определения, эталона. Справедливо то, что справедливо в каждом конкретном случае. Поэтому понимание справедливости зависит от исторического этапа развития, экономического устройства общества, социального и правового статуса лица, его политических взглядов и пристрастий. Смит выступал за всеобщность налогообложения и равномерность распределения налогов между гражданами «...соответственно их доходу, каким они пользуются под покровительством и защитой государства». По Смиуту, справедливость налогообложения - это равная обязанность всех платить налоги, но исходя из реальной платежеспособности фискально-обязанных лиц.

Учитывая выше данные определения справедливости в налогообложении, можно выделить следующие существенные недостатки использования данного понятия при недропользовании:

- преобладанием фискальной направленности налогообложения;
- неравномерностью распределения рентных доходов по уровням бюджетной системы Российской Федерации;
- отсутствием четкой стратегии использования рентных доходов;
- учетно-технической сложностью применения нефтедобывающими компаниями льгот по НДС, предусмотренных в налоговом законодательстве;
- непроработанностью формирования налоговых баз при налогообложении НДС в зависимости от

производственно-геологических характеристик и стадий разработки месторождения;

- отсутствием стимулирующих механизмов воспроизводства невозобновляемых природных ресурсов на долгосрочную перспективу;
- низкой конкуренцией в нефтяной отрасли вследствие тенденции огосударствления нефтегазового сектора;
- отсутствием налоговых механизмов, закладывающих основы развития бизнеса в долгосрочной перспективе.

Таким образом, проблема справедливости налогообложения напрямую увязывалась с вопросами равенства налогового бремени (равенства при изъятии части доходов) и переложения налоговых тягот. Ведь на практике абсолютное равенство невозможно в первую очередь в силу различий в доходах и в имущественном положении налогоплательщиков.

Нефтегазовая отрасль уже многие годы играет огромную роль в формировании бюджетной системы РФ, и вопрос справедливости распределения ренты между государством и налогоплательщиками никогда не терял своей актуальности. Особое значение здесь стоит уделить отдельным специфическим платежам нефтегазовой отрасли, которые составляют большую часть поступлений федерального бюджета РФ, что не может не отразиться на состоянии экономики страны и основных направлениях дальнейшего развития.

Основная проблема рыночной экономики – высокая зависимость от природных ресурсов. По действующему законодательству [7] при пользовании недрами уплачиваются следующие платежи:

1. разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии;
2. регулярные платежи за пользование недрами;
3. плата за геологическую информацию о недрах;
4. сбор за участие в конкурсе (аукционе);
5. сбор за выдачу лицензий;
6. налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
7. акцизы на минеральное сырье;
8. таможенные пошлины.

Кроме того, недропользователи вносят в бюджет другие налоги и сборы, уплачиваемыми всеми налогоплательщиками, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

В последние годы государство сделало многое в поисках возможности перехода на «несырьевую экономику», развивая отрасли перерабатывающей промышленности, услуг, транспорта, но все же нефтегазовый комплекс был, есть и остается основой российской экономики.

Так, основная масса администрируемых ФНС России доходов федерального бюджета [8] обеспечена поступлениями НДС (41%), налога на добычу полезных ископаемых (31%), ЕСН (17%) и налога на прибыль (6%) (рис. 2).

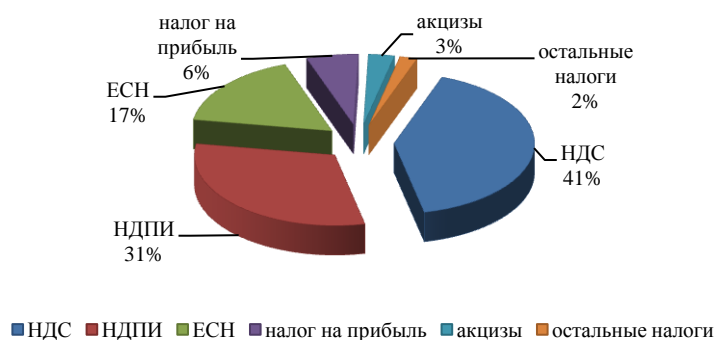


Рис. 2 Структура поступлений администрируемых ФНС России доходов в федеральный бюджет по видам налогов в январе-октябре 2009 года

В этой связи индикатором качества налогового администрирования для нефтегазового комплекса можно рассматривать показатель налоговой нагрузки на налогоплательщика. Так, по последним данным ФНС России на 2007 год налоговая нагрузка предприятий по добыче топливно-энергетических полезных ископаемых составила 60,2% (на 21,9% больше показателей 2006 года) и тенденция к ее увеличению все больше укрепляется.

Среди нефтедобывающих компаний наибольший удельный вес в нефтедобывающем комплексе России составляют: Лукойл, Роснефть, Сургутнефтегаз, ТНК-ВР. Из доступных открытых данных компаний был произведен анализ и рассчитана налоговая нагрузка компаний относительно выручки от реализации продукции данных предприятий и составил в среднем 50-60% от выручки, без учета экспортных пошлин.

Доля одного только налога на добычу полезных ископаемых в налоговой нагрузке составляет в среднем более 50% совокупной налоговой нагрузкой. Конечно, такая жесткая налоговая политика не является стимулом для эффективной эксплуатации месторождений, создания финансовых резервов, инвестирования. И здесь необ-

ходимы реформы. Определенные шаги в этом направлении уже сделаны. Данные изменения, внесенные в главу 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» НК РФ, предусматривающие снижение уровня налоговой нагрузки по данному налогу, привели к резкому снижению бремени налогообложения с первого квартала 2009 года (рис. 3):

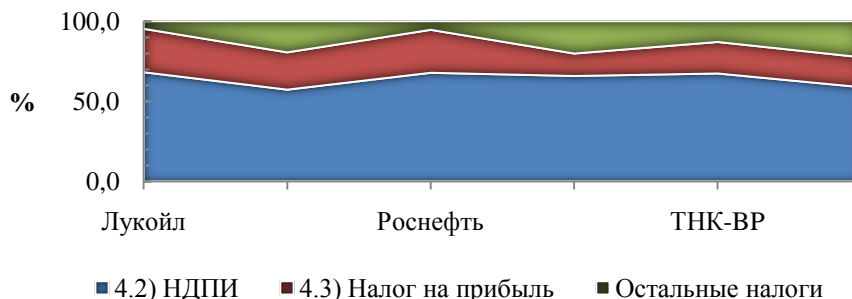


Рис. 3 Доля налогов в налоговой нагрузке предприятий

Таким образом, в течение пяти лет российское государство отбирало у нефтяников «излишки» денег, перекладывая их в специальные фонды. Делалось это с двумя благородными целями:

- ослабить зависимость национальной экономики от нефтедолларов;
- сформировать резерв денежных средств на черный день.

Основным предназначением Стабилизационного фонда, основанного 1 января 2004 года, было обеспечить сбалансированность федерального бюджета при снижении цены на нефть ниже базовой. Законом устанавливалось пороговое значение мировой цены нефти (сначала \$20 за баррель, с 2006 года – \$27 за баррель), доходы с более высокой цены изымались в Стабфонд, из которого федеральный бюджет мог подпитываться в случае падения цены нефти ниже критического значения [4].

Таким образом, бюджет имел гарантированную часть нефтяных доходов, вне зависимости от колебаний цен на мировом рынке. Кроме того, изымалась избыточная денежная масса, что уменьшало инфляционное давление (в 2006 году уровень инфляции снизился до минимального значения в постсоветской истории России – 9,1%).

Масштабы нефтяных доходов росли, и в 2007 году было принято решение создать на базе действующего два новых фонда:

1) Резервный фонд (аналог Стабилизационного фонда)

2) Фонд национального благосостояния, который является частью средств федерального бюджета. Фонд призван стать частью устойчивого механизма пенсионного обеспечения граждан Российской Федерации на длительную перспективу. Целями Фонда национального благосостояния являются обеспечение софинансирования добровольных пенсионных накоплений граждан Российской Федерации и обеспечение сбалансированности (покрытие дефицита) бюджета Пенсионного фонда Российской Федерации [2].

То есть речь шла уже не только о страховом запасе, обеспечивающем бюджетную стабильность, но и о решении долгосрочных задач. Динамика и размеры средств новых фондов представлены на рисунке 4 и рисунке 5.

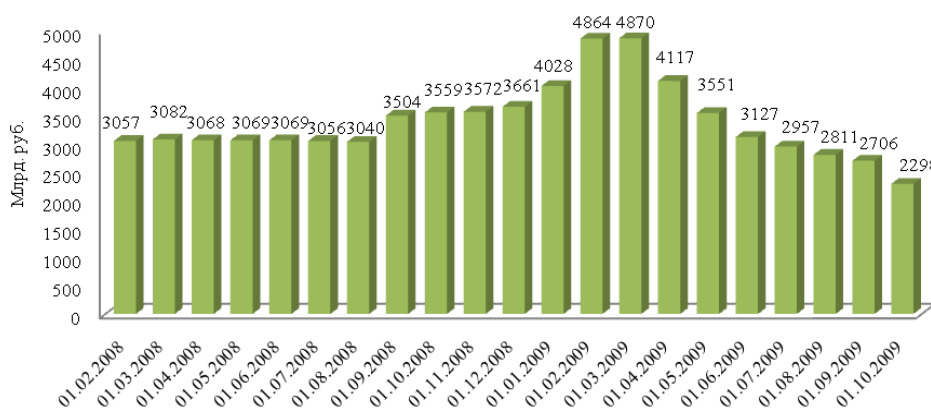


Рис. 4 Динамика совокупного объема средств резервного фонда

Антикризисные поправки в бюджет еще шире открыли шлюзы для использования нефтегазовых доходов. Размер нефтегазового трансферта остался прежним, при том, что его уровень вырос до 123% к ожидаемой

величине нефтегазовых доходов 2009 года.

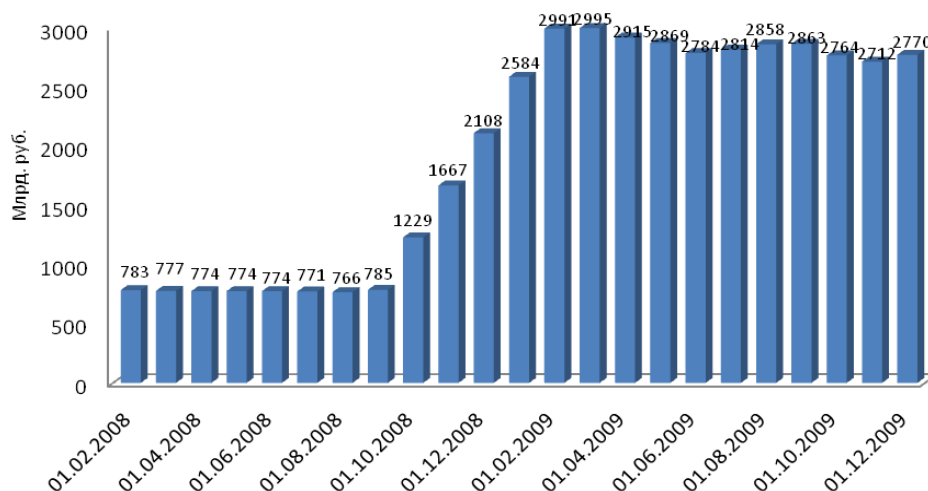


Рис. 5 Динамика совокупного объема средств фонда национального благосостояния

ФНБ в свою очередь начиная с мая постепенно растет. В январе 2009 г. фонд располагал 2,584 трлн. руб., а на 1 ноября - 2,712 трлн. руб.

До открытых изъятий средств из ФНБ дело пока не дошло. Но из него постановлением правительства решено переложить на депозиты «Внешэкономбанка» 625 млрд. рублей (около 22% всех накоплений): 450 млрд. рублей на срок до конца 2019 года и 175 млрд. до 2013-го – под 7% годовых [5].

Впервые за последние десять лет расходы бюджета будут выше доходов. Дефицит федерального бюджета составит не менее 7 % ВВП. Накопленные резервы позволили продолжить устойчивой выполнение социальных обязательств, минимизировать сокращение государственного спроса по ряду направлений и заложить возможность осуществления расходов на реализацию антикризисной программы [1].

Но по сообщению Министерства Финансов РФ, резервный фонд будет полностью истрачен в 2010 году. Деньги пойдут на покрытие дефицита федерального бюджета. При этом в начале сентября министр финансов Алексей Кудрин [предложил](#) сохранить резервный фонд, а дефицит бюджета покрывать за счет заемных средств [3].

Необходимо, прежде всего, понимание того, что природные ресурсы это не только источник дохода для удовлетворения финансовых потребностей государства, но и основа существования и развития следующих поколений. Природные ресурсы являются важной частью национального богатства страны и источником создания материальных благ и услуг. И процесс воспроизводства по существу представляет собой непрерывный процесс взаимодействия общества и природы.

Сложившаяся ситуация явилась стимулом для изучения вопроса справедливости налогообложения в отношении недропользователей и определило дальнейшее направление реформирования налогового законодательства:

1. Введение системы налоговых льгот по следующим видам налогов:
 - льготы налогу на прибыль с целью технического и технологического перевооружения и/или внедрения новых технологий.
 - льготы, связанные с налогом на имущество организаций, а именно с вводом в эксплуатацию современного ресурсосберегающего оборудования в нефтегазовом комплексе. Так называемые «налоговые каникулы» для организаций нефтегазового комплекса, проводящих замену технически и морально устаревшего оборудования, новым оборудованием, обладающим современными характеристиками ресурсосбережения и экологической безопасности.
 - дифференциация уровня налоговой нагрузки в зависимости от технико-экономических условий эксплуатации конкретного месторождения, которая даст дополнительные финансовые возможности для организаций, эксплуатирующих высокотратные месторождения минерального сырья, позволив им формировать финансовые резервы для технического и технологического перевооружения.
2. Внесение изменений в части обложения налогом на добычу полезных ископаемых:
 - изменение структуры расчета и начисления НДС. Привязка льготных условий налогообложения не к объемам добываемой нефти и срокам эксплуатации месторождений, а к среднему уровню затрат на добычу одной тонны нефти;
 - помимо внесения изменений в НДС по добыче нефти, следует изучить вариант введения льготных условий и по добыче газа;
 - необходимо про дифференцировать доходы от поступления НДС между федеральным и местным

(субъекта) бюджетами РФ. Поскольку в случае распределения поступлений от НГП в Федеральный бюджет, субъекты РФ вынуждены искать иные возможности для развития НГК в своем субъекте, что непременно приводит к сокращению бюджета на другие по иным статьям расходов. Иная ситуация, например распределение НДС между Федеральным и бюджетом субъекта РФ в соотношении, на первоначальном этапе, 80% к 20%, непременно принесет свои положительные плоды в результате формирования фонда воспроизводства и модернизации процесса производства и переработки минерально-сырьевой базы каждого отдельного субъекта.

3. Реформирование системы государственных фондов с целью создания дополнительного фонда на воспроизводство минерально-сырьевой базы РФ, что позволит целенаправленно откладывать средства на модернизацию оборудования нефтедобычи, переработки, развития малых компаний (сервисных предприятий), инвестирования дополнительных средств в НГК.

В целом, справедливая система налогообложения - идеальная мечта любого государства и общества, которую пока не достигла ни одна страна мира. К этой цели человеческая цивилизация идет уже столетия, и впереди у нее еще очень долгий путь. Несовершенство системы налогообложения неизбежно вызывало, вызывает и будет вызывать критику любых фискальных институтов общества. Однако независимо от этого поиски путей рационального, эффективного и справедливого налогообложения должны продолжаться.

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. Бюджетное послание Президента РФ «О бюджетной политике в 2010-2012 годах» от 25 мая 2009 г.
2. Мещерин А. Затягивать пояса все еще не хочется? // Нефтегазовая вертикаль, 2009г., № 13. – С.26-29.
3. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www1.minfin.ru/ru/press/speech/>, свободный.
4. Министерство финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.minfin.ru/ru/stabfund/about/>, свободный.
5. Правительство Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.premier.gov.ru/anticrisis/>, свободный.
6. Смит А. Исследование о природе и причинах богатства народов; Изд.: Эксмо, 2007г. – 960 с.
7. Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.nalog.ru/index.php?topic=budjet_fed, свободный.
8. Федеральная налоговая служба [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.nalog.ru/index.php?topic=budjet>, свободный.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Е.С. Зеленова, Т.Ю. Жарова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данный момент реализован традиционный для нефтегазовой промышленности подход, который основан на построении моновариантной модели денежных потоков и вычислении единственного значения NPV (Net present value).

Для частичной компенсации возникающей неопределенности используется анализ чувствительности результата к изменению значений нескольких основных параметров. Обычно это цена нефти, объем добычи и себестоимость.

Но традиционный подход не позволяет оценить такой важный критерий как вероятность, с которой анализируемый результат принимает расчетное значение, а также выполнить исследование взаимозависимостей между исходными параметрами с учетом неопределенности их значений.

В ниже следующей таблице представлен обзор методов оценки инвестиционных проектов [1].

Наиболее эффективный метод, как показал сравнительный анализ, рассмотрим более подробно.

Метод реальных опционов (Real Options Approach)

Метод реальных опционов – относительно новый метод оценки активов, получивший широкое признание за то, что он помогает определять стоимость менеджерской (управленческой) гибкости.

По идее руководство должно обладать достаточной гибкостью, чтобы изменять свою текущую стратегию и, таким образом, оптимизировать будущий доход от инвестиций.

Метод реальных опционов к оценке инвестиций базируется на теории финансовых опционов.

Финансовые опционы – ценные бумаги – (акции, облигации)

Реальные опционы – реальные активы – (бизнес, проект)

Виды реальных опционов[2]:

- Опцион на отсрочку (право отложить разведку, разработку, поэтапное инвестирование);
- Опцион на ликвидацию (право ликвидировать месторождение преждевременно);
- Опцион на контракт (продажа части проекта за определенную цену);
- Опцион на расширение (право инвестировать в дополнительный короткий срок);

- Опцион на продление (право отложить ликвидацию в случае благоприятных экономических условий).

<i>Метод Монте-Карло</i>	Основное внимание уделяет неопределенности в значениях параметров. Не учитывает управленческую гибкость. Вычисляет ожидаемое NPV для фиксированных сценариев. Использует традиционный коэффициент дисконтирования Предполагает фиксированную продолжительность проекта. На выходе – гистограмма возможных NPV. Проблемы при наличии коррелированных переменных.
<i>Деревья решений</i>	Основное внимание уделяет принятию управленческих решений. Учитывает неопределенность, но весьма элементарным способом. Оценивает максимально возможное значение NPV. Использует традиционный коэффициент дисконтирования. Происходит из теории игр и исследования операций. Проблемы при учете взаимной корреляции переменных.
<i>Опционное ценообразование</i>	Помогает определять стоимость управленческой гибкости Включает в себя модель Блэка-Шоулза или биномиальную модель для спотовой цены. Выражает стоимость проекта как стохастическое дифференциальное уравнение. Использует безрисковую ставку дисконтирования. Учитывает экономический риск (цена на нефть) посредством использования Происходит из мира финансов, в основе - теория финансовых опционов.

Реальный опцион – это право, но не обязательство, принять какое-либо решение позднее, в зависимости от того, какие события будут предшествовать дню решения; потенциальная возможность гибкого управления компанией, которое приводит к увеличению ее стоимости[3].

Иными словами, реальный опцион – это своего рода усложненный и совершенно модернизированный метод Фишера 1907 года (метод NPV)[4].



Для начала в расчет закладываются влияющие внешние факторы: стоимость инвестиций (денежная сумма, необходимая для организации реального опциона), время, неопределенность, процентные ставки. Для группировки, обработки и анализа данных используют методы оценки активов и проектного анализа, методы экономического анализа, а также методы математического моделирования, статистики, физики, теорию случайных процессов. Метод реальных опционов позволяет учесть возможность гибкого принятия решений хозяйствующего субъекта в условиях меняющейся внешней среды.

Поскольку экономическая ситуация, обусловленная уровнем цен, инфляцией, в течение срока разработки месторождения может меняться, то целесообразно изменение стратегического решения недропользователя по извлечению углеводородного сырья. Согласно методу реальных опционов может быть принято решение [5]:

- отказаться от продолжения разработки проекта в критической ситуации;
 - отсрочить период начала проекта до момента более благоприятной конъюнктуры рынка;
 - изменить масштаб работ по извлечению минерального сырья;
 - применить режим форсированного отбора жидкости;
 - использовать смешанную стратегию.
- Результатом реального опциона будет реальная стоимость компании при условии гибкого управления. Здесь гибкость выступает в форме своеобразного нематериального актива, который при традиционном анализе не учитывается.
- Использование метода реальных опционов предполагает моделирование цены товара и нормы дисконта.

Оценка стоимости месторождения нефти методом реальных опционов позволяет учесть дополнительные эффекты, обусловленные варьированием (отлично от проекта разработки), объемами нефтеизвлечения в зависимости от экономической ситуации в стране. Следует отметить, что технологическая гибкость нефтегазодобывающего производства, связанная с изменением масштабов нефтеизвлечения, требует дополнительных затрат и, соответственно, корректировки расчета чистой текущей стоимости.

Учитывая возможности метода реальных опционов, можно считать целесообразным его применение при оценке эффективности инвестирования в долгосрочные проекты с учетом принятия стратегически важных решений в условиях нестабильной внешней среды.

Для определения стоимости реальных опционов предлагается использовать модель Блэка - Шоулза, несмотря на то, что она исходит из ряда ограничений:

- оцениваемый актив должен быть ликвидным (необходимо наличие рынка для оцениваемого актива);
- цена актива резко не изменяется;
- опцион не может быть реализован до срока его исполнения (европейский опцион).

Расчет стоимости реального опциона осуществляется по формуле Блэка - Шоулза, разработанной для оценки финансовых опционов типа колл:

$$ROV = PV * N(d1) - EX * \exp(-r * t) * N(d2)$$

$$d1 = (\ln(PV/EX) + (r + q/2) * t) / (q * t * 0.5)$$

$$d2 = d1 - q * t * 0.5;$$

ROV - стоимость опциона;

PV - приведенная стоимость денежных потоков от реализации той инвестиционной возможности, которую компания получит в результате осуществления инвестиционного проекта;

EX $\exp(-r * t)$ - приведенная стоимость инвестиций на осуществление проекта или ликвидационная стоимость при отказе от проекта;

N(d1) и N(d2) - интегральные функции нормального распределения d1 и d2;

q - стандартное отклонение, то есть это «изменчивость цены активов» (рыночно оценочный риск). Для реальных активов обычным способом оценки является анализ статистических данных за прошлые периоды;

r - краткосрочная безрисковая ставка доходности;

t - время до истечения срока исполнения опциона (реализации содержащейся в опционе возможности) или время до следующей точки принятия решения.

Из анализа этой формулы следует, что цена реального опциона тем выше, чем:

- выше приведенная стоимость денежных потоков;
- ниже затраты на осуществление проекта;
- больше времени до истечения срока реализации опциона;
- больше риск.

Использование метода реальных опционов имеет и недостатки.

Некритичное применение этой методологии может негативно влиять на бизнес компании и ее конкурентную позицию. Излишняя гибкость в решениях ведет к частому пересмотру планов, потере стратегического ориентира. Проблема состоит в правильном учете стоимости создания и поддержания реальных опционов. Например, возможность увеличить выпуск продукции (инвестиции в резервы мощностей) может оказаться невосребованной, и не все затраты на создание такого опциона будут оправданы.

Кроме того, внедрение модели реальных опционов требует изменения внутренней культуры компании, ее подхода к ведению бизнеса, что нередко оказывается непреодолимым препятствием, в том числе из-за отсутствия квалифицированных специалистов и нехватки опыта применения такого метода.

Метод реальных опционов для оценки инвестиционных проектов получает все большее распространение. Использование в управлении компанией такого инструмента, как реальные опционы, позволяет менеджменту уделять меньше внимания созданию «идеальных» прогнозов и направлять больше усилий на определение альтернативных путей развития компании. Применение традиционного метода дисконтированных денежных потоков приводит к тому, что менеджменту в ходе реализации проекта бывает трудно отказаться от запланированных действий и увидеть новые возможности, которые принесут компании большие прибыли.

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. Бухвалов А.В. Реальные опционы в менеджменте // Российский журнал менеджмента. - 2005. - N 2.
2. Дамодаран А. Инвестиционная оценка. Инструменты и техника оценки любых активов. - М.: Альпина Бизнес Букс, 2007.
3. Калинин Д. Новые методы оценки стоимости компаний и принятия инвестиционных решений // Рынок ценных бумаг. - 2003. - N 8.
4. Пирогов Н.К. Реальные опционы и реальность // Современные аспекты регионального развития: Сб. статей. - Иркутск: БИБММ ИГУ, 2003.
5. Топсалова Ф.М.-Г. Особенности принятия инвестиционного решения при условиях неопределенности и риска // Экономический анализ: теория и практика. - 2005. - N 12.

ОПИСАНИЕ МЕХАНИЗМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СИСТЕМЫ

Р.Т. Исмаилова

Научный руководитель профессор Н.М. Кулжабай

Казахский Национальный технический университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Целью производственной логистики является оптимизация материальных потоков внутри предприятий, создающих материальные блага или оказывающих такие материальные услуги, как хранение фасовка, развеска, укладка и др. Задачи производственной логистики представляют собой одну из важнейших проблем в вопросах оптимизации управления функционирования логистических систем [1]:

- планирование производства на основе прогноза потребностей в готовой продукции и заказов потребителей;
- разработка планов-графиков производственных заданий цехам и другим производственным подразделениям предприятия;
- разработка графиков запуска-выпуска продукции, согласованных со службами снабжения и сбыта;
- оперативное управление производством и организация выполнения производственных заданий с применением теории активных систем для принятых управленческих решений;
- контроль за себестоимостью производства готовой продукции.

Рассмотрим описание модели организационного механизма логистической производственной системы для случая производства готовой продукции, для ее потребителей на основе возможностей поставщиков [1,2].

Состояние производственной системы описывается в зависимости от состояний каждого производственного предприятия всех поставщиков и всех потребителей (рис.). (файл 16_Исмаилова_рисунок)

Обозначим через y_{pn} - состояние n- го производственного предприятия, которое определяется из множества его состояний Y_{pn} , $y_{pn} \in Y_{pn}$, $n \in N_p$, где N_p - множество производственных предприятий. Состояние всех производственных описывается в виде $y_p = \{y_{pn}\}$, где $n \in N_p$ и определяется из множества их состояний Y_p , т.е. $y_p = \{y_{pn}\} \in Y_p$, а $Y_p = \prod_n Y_{pn}$, $n \in N_p$.

Обозначим через y_{psi} - состояние i-го поставщика-отправителя, которое определяется из множества его состояний Y_{psi} , т.е. $y_{psi} \in Y_{psi}$, $i \in I_{psi}$, где I_{psi} - множество поставщиков материальных ресурсов. Состояние всех поставщиков описывается в виде $y_{ps} = \{y_{psi}\}$, где $i \in I_{ps}$ и определяется из множества их состояний Y_{ps} , т.е. $y_{ps} = \{y_{psi}\} \in Y_{ps}$, а $Y_{ps} = \prod_i Y_{psi}$, $i \in I_{psi}$.

Обозначим через y_{prj} состояние j- го потребителя, которое определяется из множества его состояний Y_{prj} , $y_{prj} \in Y_{prj}$, $j \in J_{pr}$, где J_{prj} - множество потребителей готовой продукции. Состояние всех потребителей описывается в виде $y_{pr} = \{y_{prj}\}$, где $j \in J_{pr}$, и определяется из множества их состояний Y_{pr} , т.е. $y_{pr} = \{y_{prj}\} \in Y_{pr}$, а $Y_{pr} = \prod_j Y_{prj}$, $j \in J_{pr}$.

Тогда состояние производственного процесса y определяется из множества состояний Y , т.е. $y \in Y$, где $y = y_{pr}(y_{ps}, y_{pr})$, $Y = Y_p \cap Y_{ps} \cap Y_{pr}$.

Процедура формирования информации механизма функционирования производственной логистической системы позволяет сообщать координационному центру оценки векторов состояний $(\{y_{psi}\}, \{y_{pn}\}, \{y_{prj}\})$ каждого участника логистической производственной системы $y = y_p(y_{ps}, y_{pr})$ и оценки множеств состояний $Y = Y_p \cap Y_{ps} \cap Y_{pr}$.

Процедура принятий решений механизма функционирования производственной логистической системы формирует управление и план производственной системы для каждого производственного предприятия на основе полученных и собранных информации из этапа формирования информации. План для n-го производственного

предприятия логистической системы будем обозначать как X_n , где $n \in N_p$. Этот план определяется множеством допустимых планов для него X_n , т.е. $x_n \in X_n$. Через $x = \{x_n, n \in N_p\}$ будем обозначать план всех производственных предприятий, а через X множество всех допустимых планов, из которого выбирается план производственной логистической системы, т.е. $x \in X$. Здесь под планом понимаются объемы производства.

Если производственные цеха работают в последовательном режиме, тогда план производства или объем материального потока x определяется как: $x = \min_n(x_n)$, $n \in N_p$, а множество допустимых планов $X = \prod_n X_n$, $n \in N_p$.

Обозначим, через $\lambda_n \in L_n$ вектор-управление для n -го производственного предприятия логистической системы, где L_n - множество управлений для n -го производственного предприятия. Вектор управления всей системой λ определяется из множества возможных управлений L , т.е. $\lambda \in L$, где $\lambda = \{\lambda_n\}$, $L = \prod_n L_n$, $n \in N_p$.

Закон управления системой в целом обозначим через $\pi = (\lambda, x)$, где $\pi = \{\pi_n\}$, $\pi_n = (\lambda_n, x_n)$, $n \in N_p$, а π_n - закон управления для n -го производственного предприятия в логистической системе.

Процедура стимулирования системы соответствует этапу реализации плана производства, где целевые функции для каждого n -го производственного предприятия:

$$f_n(\lambda_n, x_n, y_n) = h_n(\lambda_n, x_{pn}) - \chi(x_{pn}, y_{pn}),$$

где $h_n(\lambda_n, x_{pn})$ - доход каждого предприятия производственной системы,

$$\chi(x_{pn}, y_{pn}) = \begin{cases} \alpha, & x_{pn} = y_{pn} \\ \beta, & x_{pn} \geq y_{pn} \end{cases} \text{ - соответственно функции штрафа для } n\text{-го производственного предприя-}$$

тия.

Для описанного производственного процесса в общем виде имеет место следующая задача:

$$F(\lambda, x, y) \rightarrow \max$$

при условиях:

$$\lambda \in L, \quad x \in X, \quad y \in Y.$$

Целевая функция производственного предприятия логистической системы имеет место задача:

$$f_n(\lambda_n, x_n, y_n) \rightarrow \max$$

при условиях:

$$\lambda_n \in L_n, \quad x_n \in X_n, \quad y_{pn} \in Y_{pn}, \quad \text{для } n \in N_p.$$

Разработанная логистическая производственная система будет исследована с позиций теории активных систем для принятий управленческих решений и формирования плана с учетом интересов поставщиков и потребителей.

Литература

1. Кулжабай Н.М., Кулжабаев М.Н. Формализованное описание моделей и механизмов функционирования производственной системы. // Вестник КазНТУ, – Алматы, 2002, – № 4. – С. 7 – 10.
2. Кулжабай Н.М. Модели и механизмы функционирования активной производственной системы. // Вестник МОиН РК, НАН РК., – Алматы, – 2002- №3. – С. 15 – 19.

ИНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (НА ПРИМЕРЕ НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА)

Н.В. Каменова, М.С. Рябкова

Научный руководитель доцент И.С. Кузнецов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Научно-образовательный центр геологии нефти и газа – структурное подразделение Тюменского государственного нефтегазового университета, осуществляющее: проведение научных исследований и опытно-конструкторских работ; подготовку и переподготовку кадров высшей научной квалификации; организацию опытного и мелкосерийного производства наукоемкой продукции или предоставления высокотехнологичных услуг в рамках приоритетного направления развития университета.

Можно выделить следующие направления работ научно-образовательного центра геологии нефти и газа при Тюменском государственном нефтегазовом университете: информационные технологии в геологии и нефтегазодобыче; физические методы исследований ядра и пластовых систем; геохимия углеводородов; изучение капиллярных явлений пород-коллекторов с целью повышения нефтеотдачи продуктивных пластов; литология и микроскопические исследования ядра; лаборатория дистанционного зондирования.

Эффективное использование долгосрочных и краткосрочных денежных ресурсов достигается посредст-

вом финансового планирования, которое является существенным элементом финансового менеджмента. Применяют финансовое планирование, прежде всего для повышения доходности капитала, обеспечения стабильности положения фирмы. Кредиторы и инвесторы используют финансовое планирование, чтобы минимизировать свои риски по займам и вкладам. Качество применяемых решений в области финансов целиком зависит от качества финансового планирования. Бюджет представляет собой важный инструмент финансового планирования, на основании которого возможны моделирование, планирование и оценка финансового положения фирмы, выявление финансовой потребности в ресурсах.

Имеются данные об основных направлениях работы научно-образовательного центра геологии нефти и газа, а именно о возможных доходах от проведения различных исследований, также данные о расходах.

На основе исходных данных была рассчитана величина дохода по пессимистическому, реалистическому, оптимистическому сценарию, также сумма расходов.

Таким образом, сумма доходов по пессимистическому сценарию развития составляет 17 120 000 руб., по реалистическому сценарию составляет 37 550 000 руб., а по оптимистическому составляет 512 600 000 руб.

А сумма расходов для данных трех вариантов развития равна 255 280 464 руб.

Итак, чистая прибыль (в данном случае убыток) по пессимистическому сценарию составляет – 285 792 556,8 руб., по реалистическому сценарию – 261 276 556,8 руб., а по оптимистическому сценарию достигается прибыль в размере 205 855 629 руб.

Экономическую эффективность капитальных вложений определим методом дисконтирования средств. Показателями эффективности при расчете данного инвестиционного проекта являются чистый дисконтированный доход и срок окупаемости.

Метод дисконтирования базируется на дисконтных вычислениях по приведению доходов и расходов, связанных с реализацией системы, к некоторому моменту времени (к расчетному году).

Проект считается прибыльным и его следует принять, если значение чистого дисконтированного дохода больше нуля. Норма дисконта 10%, с учетом инфляции.

В результате проведенных расчетов сумма чистого дисконтированного дохода по трем сценариям развития является не отрицательной величиной: по пессимистическому сценарию данный показатель равен 43627266 руб., по реалистическому сценарию составит 1090463190 руб., а по оптимистическому сценарию равен 6944697419 руб. Это означает, что инвестиции дадут желаемый уровень отдачи: полученная прибыль обеспечит необходимый уровень доходности.

По результатам вычислений построен график зависимости чистого дисконтированного дохода от времени функционирования проекта по трем видам сценария (рис.), из которого можно определить периоды окупаемости проекта.

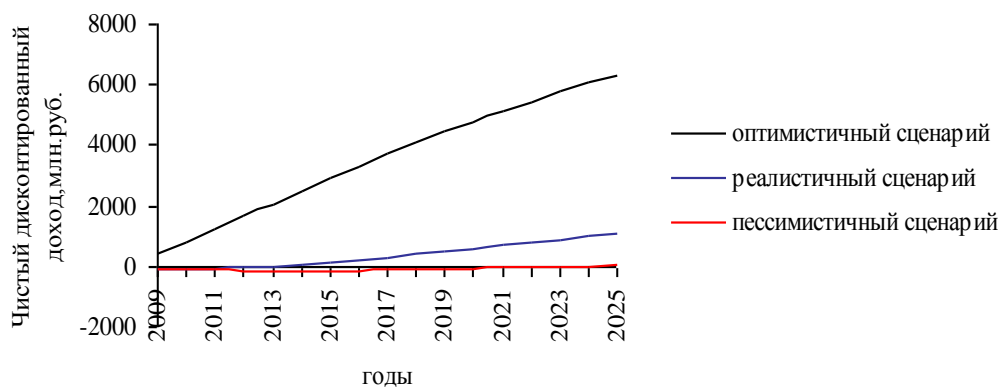


Рис. График зависимости чистого дисконтированного дохода от времени функционирования проекта

Из рисунка видно, что по оптимистическому сценарию проект окупит себя и начнет приносить прибыль уже с 2010 года (ЧДД=6344697419 руб.); по реалистическому сценарию проект окупит себя и начнет приносить прибыль с 2013 года (ЧДД=10984535,4 руб.), т.е. срок окупаемости составит 4 года; а по пессимистическому сценарию проект окупит себя и начнет приносить прибыль только с 2024 года (ЧДД=20745227 руб.), т.е. срок окупаемости составит 15 лет.

Далее необходимо провести риск-анализ инвестиционного проекта методом имитационного моделирования.

Практическое применение метода имитационного моделирования продемонстрировало широкие возможности его использования в инвестиционном проектировании, особенно в условиях неопределённости и риска. Данный метод особенно удобен для практического применения тем, что удачно сочетается с другими экономико-статистическими методами, а также с теорией игр и другими методами исследования операций. Практическое применение авторами данного метода показало, что зачастую он даёт более оптимистичные оценки, чем другие методы, например анализ сценариев, что, очевидно обусловлено перебором промежуточных вариантов.

Моделируя значение чистого дисконтированного дохода в зависимости от ключевых факторов были получены значения показателя по трём опорным вариантам развития событий (оптимистичный, пессимистичный, реалистичный). Методом экспертных оценок были определены также вероятности реализации этих вариантов. Полученные результаты использовались как исходные данные для имитационного моделирования (табл.).

Таблица

Исходные данные для имитационного моделирования

Сценарий развития	Чистый дисконтированный доход (руб.)	Вероятность
Пессимистичный	43 627 266	0,05
Реалистичный	1 090 463 190	0,9
Оптимистичный	6 344 697 419	0,05

На основе исходных данных проведена имитация. Для проведения имитации использовалась функция «Генерация случайных чисел».

Для осуществления имитации использовалось нормальное распределение, так как практика риск-анализа показала, что именно оно встречается в подавляющем большинстве случаев. Количество имитаций может быть сколь угодно большим и определяется требуемой точностью анализа. В данном случае использовалось 500 имитаций.

На основе полученных в результате имитации данных, используя стандартные функции MS Excel проведён экономико-статистический анализ.

Имитационное моделирование продемонстрировало следующие результаты:

1. Среднее значение чистого дисконтированного дохода составляет 2393708908,76 руб.
2. Минимальное значение чистого дисконтированного дохода составляет -4915894546,92 руб.
3. Максимальное значение чистого дисконтированного дохода составляет 11408913046,82 руб.
4. Стандартное отклонение равно 2 779 554 458,13 руб.
5. Коэффициент вариации чистого дисконтированного дохода равен 116,1%
6. Число случаев, когда чистый дисконтированный доход отрицательный, равно 93.
7. Вероятность того, что чистый дисконтированный доход будет меньше нуля равна 18,8 %.
8. Вероятность того, что чистый дисконтированный доход будет больше нуля равна 81,2 %.
9. Вероятность того, что чистый дисконтированный доход будет больше максимума равна нулю.

Таким образом, на основе полученных результатов о научно-образовательном центре геологии нефти и газа можно сделать следующий вывод. Сумма чистого дисконтированного дохода по трем сценариям развития к 2025 году является не отрицательной величиной. Имитационное моделирование показало, что вероятность того, что чистый дисконтированный доход будет положительным, довольно высокая. Это означает, что инвестиции дадут желаемый уровень отдачи: полученная прибыль обеспечит необходимый уровень доходности.

Литература

1. Афанасенкова М.М., Доманская О.В. Инновации в образовании: проблемы, тенденции и перспективы развития. Материалы региональной научно-методической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2008. – 294 с.
2. Игошин Н.В. Инвестиции. Организация управления и финансирование: Учебник для вузов. – М.: Финансы, ЮНИТИ, 1999. – 413 с.
3. Круглов Э. И. Стратегическое управление компанией. М.: ИНФРА-М, 2000. – 544 с.
4. Уткин Э. А. Бизнес-планирование: Курс лекций. М.: ЭКМОС, 2001. – 319 с.
5. Черняк В. З. Бизнес-планирование: Учебник для вузов. – М.: ЮНИТИ – ДАНА, 2003. – 470 с.

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ТУРИЗМА НА ТЕРРИТОРИИ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ ПАМЯТНИКА ПРИРОДЫ «БЕРДСКИЕ СКАЛЫ»

Н.В. Кирнос

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Томский государственный педагогический университет, г.Томск, Россия

Новосибирская область расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины, главным образом в междуречье Оби и Иртыша, занимает южную часть Васюганской равнины и Барабинскую низменность, на востоке примыкает к Салаирскому кряжу. Долина реки Обь делит территорию области на две части: западную – левобережье и восточную – правобережье. Область имеет ярко выраженный равнинный рельеф с высотами до 150-200 м, и только в восточной Присалаирской части высоты достигают 300-350 м (наибольшая высота 509 м). Для центральной и южной части области характерны гривы высотой 6-10 м, вытянутые с северо-востока на юго-запад, межгривные понижения заняты болотами и озерами.

На территории Новосибирской области разведаны более 200 месторождений полезных ископаемых, в том числе нефти и газа, угля, торфа, цветных металлов и золота, глин огнеупорных и тугоплавких, облицованных

каменной, цементного сырья. В озерах имеются запасы поваренной соли. В озере Карачи – лечебные грязи [3].

Климат области континентальный, средняя температура января -18-20°C, июля 17,5-20°C, распределение осадков происходит неравномерно: на севере выпадает 400-500 мм в год, на юге – 300 мм.

Характерным элементом ландшафта являются озера, которых насчитывается до 3000. Они занимают 3,5% территории области. Самые крупные озера находятся в центральной и юго-западной части области: Чаны, Убинское, Сарглан. Озера, в основном, пресные, менее 10% из них – солоноватые и соленые. Соленые озера расположены на юго-западе области, где климат более засушливый [4].

Равнинный характер поверхности, слабо выраженные уклоны затрудняют поверхностный сток воды, и в связи с этим в Новосибирской области широко распространены болота. Они занимают 17% общей площади области.

Природа Новосибирской области за последние десятилетия сильно изменилась. В хозяйственный оборот вовлечена значительная часть ресурсов (земельных, минеральных, растительных, водных, животного мира). В результате загрязняются воздух, вода, почва; исчезают редкие виды растений и животных; исчезают малые реки. Для улучшения экологической обстановки проводится работа по созданию системы особо охраняемых природных территорий [1].

Также на территории области имеется памятник природы «Бердские скалы».

«Бердские скалы» представляют собой уникальный уголок природы Искитимского района Новосибирской области как по своей эстетической ценности, так и по научной значимости. Цель образования этой охраняемой природной территории – сохранение необычной комбинации степных и лесных экосистем, насыщенных редкими видами растений и животных.

«Бердские скалы» – памятник природы регионального значения создан в 2000 году решением семнадцатой сессии Новосибирского областного совета депутатов от 23.11.1995 г. и утвержден 27.04.2000 г. двадцать восьмой сессией Новосибирского областного совета депутатов. Его профиль ландшафтный, площадь – 27 га.

Памятник природы «Бердские скалы» расположен в Искитимском районе, примерно в 4 км юго-восточнее села Новососедово, на реке Бердь. Он представляет собой крутой скальный участок вдоль правого берега Берди. Ширина этого участка около 300 метров, протяженность 1,3 км. С восточной стороны памятник природы ограничивает устье ручья Большой Ключ, впадающего в Бердь. Напротив памятника, на левом берегу Берди, расположено живописное урочище Нижние луга.

Если в Новососедово спросить у местных жителей, где находятся Бердские скалы, они, скорее всего, недоумённо пожмут плечами, дескать, скал на Берди много, а вот если поинтересуетесь, где находится Зверобой, то вам охотно объяснят дорогу. Неизвестно, почему это живописное место народ назвал Зверобоем. Может быть оттого, что на этих скалах частенько разбивался скот, а может быть потому, что охотники когда-то загоняли здесь зверя. Но как бы там ни было, во всей округе это место известно именно как Зверобой.

Грунтовая дорога от села Новососедово к Зверобою идёт через лес, разветвляется, и, не зная точно путь, попасть с первого раза на скалы не так-то просто. А попасть нужно точно, прямо к небольшой туристической стоянке, расположенной среди леса, на высокому обрывистому берегу Берди. Там есть кострище и вытопанный пятачок, на котором можно установить палатки.

Оттуда, со стоянки, с высоты птичьего полёта открывается чудесный вид на извилистую Бердскую долину, более чем на 180 градусов разворачивается великолепная панорама скалистых гор, леса, реки, неба.

От красоты этого места захватывает дух в любое время года. Многие опытные туристы и краеведы говорят, что Зверобой – это самое красивое место Новосибирской области. С этим трудно не согласиться. Здесь ощущается настоящая горная местность. Глядя на фотографию Бердских скал, большинство наших земляков, наверное, и не поверит, что это снято в Новосибирской области – решат, что это Горный Алтай. Но даже на Алтае далеко не все места могут соперничать по своей красоте со Зверобоем.

Попасть на Бердские скалы можно не только по суше, но и водным путём – сплаваясь по Берди. Вообще, среди любителей сплава участок Берди от села Кинтереп до села Легостаево считается самым живописным. В свою очередь, главным украшением этого участка, по общему признанию, являются именно Бердские скалы. Таким образом, можно сказать, что Зверобой – это настоящая квинтэссенция салаирских красот, жемчужина Берди.

Скалы в этих местах сложены магматическими горными породами, преимущественно диабазами. Здесь всё, как в настоящих горах, только в миниатюре. Кое-где на склонах есть даже небольшие курумы. Курумами в Сибири называют осыпи из крупных камней. Это слово тюркского происхождения, оно переводится как «каменная река». Такие «каменные реки» – явление совершенно нехарактерное для нашей преимущественно равнинной области. Увидеть хорошо выраженный курум можно, наверное, только здесь, на Зверобое.

Растительность Бердских скал интересна и разнообразна. Гористые склоны долины Берди и местность над долиной покрыты смешанным лесом с преобладанием сосны и берёзы. Обычно также в этих лесах осина, карагана древовидная, черёмуха и различные виды ивы. Совсем рядом с лесом, на скальных выходах можно наблюдать уже совершенно другую растительность, резко отличающуюся от лесной. Здесь расположены степные сообщества растений, ставшие в наше время реликтовыми. Этот уникальный комплекс фрагментов экосистем полынно-мятликовых, каменистых, ковыльно-кустарниковых, ковыльно-спирейных и разнотравно-ковыльных степей и является основным объектом охраны на территории памятника.

Ещё одним охраняемым объектом являются мхи, растущие на скалах. Каменистые выступы различной экспозиции – сухие, обжигаемые ярким солнцем, или наоборот, затенённые, влажные, обеспечивают существование здесь необычного сочетания лесных, аркто-альпийских и степных видов мохообразных, многие из которых имеют здесь единственную точку нахождения на территории Новосибирской области. Ботаники выявили на

Бердских скалах необычайно много мхов – 49 видов.

Всего на территории памятника природы выявлено 87 видов высших сосудистых растений. Здесь зарегистрировано 48 видов птиц, 19 видов мелких млекопитающих, 2 вида ящериц, более 400 видов беспозвоночных. Фауна насекомых здесь, пожалуй, наиболее интересна и она же наименее изучена. Немало видов флоры и фауны Бердских скал занесено в Красную книгу Новосибирской области.

Зверобой часто посещается людьми. Это туристы, сплавщики, отдыхающие местные жители. О пребывании человека свидетельствует мусор, оставленный на туристических стоянках и сброшенный на скальные склоны, следы рубки деревьев. На этом фоне невинно выглядят тряпочки, повязанные, по туристическому обычаю, на кустах, растущих над самым высоким и красивым местом Бердских скал. Посещение памятников природы туристами и отдыхающими не запрещено, однако люди должны знать и помнить, что любой памятник природы – это наше богатство, наше природное наследие, которое мы должны сберечь для будущих поколений [5].

Что касается транспортной доступности памятника природы «Бердские скалы», расстояние от аэропорта «Толмачево» до села Легостаево составляет 116 км (в объезд Новосибирска), от Ж/д вокзала Новосибирск-Главный – 98 км, от автовокзала Новосибирска – 95 км. По направлению к памятнику природы до Искитима ведет трасса федерального значения М-52 (Новосибирск-Ташанта) с качественным покрытием, от Искитима до села Легостаево ведет дорога второстепенного значения также с твердым покрытием. До села Кинтереп (отправного пункта для любителей сплава) можно добраться по дорогам с твердым покрытием, в некоторых местах по лесным проселочным дорогам. Расстояние составляет 31 км.

Для придания проекту экономического смысла предлагается введение платы за въезд на территорию памятника природы «Бердские скалы» в размере 200 рублей с туриста. Согласно проведенным исследованиям, предполагается, что памятник природы посетят 7000 туристов за летний сезон. Таким образом, прибыль составит 1 400 000 рублей за сезон.

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. 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.
3. Новосибирская область: атлас / Новосибирск, ФГУП «ПО Инжгеодезия», 2007. – 128 с.
4. Новосибирская область: атлас / Новосибирск, ФГУП «ПО Инжгеодезия», 2008. – 128 с.
5. <http://www.balatsky.ru/NSO/Berdska.htm>.

ВЗАИМОСВЯЗЬ ТИПА ЛИЧНОСТИ И СФЕРЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

О.П. Кочеткова, М.П. Любятинская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Достаточно актуальными для нашего общества, в нынешней весьма динамичной социально-экономической обстановке, становятся психологические проблемы, которые связаны с профессиональной ориентацией личности. Слова знаменитого российского поэта В.В. Маяковского «У меня растут года, будет и семнадцать. Где работать мне тогда, чем заниматься?», весьма точно отражают для нас сегодня сложившуюся ситуацию, где достаточно актуальной становится проблема выбора профессии и соответствия личности сфере профессиональной деятельности, потому что выбрать профессию – это не столько выбрать себе работу, сколько выбрать определенный образ жизни.

Сегодня в России насчитывается более шести тысяч профессий, и каждая предъявляет определенные требования к человеку. Одни профессии требуют от человека силы и ловкости, другие – ума или скорости реакции, третьи – общительности, аккуратности или сдержанности. Поиск работы начинается с выбора профессии. И в этот период возникает достаточно большое количество таких вопросов, как: Легко ли будет найти себе работу по этой специальности? Не рискуете ли вы, окончив учебное заведение и, получив диплом, остаться без работы, так и не поработав ни дня по этой специальности? Наконец, можете ли вы с уверенностью сказать, соответствует ли выбранная профессия вашим возможностям? Сможете ли вы соответствовать требованиям, предъявляемым выбранной специальностью? Чтобы разобраться во всех этих вопросах на помощь приходит понятие профессиональной пригодности которое отражает совокупность психических и психофизиологических особенностей человека, необходимых для достижения эффективности в выбранной профессии, т.е. это определенные требования к состоянию здоровья человека, его квалификации и профессиональным способностям. Здоровье, квалификация и способности человека являются его *профессионально важными качествами*. Если уровень их развития превосходит тот, который требуется для овладения профессией, то человека можно считать профессионально пригодным к этой профессии.

Для психологов наибольший интерес представляют способности, при их наличии и нормальном здоровье всегда можно приобрести квалификацию, опыт, знания и навыки. И чтобы правильно выбрать себе профессию, необходимо сориентироваться в трех вещах:

1. Определить, каковы ваши профессиональные интересы и склонности, т.е. желания и потребности в определенных видах деятельности, стремления не только к результату, но и к самому процессу того, что человек

делает. От склонностей зависит привлекательность работы, интерес к ней. Склонности условно обозначают выражением «Я хочу».

2. Оценить ваши профессионально важные качества, которые определяют, в конечном счете, вашу профессиональную пригодность. Кроме здоровья и квалификации, к этой группе относятся способности, т.е. такие индивидуальные качества человека, от которых зависит возможность успешного осуществления деятельности (например, темперамент). Способности условно выражают словами «Я могу».

3. Узнать, какие профессии пользуются спросом у работодателей на рынке труда, по каким профессиям можно найти себе работу. Иначе говоря, определить, что сегодня «Надо».

Если вы сумеете совместить «Хочу», «Могу» и «Надо», ваш профессиональный выбор будет удачным. Иными словами, ваша задача заключается в том, чтобы найти профессию которая: интересна и привлекательна для вас, соответствует вашим способностям и пользуется спросом на рынке труда.

Большинство профессий требует не только полученных и усвоенных знаний, но и соответствия личностных характеристик, интересов и стремлений. И подобная взаимосвязь желаний, предпочтений и мотивов личности с профессиональной средой оказывает влияние на такие важные характеристики, как успешность в профессиональной деятельности и качество проделанной работы, удовлетворенность от выполнения поставленных задач, быстрая карьерного роста и прочие характеристики.

Для более детального рассмотрения сложившейся ситуации, в области профессионального развития, существует достаточно большое количество педагогических теорий, имеющих своей целью спрогнозировать следующее: направление профессионального выбора, реальность профессиональных достижений, планирование карьерных планов, наличие удовлетворенности от профессионального труда и др. Основой таких теорий является тест профориентации – опросник профессиональных предпочтений.

Каждый тип личности характеризуется некоторыми особенностями:

- определенными чертами характера и складом ума;
- способностями к определенным видам деятельности;
- предпочтениями определенного рода занятий;
- содержанием увлечений;
- профессиональными возможностями.

При этом каждому типу личности соответствует определенный тип профессий. В том случае, если человек выбирает профессию соответствующую типу его личности, то он может достичь в ней наибольших успехов и получить наибольшее удовлетворение от работы.

Теоретической основой опросника профессионального самоопределения служит теория профессионального выбора, разработанная американским профессором Дж. Холландом. Её суть в том, что успех в профессиональной деятельности зависит от соответствия условия типа личности и типа профессиональной среды. Поведение человека определяется не только его личностными особенностями, но и окружением, в котором он проявляет свою активность. Люди стремятся найти профессиональную среду, свойственную своему типу, которая позволила бы им полнее раскрыть свои способности, выразить ценностные ориентации. Достоинством классификации профессий Дж. Холланда является обоснованная психологическая концепция, объединяющая теорию личности с теорией выбора профессии. Дж. Холланд исходит из признания направленности наиболее значимой подструктурой личности. Успешность деятельности определяется такими качествами, как ценностные ориентации, интересы, установки, отношения, мотивы. На основе установления основных компонентов направленности (интересов ценностных ориентаций) Дж. Холланд выделяет шесть профессионально-ориентированных типов личности (рис.):



Рис. Профессионально-ориентированные типы личности по Дж. Холланду

Каждый тип характеризуется определенными особенностями темперамента, характера и т. д. В связи с этим определенному психологическому типу личности соответствуют профессии, в которых человек может достичь наибольших успехов.

Опросник позволяет соотнести склонности, способности, интеллект с различными профессиями. Каждая профессия в тестовом материале соответствует одному из шести типов личности. В ключе указано, какая

именно профессия какому типу личности соответствует. Тест Дж. Холлонда может помочь в определении свойств характера и студентам вузов. На последнем курсе вуза студент определяется с местом работы, должностью на которую он будет претендовать и к чему нужно стремиться в недалеком будущем по карьерной лестнице. Тест способствует самоопределению личности, как по психологическому принципу, так и профессиональному.

Тестирование проводится в рамках предмета «Менеджмент», «Основы Менеджмента» для студентов пятого курса Института геологии и нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета. Тест показал предприимчивый тип с 9 до 14 баллов, а также социальный и конвенциальный тип. Пять лет учебы в вузе повлияли на характер студентов и качества необходимые для успешной учебы стали ведущими в личности. У всех групп предприимчивый тип был ведущим, это значит по количеству баллов из всех шести качеств, предприимчивый тип набрал наибольшее количество. За пять лет учебы студентам приходилось применять не только усердие, трудолюбие и внимательность но, как правило, находчивость, смекалку и предприимчивость для того чтобы закончить вуз.

После теста хорошо видно, кто будет вовремя сдавать практические и курсовые работы. Те, кто набрал по конвенциальному типу большее количество баллов или норму сдают работы вовремя, так как отвечают на все вопросы и видно, что делали работу сами. И внешне конвенциальный тип виден у людей. По работе с тестом в течение пяти-шести лет видно по ребятам к какому типу примерно они могут относиться, и как правило, проведенное тестирование подтверждает предполагаемое.

Из интерпретации результатов теста *конвенциальный тип* по объяснению, предполагает следующее: «Люди этого типа обычно проявляют склонность к работе, связанной с обработкой и систематизацией информации, предоставленной в виде условных знаков, цифр, формул, текстов (ведение документации, установление количественных соотношений между числами и условными знаками). Они отличаются аккуратностью, пунктуальностью, практичностью, ориентированы на социальные нормы, предпочитают четко регламентированную работу. Материальное благополучие для них более значимо, чем для других типов. Склонны к работе, не связанной с широкими контактами и принятием ответственных решений. Подход к проблемам носит стереотипный характер. Черты характера: консерватизм, подчиненность, зависимость. В поведении и общении придерживается стереотипов, хорошо следует обычаям. Слабый организатор и руководитель. Чаще преобладают невербальные (особенно счетные) способности».

Студенты, набравшие наибольший результат по этому типу спокойны, ответственны, опрятны. Слушают внимательно, не стесняются переспросить и читают дополнительную литературу и обсуждают ее с преподавателем. Как правило, это очень благодарные студенты и спустя несколько лет при встрече благодарят.

Ярко выраженный же тип предприимчивый с минимальным количеством баллов конвенциального типа (офисный) и с нормальным или завышенным социальным баллом – это люди быстрые, общительные. Устают от лекции, не внимательны и работы практические, курсовые, дипломные сдают с опозданием или самыми последними. На защите работ могут признаться, что воспользовались материалами других студентов. Но к их чести настаивают и упорствуют, чтобы получить отличную оценку. В предприимчивом и социальном типе есть качество «стремлением к лидерству». Это очень амбициозные люди, так как в предприимчивом типе существует – «чертами характера являются: стремление к лидерству, потребность в признании, предприимчивость, некоторая агрессивность».

Студенты с преобладающими качествами: предприимчивый, социальный и конвенциальный типы, после окончания вуза добиваются быстрого повышения по службе. Некоторые с такими качествами уже во время производственной практики получают протекцию от предприятия и совмещают на последнем курсе учебу и работу или после учебы их берут на предприятие на работу.

Хочется отметить, из личного профессионального опыта, что *предприимчивый тип* очень хорошо виден среди группы. Качества «потребность в признании, предприимчивость» не могут не дать внешнего эффекта. Студенты с таким типом очень большое значение придают внешнему лоску. Одеты с иголочки и по современной моде, обязательны дорогие украшения, как у юношей, так и у девушек. Обязательно во время занятий берут акцент на себя, стараются выделиться. Присутствует некая агрессивность у этого типа личности.

Ярко выраженный *артистический тип*, как правило, эти студенты занимались в детстве творчеством – рисованием, музыкой и т.д. В этом году выпуск 2010 г. студент с этим типом сказал что, по инженерно-технической специальности работать не хочет, а будет продолжать учебу по специальности психология. Он очень отличается поведением от своих одногруппников – спокоен, флегматичен, малообщителен. В гуманитарных науках ему легче было учиться, чем по техническим дисциплинам. Если бы раньше обратили внимание на его предрасположенность, то возможно он получил бы сразу гуманитарное образование.

Удивительным был результат у девушек, обучающихся на инженерно-технических специальностях Института геологии и нефтегазового дела 5 курса. Почти у всех *реалистический тип* был в норме или завышен по количеству баллов. Качества этого типа: «Мужской» тип. Обладает высокой эмоциональной стабильностью, ориентирован на настоящее. Предпочитает заниматься конкретными объектами и их использованием. Конечно, профессия обязывает, но для девушек это весьма редкость. У юношей наоборот реалистический тип занижен почти у всех. Как показывает практика интеллектуальный тип ярко выраженный встречается редко, в основном это единицы людей такого типа.

Чистых типов не бывает, в методике тестирования представлены шесть типов личности и они должны гармонично складываться в одном человеке. Но при нашей сегодняшней жизни, людям приходится подстраиваться под обстоятельства, развивая в себе одно или другое качество. Слабый психо-тип и сильный психо-тип, всем приходится подстраиваться под коллектив, обстоятельства, мнения. Соответствовать стандартам той или

иной группы. Добиваться уважения и понимания индивида и групп. За годы использования теста Дж. Холлонда в практике встречалось только несколько человек со всеми качествами одинаковых по количеству. По тесту это сбалансированные, гармоничные личности и все качества в их личности развиты одинаково. В группе эти студенты проявляли себя – спокойно, вежливо. Пользовались уважением окружающих и не вызывали не у кого неприязни. Состояли со всеми членами группы в дружеских отношениях.

Считаем, что тест Дж. Холлонда – это весьма необходимый и своевременный тест всегда, при любом стечении жизни. Жизнь меняется, мы изменяемся, но не всегда даже взрослые люди могут оценить себя, свои профессиональные качества адекватно.

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. Рогов Е.И. Выбор профессии: Становление профессионала. - М.: ВЛАДОС-ПРЕСС, 2003. - 336 с.
2. Бендюков М.А., Соломин И.Л. Ступени карьеры: азбука профориентации. - СПб.: Речь, 2006. - 240 с.
3. Дмитриева М.А., Снеткова В.М. Практикум по психологии менеджмента и профессиональной деятельности. - СПб.: Речь, 2001.-448 с.

КАПИТАЛИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ЭТАПЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ЕЕ ВЛИЯНИЕ НА ФИНАНСОВОЕ СОСТОЯНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

А. В. Кузнецов

Научный руководитель старший преподаватель В.Б. Романюк
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Довольно проблематично найти менее привлекательную сферу вложения капитала, чем геологоразведочный бизнес. Обусловлено это не только проблемами присущей данной отрасли, такими как многообразие типов месторождений, неполнота информации о характере геологического строения исследуемого участка, но и проблемами финансового учета, который при правильном его использовании и введении позволяет привлечь новых инвесторов.

Решать данную проблему можно разными способами, лучшим из них является поэтапное внедрение в отечественную практику механизмов, которые давно зарекомендовали себя в других странах. И одним из таких механизмов является переход на систему международных стандартов финансовой отчетности (МСФО).

Основным «внешним» аргументом в пользу перехода к составлению отчетности на основании международных стандартов финансовой отчетности для российских компаний является тот факт, что такой переход должен стать важным шагом на пути обеспечения открытости и прозрачности российских компаний, повышении их конкурентоспособности, снижения стоимости привлекаемых ими заемных средств.

В отличие от системы МСФО в российской практике учета возможности предприятий классифицировать те или иные активы, связанные с поиском и оценкой полезных ископаемых, в качестве нематериальных активов ограничены положениями правил бухгалтерского учёта, позволяющими учитывать в составе нематериальных активов только исключительные права на результаты интеллектуальной деятельности. На практике, предприятия используют два подхода для учета капитализируемых затрат, не квалифицируемых в качестве основных средств: в нарушение норм российских правил бухгалтерского учёта признают нематериальный актив; используют в качестве аналога счет «Расходы будущих периодов». Учетная политика в отношении затрат на поиск и оценку полезных ископаемых должна раскрываться исходя из правил учёта налога на прибыль, которые распространяются на все отрасли.

Согласно МСФО, можно капитализировать затраты на стадиях разведки, добычи, которые будут полностью возмещены в будущем. При этом эффективность предприятия определяется объёмом запасов и будущими денежными потоками. В мировой практике учёт затрат на этапе геологоразведочных работ производится на основе одного из двух методов:

- метод результативных затрат (по первоначальной стоимости, капитализируются только те затраты, которые связаны с будущими экономическими выгодами);
- метод учёта полных затрат (капитализируется большая часть затрат на стадии разведки и добычи полезных ископаемых) [1, с.482].

Большая часть предприятий США (67%) капитализируют затраты на геологические и геофизические исследования так как (это касается и др. стадий разведки и добычи углеводородов): появились более точные методы исследований недр, высока стоимость этих исследований [2 с. 137].

Методы списания затрат при осуществлении разведки и добычи углеводородного сырья напрямую связаны с финансовым состоянием компании. Если руководствоваться правилами учёта принятыми в нашей стране, то у предприятия в этом случае растут убытки, снижаются основные финансовые показатели, компания становится не привлекательной для инвесторов, кредиторов. Кроме того, нарушается связь в учёте доходов и затрат, которые вызвали эти доходы. Это приводит к снижению качества информации для принятия управленческих решений.

Для решения данной проблемы применяется трансформация финансовой отчетности в соответствии с требованиями МСФО. Однако следует отметить, что единой методики трансформации отчетности не существует. По мнению специалистов, отчетность в соответствии с МСФО можно получить 3 путями: методом трансформации отчетности, методом трансляции проводок и методом параллельного учета. Первые два метода самые простые, однако, они могут давать погрешность от 10 % до 50 % [3].

После анализа финансового состояния ОАО «Томскгеонефтегаз» было выявлено ряд проблем с финансовой устойчивости. Причина – проведение большого объема геологоразведочных работ и их списание на издержки производства.

После анализа состава затрат в ОАО «Томскгеонефтегаз» было решено провести корректировку бухгалтерского баланса отчетности 2009 года ОАО «Томскгеонефтегаз» с учетом перехода на МСФО в части капитализации затрат. Капитализация составила около 150 млн. руб.

В таблице 1 показано как меняются основные финансовые показатели и отчетность компании после трансформации с учетом капитализации затрат при использовании метода списания результативных затрат на этапе геологоразведочных работ.

Таблица 1
Влияние капитализации затрат на стадии «разведка-добыча» на финансовое состояние ОАО «Томскгеонефтегаз»

Наименование показателей	Баланс на 01.01.2009 (РСБУ)		Баланс на 01.01.2009 (МСФО)	
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%
Оборотные активы	248285	52,0	248285	37,6
Внеоборотные активы	228948	48,0	411922	62,4
Всего активы	477233	100,0	660207	100,0
Краткосрочные обязательства	63849	13,4	103894	15,7
Долгосрочные обязательства	483466	101,3	483466	73,2
Акционерный капитал и резервы	61076	12,8	61076	9,3
Нераспределенная прибыль	- 131158	-27,5	11771	1,8
Итого собственный капитал (стр. 6+стр.7)	-70082	-14,7	72847	11,0
Всего пассивы	477233	100,0	660207	100,0
ROA (стр.7/стр.3), %	*		1,78	
ROE (стр.7/стр.8), %	*		16,16	
Изменение налога на прибыль (текущего года), тыс. руб.	*		+35732	
Изменение налога на имущество, тыс. руб.	*		+4313	

Как видно из таблицы, если эти затраты списывать на убытки, то однозначно ухудшается финансовое положение предприятия: снижаются показатели рентабельности активов (ROA) и рентабельность собственного капитала (ROE), снижаются дивидендные выплаты.

Кроме того, как показывает опыт предприятий Томской области, страдает имидж компании по причине снижения основных финансовых показателей: рентабельность, платежеспособность, кредитоспособность и т.п.

Напротив, применения метода успешных усилий предприятие выигрывает, т.е. укрепляется его финансовое состояние, растут источники финансирования деятельности предприятия или хотя бы остаётся без изменений.

Необходимо отметить, что при капитализации затрат растёт налоговая нагрузка предприятия: увеличивается текущий налог на прибыль (убытки всё равно придётся погашать за счёт чистой прибыли); рост активов может привести к увеличению налога на имущество. В этом кроется главный недостаток, на наш взгляд, процесса капитализации затрат, что является основным препятствием применения МСФО.

Также из-за увеличения налога показатели ликвидности (текущей, быстрой, абсолютной) ухудшились, но не значительно, и при рассмотрении общего эффекта от капитализации снижение значений данных показателей не оказывает столь большого негативного эффекта.

Таким образом, назрела необходимость пересмотра учётной политики предприятий нефтегазового сектора в плане капитализации затрат на этапе геологоразведочных работ, создания отраслевой методики и национального стандарта бухгалтерского учёта «Поиск и оценка полезных ископаемых».

К тому же необходима корректировка налогового законодательства РФ:

- целесообразно выделять активы предприятия, к которым относится исследование недр отдельной статьёй в классификации затрат основных средств баланса предприятия;
- при определении налога на имущества не включать данную статью в базу налогообложения;
- на сумму затрат на геологоразведочные работы снижать сумму налога на добавленную стоимость.

Литература

1. Тарусин В., Ходырев Л. МСФО – 2009 г. Русский перевод. – М.: Аскери – АССА, 2009.–1049с.
2. Райт Ш. Финансовый и бухгалтерский учёт в международных нефтегазовых компаниях. – М: ЗАО «Олимп - бизнес», 2007. – 657с.
3. Богопольский А.П. Практика трансформации отчетности в формат МСФО // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. – 2009.

НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ В РОССИИ

М.П. Любятинская

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данный период развития экономики в хозяйственном механизме природопользования все более значимым становится экономический блок (экономический механизм), охватывающий все виды экономического стимулирования рационального природопользования методами позитивной и негативной мотивации, ценообразование в природоохранной деятельности, инвестирование природоохранных мероприятий, финансовое и налоговое регулирование и т.п.

Экономический механизм природопользования представляет собой совокупность экономических методов управления, создающих материальную заинтересованность природопользователей в оптимизации их взаимодействия с природной средой. Экономические меры управления качеством среды весьма разнообразны: налоги на продукты, потребление которых неизбежно вызывает загрязнение окружающей среды (налог на бензин, содержащий свинец), целевые субсидии (направленные на реализацию специальной программы, установку природоохранного оборудования), налоговые льготы [1, 2].

В настоящее время образовалась система правовых форм реализации платы за природопользование [1, 3, 4, 5]:

1. Налоги и сборы. НК (ст. 13, 15) содержит следующий перечень платежей за пользование природными ресурсами:

- федеральные налоги и сборы: налог на добычу полезных ископаемых; сбор за пользование объектами животного мира и за пользование объектами водных биологических ресурсов; водный налог;
- в число местных налогов входит земельный налог.

Подробнее объекты налогообложения установлены в главах НК: 25.1 «Сборы за пользование объектами животного мира и за пользование объектами водных биологических ресурсов», 25.2 «Водный налог», 26 «Налог на добычу полезных ископаемых», 31 «Земельный налог».

2. Плата за пользование природными ресурсами. По мнению большинства специалистов, платежи за природные ресурсы должны включать плату за право пользования природными объектами в пределах данной территории и за их эксплуатацию (потребление). Плата за использование природных ресурсов регламентируется соответствующими правовыми актами экологического законодательства, регулирующими порядок пользования и охраны различных компонентов природной среды. Платежи за право пользования природными объектами позволяют регулировать распределение территории между «конкурирующими» видами природопользования. Они служат базой формирования постоянных поступлений в бюджет от возмездного пользования природными ресурсами и должны выплачиваться природопользователями сверх платы за их потребление (эксплуатацию). Другая составляющая платежей за природные ресурсы – за потребление или расход – регулирует интенсивность их эксплуатации владельцами (пользователями) и обеспечивает накопление средств на их воспроизводство.

На рисунке представлена система платежей за природные ресурсы в России [4].

К платежам за использование природных ресурсов относятся [5, 6]:

1. Платежи за право пользования природными ресурсами в пределах установленных лимитов.

Экономически реализуется право собственника ресурсов на получение части прибыли от эксплуатации каждого вида ресурсов. Так реализуется абсолютная рента, которая не зависит от финансово-хозяйственных показателей деятельности предприятия. В плату за право пользования природными ресурсами входит и дифференциальная рента, т. е. стоимостная оценка различий в самих ресурсах, которая отражается на эффективности их эксплуатации. (Например, месторождение, более благоприятное по горно-геологическим условиям и содержанию полезных ископаемых, используется с большим эффектом, чем месторождение с худшими показателями, и результатом является получение сверхприбыли). Очевидно, что получаемый эффект не зависит от вклада предприятия и уже только по этой причине должен быть изъят. Такая мера может повысить экономическую заинтересованность предприятия в интенсификации использования природных ресурсов, во внедрении новых безотходных технологий.

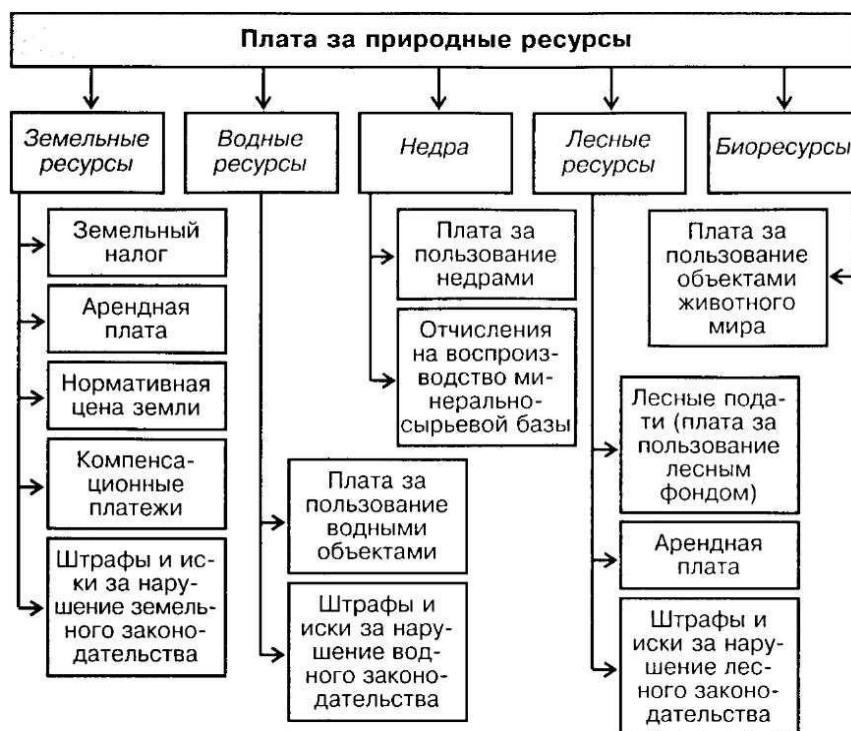


Рис. Система платежей за природные ресурсы в России [4]

2. Платежи за сверхлимитное использование и нерациональное использование природных ресурсов (штрафные платежи). В настоящее время в России сложилась система платежей за природные ресурсы в бюджет, включающая в себя: платежи за пользование недрами, плату за загрязнение окружающей среды, сборы за пользование объектами животного мира и водных ресурсов, водный налог, земельный налог, плату за лесопользование.

3. Платежи за воспроизводство и охрану природных ресурсов (возмещение затрат на воспроизводство соответствующих ресурсов) представляют собой оплачиваемые предприятиями расходы специализируемых предприятий и организаций на восстановление природных ресурсов, вовлеченных в хозяйственную деятельность.

Плата за право пользования природными ресурсами реализует право государства как собственника природных богатств на получение части прибыли от их эксплуатации, которая не зависит от усилий и вклада субъекта природопользования (т.е. на изъятие абсолютной и дифференциальной ренты I). Плата за право пользования природными ресурсами взимается в составе арендной платы или в иных формах, предусмотренных законодательством. Ставки платежей устанавливаются на основе кадастровых оценок соответствующих природных ресурсов или на договорной основе с учетом различий в продуктивности, местонахождении, условиях использования этих ресурсов. В основе концептуальных положений платного использования природных ресурсов лежит учет их народнохозяйственной ценности и затрат на воспроизводство. Тенденция к возрастанию ресурсо восстановительных затрат, изменение качества ресурсов, темпы инфляции требуют, чтобы ресурсные платежи своевременно пересматривались и отвечали реальным издержкам и перспективам ресурсопотребления [1].

Различные методы экономической оценки природных ресурсов и установления размеров платы за их использование исследовались в экономической науке, но наиболее удачную группировку этих методов можно представить следующим образом [1, 6]:

1. *Затратный метод.* Оценка природных ресурсов определяется по величине расходов на их добычу, освоение или использование (например, при установлении платы за забор воды промышленными предприятиями учитывают затраты на ее добычу, доставку и использование).

2. *Результативный метод.* Экономическую оценку (стоимость) имеют лишь те природные ресурсы, которые приносят доход. Стоимость ресурсов определяется денежным выражением первичной продукции, получаемой от их эксплуатации (стоимость получаемой продукции с земельного участка), либо разницей между полученным доходом и текущими затратами.

3. *Затратно-ресурсный метод.* При определении стоимости природных ресурсов соединяются затраты на их освоение и доход от использования.

4. *Рентный метод.* Наиболее достоверно отражает истинную ценность ресурса, но практическое определение величины ренты методически не просто. Лучшие ресурсы (использование которых дает относительно больший доход при одинаковых затратах) получают большую стоимость; затраты на освоение ресурсов ориенти-

рованы на некий средний уровень; учитывается факт ограниченности данных природных ресурсов. При рентном подходе обоснована необходимость разделения собственника ресурсов и их пользователя для возникновения рентных платежей.

5. *Воспроизводственный метод.* Использование каких-либо природных ресурсов должно подразумевать их восстановление. Стоимость природных ресурсов определяется как совокупность затрат, необходимых для их воспроизводства (или как компенсация потерь) за определенный период.

6. *Монопольно-ведомственный метод.* Размер платежей за пользование природными ресурсами должен соответствовать потребностям финансового обеспечения специализированных федеральных служб (министерств и ведомств), в настоящее время монопольно распоряжающихся (управляющих) природными ресурсами.

До налоговой реформы в нашей стране наибольшее распространение получили платежи в виде возмещения затрат на воспроизводство (отчисления в бюджет на возмещение затрат на геологоразведочные работы, попенная плата, плата за воду, возмещение затрат на рекультивацию земель). Методы определения размеров действовавших платежей были несовершенны. Так, отчисления на геологоразведочные работы не покрывали фактических расходов на их проведение; плата за древесину, отпускаемую на корню, не возмещала расходов лесного хозяйства на лесовосстановление.

В настоящее время плата за природные ресурсы в России существенно занижена. (Так, попенная плата (за древесину на корню) составляет 5% от стоимости древесины; более половины ее идет на экспорт, где попенная плата составляет 40% стоимости древесины). В результате, несмотря на достаточно большое число ресурсных платежей, поступления от них в бюджеты и внебюджетные фонды составляют чуть более 3% поступающих доходов, а основные поступления в бюджет составляют косвенные налоги: акцизы, налог на прибыль, НДС и т.п. Поэтому одним из основных направлений государственной политики является переход в сфере природопользования к системе рентных платежей (в соответствии с экологической доктриной Российской Федерации, одобренной Распоряжением Правительства РФ от 31.08.2002 г. № 1225-р). Однако следует признать, что действующие в настоящем виде платежи за пользование природными ресурсами уже в определенной степени имеют рентный характер, так как размер ставок платежей дифференцирован с учетом различных факторов, в том числе природных. Это относится, в частности, к ставкам лесных податей, водному налогу, земельному налогу. При этом проблема изъятия рентной составляющей остается до конца не решенной. Особо остро стоит вопрос об изъятии рентных доходов (сверхприбыли) при налогообложении добычи нефти. В структуре ресурсных платежей России налог на добычу полезных ископаемых имеет наибольший вес – 56,7%, в то время как земельный налог – 8,7%, доля остальных платежей незначительна. Например, рентные платежи являются основой формирования государственных доходов Норвегии, Венесуэлы, арабских стран, бюджетов ряда штатов и территорий США, Канады. До 95% сверхприбыли при добыче нефти изымается в Англии, до 90% – в арабских странах, в Норвегии. Очевидно, и в условиях нашей страны объективной необходимостью является совершенствование рентных платежей в сфере пользования природными ресурсами [1, 6].

Важнейшим элементом экономического стимулирования рационального использования природных ресурсов является платность природопользования. Основной мотивацией платности природопользования должна являться экологическая: стимулирование рационального, бережного, эффективного использования природных благ. Фискальная мотивация может присутствовать, но должна носить целевой характер – полученные денежные средства подлежат направлению на цели охраны окружающей среды, воспроизводство и восстановление используемых природных ресурсов. Поэтому в условиях переходной экономики необходимо сформировать эффективную систему платежей за природные ресурсы, которая бы позволяла, как обеспечить финансирование природоохранной сферы, стимулировать рациональное природопользование, так и пополнять бюджеты всех уровней, являясь составной частью налоговой системы в целом. Для этого необходимо изменить всю концепцию налогообложения, существенно повысив роль платы за природопользование в формировании доходной части бюджетов за счет изменения (сокращения) ставок других налогов [1, 4].

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. Шимова О.С., Соколовский Н.К. Экономика природопользования: Учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 2009. – 377 с.
2. Экология и экономика природопользования: учебник для студентов вузов, обучающихся по экономическим специальностям / под ред. Э.В. Гирусова. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2010. – 607 с.
3. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: часть первая и вторая (с изменениями на 9 марта 2010 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
4. Экологическое право: учебник для вузов / под ред. С.А. Боголюбова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшее образование, Юрайт-Издат, 2009. – 481 с.
5. Экологическое право России: учеб. пособие для студентов вузов / [Н.В. Румянцев и др.]; под ред. Н.В. Румянцева – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, Закон и право, 2010 – 431 с.
6. Налоги и налогообложение. 6-е изд., доп. / Под ред. М. Романовского, О. Врублевской. – СПб.: питер, 2009. – 528 с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ВЕЛИЧИНЫ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Д.Р. Мусина

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

За последние семь лет с 2002 по 2008 гг. российское налоговое законодательство было кардинально реформировано. В большей или меньшей степени изменения коснулись абсолютно всех налогов, уплачиваемых нефтедобывающими компаниями. В этой связи вызывает определенный интерес вопрос влияния периодически происходящих изменений в области налогового законодательства на эффективность освоения нефтяных месторождений [1].

Не секрет, что в совокупных затратах недропользователей на освоение и эксплуатацию месторождений преобладающую долю составляют именно налоговые отчисления. В структуре же налогов, наибольший вес имеют экспортная пошлина и налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [3]. Они являются основными инструментами государства по изъятию сверхдоходов у российских нефтедобывающих компаний. Последние изменения в российском нефтегазовом законодательстве коснулись именно формулы для расчета и предоставления налоговых льгот по данному налогу.

В связи с этим целью работы является оценка экономической эффективности разработки одного из месторождений ОАО «Татнефть» при различных величинах налога на добычу полезных ископаемых.

Анализ динамики себестоимости продукции одного из нефтегазодобывающих управлений компании показал, что в рассматриваемый период производственная себестоимость росла в среднем на 14,5% в год. В 2006 г. ее рост был обусловлен в основном ростом фонда заработной платы и отчислений на социальное страхование (прирост составил 37% и 41% соответственно), ростом амортизационных отчислений (прирост 15%), общехозяйственных расходов (прирост 17%). Но так как в структуре себестоимости наибольший вес имела величина отчислений по налогу на добычу полезных ископаемых (почти 63% в 2006 г.), то именно ее прирост на 22% в большей степени обусловил рост производственной себестоимости.

Размер налога на добычу составил в 2005 г. 1874 руб./т, а в 2007 г. - 2434 руб./т. В целом, если оценивать нагрузку налога на добычу на себестоимость продукции с учетом ее значительной доли в себестоимости, то следует отметить ее необоснованно высокий уровень, связанный с тем, что при расчете данного налога учитывается мировая цена нефти, в то время, как только половина добываемой ОАО «Татнефть» продукции идет на экспорт. А цены внешнего и внутреннего рынков значительно различаются.

В работе реализованы и сопоставлены результаты по четырем вариантам расчета суммы НДПИ: с ценой отсечения 9 долл., ценой отсечения 15 долл., ценой отсечения 15 долл. и возможностью учета степени выработанности месторождения (КВ), а также ожидаемой ценой отсечения 25 долл. [2] Формулы для расчета отчислений по налогу на добычу полезных ископаемых по всем вариантам представлены в таблице 1.

Таблица 1

Формулы для расчета отчислений по НДПИ

Показатель	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1. Особенность варианта расчета НДПИ	«Старая» цена отсечения	«Новая» цена отсечения	«Новая» цена отсечения и учет степени выработанности месторождения	Ожидаемая цена отсечения и учет степени выработанности месторождения
2. Формула для расчета величины налога	$H_{\text{НДПИ}} = 419$	$H_{\text{НДПИ}} = 419 \cdot K_{\text{ц}}$	$H_{\text{НДПИ}} = 419 \cdot K_{\text{ц}} \cdot K_{\text{в}}$	как в вар. 3
3 Формула для расчета коэффициента, характеризующего динамику мировых цен на нефть ($K_{\text{ц}}$)	$K_{\text{ц}} = \frac{(Ц - 9)}{261} \cdot P$	$K_{\text{ц}} = \frac{(Ц - 15)}{261} \cdot P$	$K_{\text{ц}} = \frac{(Ц - 15)}{261} \cdot P$	$K_{\text{ц}} = \frac{(Ц - 25)}{261} \cdot P$

По критерию чистого дисконтированного дохода все варианты расчета проекта разработки месторождения эффективны. Наилучшим представляется вариант 4 с ожидаемой ценой отсечения 25 долл. Здесь минимальная ставка налога на добычу – 1411 руб./т (на 37% ниже текущего 1-го варианта и на 27% ниже второго варианта). Сравнение вариантов со старой и новой ценой отсечения (9 и 15 долл./барр. соответственно) показало, что при сохранении цен на заданном уровне снижение величины налога на добычу составит 14% относительно первого варианта, а снижение доходов государства – 5,5% (табл. 2). Сравнение изменения доли налога на добычу в себестоимости нефти и расчетной адвалорной ставки в зависимости от формулы налога представлено на рисунке. Интересно, что для варианта 4 расчетная адвалорная ставка составит 16,61% - практически на уровне законодательно установленной в 2002 г. и предполагавшейся к введению с 2005 г.

Таблица 2

Результаты расчетов по различным вариантам начисления НДС

Показатель	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант
1 Величина Кц	5,3626	4,6144	4,6144	3,3672
2 Величина Св, учитывающая степень выработанности месторождения	-	-	от 1% до 23%	от 1% до 23%
3 Величина налога на добычу полезных ископаемых, руб./т	2246,93	1933,43	1933,43	1410,86
4 Доля отчислений по налогу на добычу в себестоимости нефти за весь период, %	54,30	50,60	50,60	42,70
5 Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	43561,02	54880,90	54880,90	73749,88
6 Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	9768,41	12011,69	12011,69	15750,99
7 Доход государства, млн. руб.	166097,51	157041,59	157041,59	141946,41

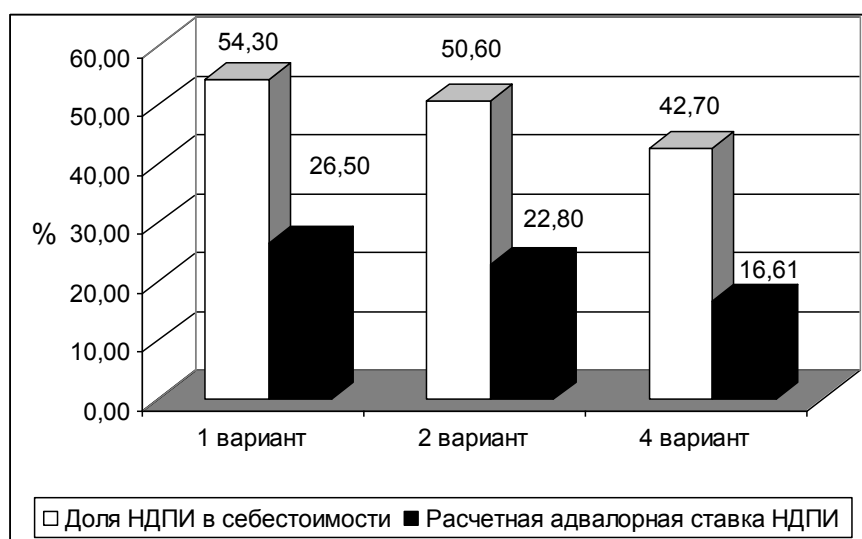


Рис. Изменение доли налога на добычу полезных ископаемых в себестоимости нефти и расчетной адвалорной ставки в зависимости от формулы налога

В целом за период с 2009 г. до 2040 г. рассчитанная процентная составляющая налога на добычу к товарной продукции (расчетная адвалорная ставка) составила от 26,5% до 16,6%.

По результатам расчетов сделаны следующие выводы. Введение новой цены отсечения на уровне 15 долл. позволило снизить совокупную величину отчислений по НДС на 13,95%, лишь незначительно снизив доходы государства. Отличие состоит в том, что за счет снижения доли налога в себестоимости нефти продлевается рентабельный срок разработки месторождения и государство собирает свой доход за более длительный период. Это выгодно недропользователю и неплохо для государства. Ввод поправки на истощенность еще больше продлевает рентабельный период разработки месторождения. Вместе с тем, рост курса доллара свыше 30 руб./долл. в целом привел к увеличению величины налога на добычу даже при новой цене отсечения (1933 руб./т против 1656 руб./т при курсе 24 руб./долл. и цене отсечения 9 долл.). Не устранен такой недостаток налога на добычу как привязка к мировым ценам и не учет доли экспорта компании в общем объеме реализации.

Литература

1. Ибрагимов Н.Г., Лавущенко В.П., Мотина Л.И. Результаты и проблемы применения дифференцированной ставки НДС на месторождениях ОАО «Татнефть»//Нефтяное хозяйство. – М., 2007. - № 7. - С. 21 - 22.
2. Павлова Л.П. Совершенствование НДС по нефти//Финансы. – М., 2008. - № 6. - С. 37 - 39.
3. Смертин К.Б., Блажевич Е.В. Влияние изменений в налоговой системе на экономическую эффективность разработки нефтяных месторождений//Нефтяное хозяйство. – М., 2007. - № 4. - С. 104 - 105.

РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С ДЕФИЦИТОМ ИНВЕСТИЦИЙ В ГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

М.Л. Намм¹

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко²

¹Томский государственный педагогический университет, г.Томск, Россия

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

Анализ состояния газовой отрасли РФ. Для поддержания производства в российской газовой отрасли на существующем уровне, а это 580 млрд. кубометров в 2009 г., и обеспечения его роста с восстановлением уровня добычи на уровне 650 млрд. кубометров в 2012 году, инвестиции в газовую отрасль должны идти опережающими темпами. Необходимо освоение новых добывающих районов: полуострова Ямал, шельфа арктических морей, Восточной Сибири и Якутии. Темпы развития инновационной экономики в 2010, 2011, 2012 годах будут гарантироваться национальным ТЭК, доля которого в промышленном производстве будет превышать 40 %, а доля нефтегазового сектора в доходах федерального бюджета составит в 2010 году 46%.

Оценка инвестиций в развитие газовой отрасли включает капитальные вложения в строительство новых и реконструкцию действующих объектов и определяется по следующим составляющим:

1. геологоразведка;
2. добыча газа и конденсата;
3. транспорт газа и газового конденсата, подземное хранение газа;
4. переработка газа и газового конденсата;
5. прочие капитальные вложения (проектно-изыскательские работы, непромышленное строительство, затраты на ликвидацию объектов и др.).

1. Ориентировочные затраты на геологоразведочные работы на период 2008-2030 гг. составляют 1874 млрд. руб. (в ценах 2008 г.), в том числе затраты на обновление и приобретение необходимых материально-технических ресурсов, с учетом замены станков и бурового оборудования, выработавшего свой ресурс и морально устаревшего, и услуг промышленности.

2. Основные действующие газовые месторождения России находятся в настоящий момент на грани истощения, степень их выработанности в 2008 г. составила порядка 60-80%, что позволяет говорить о значительном снижении добычи на них уже к 2012 г. Таким образом, газовые компании и, прежде всего, ОАО «Газпром» стоят перед острой необходимостью крупных капитальных вложений в область реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа. Остро стоит проблема сроков ввода новых месторождений и реализации важнейших масштабных отраслевых проектов:

- вынужденный перенос срока ввода Бованенковского газоконденсатного месторождения с 2011 г. на 2012 г.;
- возможное изменение сроков ввода Штокмановского месторождения (прежде назывались сроки строительства: первой фазы (годовая добыча – 23,7 млрд. куб. м) – 2013 г., второй (7,5 млн. т СПГ в год) – 2014 г.
 - на год отложены сроки выхода на проектную мощность добычи на Харвутинской площади Ямбургского месторождения (новый срок – 2011 г., добыча – 30 млрд. куб. м);
 - на год отложен ввод Западно-Песцового месторождения (2010 г., 2 млрд. куб. м);
 - на два года, до 2012 г., переносится начало добычи на Ныдинской площади Медвежьего месторождения (план по добыче – 2 млрд. куб. м в год).

3. Износ основных фондов в транспорте газа и ПХГ в настоящее время составляет 62,5%, согласно данным Минэнерго на IV квартал 2008 г., или от 46 до 53,4%, согласно данным Росстата на IV квартал 2008 г. В их числе: протяженность газопроводов с пониженным вследствие технического состояния объекта разрешенным давлением и степенью коррозионного растрескивания составляет 11,8% от общей протяженности газопроводов (в том числе влияющих на пропускную способность – 5%). В критическом состоянии по безопасности находится около 50% подводных переходов, 20% переходов через автомобильные и железные дороги, 10% пересечений с трубопроводами. На сегодняшний день важна работа над созданием инфраструктуры под будущие поставки природного газа (проекты: Северный поток, Южный поток, Голубой поток-2, газотранспортная система Сахалин-Хабаровск-Владивосток). Эти национальные трубопроводные проекты станут наиболее эффективными механизмами на пути предотвращения прерывания поставок российского газа в Европу.

В целом по России за период 2008-2030 гг. необходимо ввести:

- скважин от 4594 до 5841 единиц;
- установок комплексной подготовки газа (УКПГ) от 56 единиц производительностью 620 млрд. куб. м/год до 70 единиц производительностью 772 млрд. куб. м /год;
- дожимных компрессорных станций (ДКС) от 403 единиц мощностью 5020 МВт до 439 единиц мощностью 5580 МВт;
- линейной части газопроводов от 20 691 до 30 132 км;
- компрессорных станций от 119 единиц мощностью 10 768 МВт до 166 единиц мощностью 14 715 МВт;
- мощностей по переработке газа от 129 до 216 млрд. куб. м/год и переработке жидких углеводородов от 65 до 76 млн. т/год.

Таким образом, можно констатировать, что система транспорта газа, а также объекты его переработки, нуждаются в существенном увеличении объема капитальных вложений.

4. Переработка природного газа и конденсата в Российской Федерации осуществляется на 29 газо- и конденсатоперерабатывающих предприятиях, входящих в состав ОАО «Газпром», ОАО «Сибур Холдинг», НК «ЛУКОЙЛ» и других.

В целях скорейшего развития газоперерабатывающих производств необходимо, прежде всего, увеличение объема инвестиций, которые пойдут на решение первостепенных задач газопереработки, таких как:

1) повышение доли добычи этансодержащего газа и жидких углеводородов в традиционных регионах газодобычи;

2) освоение новых месторождений, характеризующихся высоким содержанием сернистых соединений в газе;

3) эффективное и рациональное использование ресурсов этана природного газа и других легких углеводородных фракций (С3-С4) с целью производства газохимической продукции с высокой добавленной стоимостью;

4) развитие новых центров газопереработки и газохимии, в том числе на базе месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая извлечение, хранение и транспорт гелия;

5) разработка и внедрение эффективных технологий производства синтетических жидких топлив (СЖТ), направленных на решение проблем освоения малых, выработанных и удаленных от газотранспортной системы труднодоступных месторождений, оптимизации логистических схем, диверсификации деятельности компании, а также производство высоколиквидной продукции востребованной как на внутреннем, так и внешних рынках;

6) внедрение новых и развитие существующих производств полиолефинов, метанола и сжиженного природного газа (СПГ).

Повышение степени извлечения ценных компонентов, содержащихся в природном газе, повысит эффективность действующих перерабатывающих производств, а также будет способствовать развитию действующих и созданию новых газохимических производств.

5. За период до 2030 года, по оценкам ОАО «Газпром» и Министерства энергетики РФ, в газовую отрасль необходимо вложить от 13,9 до 16,6 трлн. руб. (в ценах января 2008 г.) без учета затрат на газификацию, то есть около четверти среднегодового ВВП России. Из них на реконструкцию уже существующих объектов газовой отрасли приходится не более 23,4%. От 76,6% до 79,5% всех инвестиций в газовую отрасль будет направлено на создание новых мощностей по добыче, транспортировке, переработке газа и пр.

Инвестиционная программа ОАО «Газпром» на 2009 г. была утверждена Советом директоров 23 декабря 2008 г. в общем объеме 920,44 млрд. руб., что соответствовало уровню инвестиций, запланированному до начала острой фазы экономического кризиса осенью 2008 года. Из них 637,66 млрд. приходится на капитальное строительство, в т.ч. 629,88 млрд. руб. на строительство промышленных объектов.

Инвестиционная программа на 2009 год предполагала, в частности, ввод в эксплуатацию:

- 201 газовую скважину;
- 17 нефтяных скважин;
- 927,83 км магистральных газопроводов и отводов;
- 3 компрессорных станции на газопроводах мощностью 447 тыс. кВт;
- 1 компрессорную станцию на подземном хранилище газа (ПХГ) мощностью 18 тыс. кВт;
- 0,44 млрд. куб. м дополнительной активной емкости ПХГ;
- 33 скважин на ПХГ;
- 1 дожимную компрессорную станцию мощностью 40 тыс. кВт;
- 3 установки подготовки газа мощностью 17 млрд. куб. м/год.

Ключевым и наиболее инвестиционно емким проектом, предусмотренным Планом капитального строительства ОАО «Газпром» на 2009 г., является обустройство Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения полуострова Ямал. Годовые инвестиции в проект составляют около 220 млрд. руб. или 34,5% от всех капитальных вложений ОАО «Газпром» в 2009 г.

Риски, связанные с дефицитом инвестиций в газовую отрасль и их последствия. При нынешнем состоянии газовой отрасли, и наблюдающемся дефиците объемов капитальных вложений, недостаток средств, необходимых для развития отрасли может привести к крайне негативным последствиям, идущим вразрез с основными принципами Проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 г.

В силу крайней степени изношенности производственных, а также инфраструктурных фондов, своевременное освоение новых месторождений и, следовательно, обеспечение достаточных объемов добычи уже после 2010-2011 гг. становятся невозможными без дополнительных инвестиций. Возрастает угроза надежности поставок газа с действующих месторождений.

В результате оценки тенденций основных финансово-производственных показателей развития газовой отрасли, можно сделать вывод, что отсутствие достаточных объемов инвестиций крайне негативно скажется не только на газовой промышленности России, но и на всех сферах жизни нашей страны, включая промышленность.

Помимо этого, в результате недофинансирования возрастет износ газотранспортной системы. Следствием этого может стать затруднение пропускной способности газопроводов на отдельных участках, и бесперебойность поставок природного газа окажется под угрозой.

Наибольший годовой дефицит инвестирования, то есть снижение фактических инвестиций по сравнению с оценками необходимых инвестиций, ожидается в 2009 году и составляет 336 млрд. рублей или 38% от необходимого объема инвестиций. Пропорционально дефициту должна сократиться и производительность труда

на предприятиях, участвующих в выполнении суммарного промышленного заказа, либо количество занятых в производстве на этих предприятиях, что составит 173 тыс. человек.

Потери бюджета в виде недополученных налогов за период 2009-2030 гг. составят 296 млрд. рублей, из них 42 млрд. рублей – в 2009 году.

Разница в начисленной заработной плате работникам промышленных предприятий, занятых на выполнении суммарного промышленного заказа, за период 2009-2030 гг. составит 280 млрд. рублей, что при средней зарплате в промышленности по состоянию на июнь 2009 года в размере 20,3 тыс. рублей эквивалентно оплате труда 380 тысяч работников в течение 3 лет.

Таким образом, неисполнение инвестиционных программ газовой отрасли окажет негативное влияние на состояние значительной доли российской промышленности. Эти инвестпрограммы сами по себе играют роль стабилизаторов для многих смежных отраслей промышленности, особенно энергетического и транспортного машиностроения, а также металлургии, электротехнической и строительной отраслей. Газовая отрасль в период кризиса способна стать одним из ключевых потребителей российской промышленной продукции, обеспечивая необходимый уровень спроса для сохранения производства.

Стимулирование экономического роста в условиях падения внутреннего спроса за счет развития государством инфраструктурных проектов будет способствовать мультипликативному эффекту в отечественной промышленности.

При этом недоинвестирование в газовой отрасли приведет к снижению ВВП России, где на сегодняшний день доля газовой отрасли составляет порядка 13%. По прогнозным оценкам недоинвестирование в отрасль с вытекающим из него значительным снижением уровня добычи газа, повышением степени изношенности основных фондов его производства и переработки, а также плачевным состоянием газотранспортной системы может привести к снижению доли газовой отрасли в ВВП страны в половину, до 6-7%, что будет означать снижение самого ВВП не менее чем на 3-4% без учета мультипликативного эффекта в смежных отраслях промышленности.

Без целенаправленной работы по обеспечению роста добычи газа невозможно не только увеличение, но и сохранение прежних объемов налоговых поступлений в бюджеты всех уровней. Так, при реальной перспективе снижения экспорта газа, только недополучение государством средств от пошлины с его экспорта (10% от всех таможенных поступлений в бюджет государства), при ее размере в 30% (данные на конец 2008 г.), составит 58% от текущего уровня.

Помимо макроэкономических показателей недостаток инвестиций в развитие отрасли несет риск обострения социальной напряженности внутри страны. Неизбежный в случае недоинвестирования существенный рост дефицита газового баланса страны (в последние годы дефицит достигает 8-9% и покрывается за счет импорта центральноазиатского газа) после 2015 г. ударит, прежде всего, по удовлетворению спроса со стороны внутренних потребителей. В частности, уже в 2015г. население и коммунально-бытовой сектор могут недополучить порядка 10-12 млрд. куб. м газа/год.

Помимо этого, в результате нехватки инвестиций в отрасль, ОАО «Газпром» и другие газовые компании вынуждены оптимизировать затраты на производство, что неминуемо приведет к дополнительному росту безработицы в отрасли.

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.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ РИСКА

Д.Н. Рамазанов

Научный руководитель профессор В.Г. Карпов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Развитие нефтедобывающего производства с большой долей месторождений на поздних стадиях разработки связано с решением комплекса технологических, экономических и социальных проблем стабилизации объемов добычи углеводородов. В условиях, когда инвестиции на проведение геолого-разведочных работ по поиску нефтегазовых ресурсов при существующих технологиях добычи малоэффективно, альтернативной стратегией повышения эффективности деятельности нефтедобывающих предприятий, разрабатывающих месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки, является расширенное применение современных методов увеличения нефтеотдачи, направленных на повышение коэффициента нефтеизвлечения. По оценкам специалистов использование современных методов увеличения нефтеотдачи позволяет существенно увеличить значение коэффициента нефтеотдачи, увеличение которого лишь на 1% в целом по стране позволит добывать дополнительно до 30 млн. т /год [1].

При планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи нельзя ограничиваться только получением технологического эффекта, так как успешность их проведения непосредственно влияет на эффективность нефтедобывающего производства. Изменение каждой технологической составляющей мероприятия по-разному влияет на экономическую эффективность применяемого метода, поэтому расчет экономических показателей эффективности должен предусматривать оценку влияния каждой составляющей технологического эффекта на экономический результат. Следовательно, одной из главных проблем при планировании технико-экономической эффектив-

ности этих мероприятий является выбор критерия оценки эффективности.

Проведенный анализ стандартов нефтяных компаний, отраслевых регламентов выявил, что в настоящее время оценку технико-экономической эффективности методов увеличения нефтеотдачи проводят на основе статических (экономический эффект, прирост чистой прибыли, остающаяся в распоряжении предприятия) и динамических критериев – NPV, PI, IRR, DPBP. При этом все больше нефтегазодобывающих компаний, акцентируя внимание на инвестиционном характере этих мероприятий, отдадут предпочтение NPV как критерию оценки эффективности мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Отметим, что при проведении экономической оценки геолого-технических мероприятий на действующих месторождениях показатели IRR, PI и DPBP определять целесообразно, так как здесь большое влияние на эффективность разработки оказывают инвестиции прошлых лет. Поэтому для оценки экономической целесообразности проведения методов увеличения нефтеотдачи используется преимущественно NPV. При этом следует отметить, многие упускают из рассмотрения некоторые недостатки критерия NPV, которые могут значительно повлиять на оценку экономической целесообразности проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи, а именно:

- Отсутствие в практике при планировании учета объективной неопределенности будущего события (технологического эффекта за счет мероприятий, единовременных затрат, цен на нефть и т.д.).

- Все виды риска учитываются в ставке дисконтирования, которая остается неизменной в течение срока реализации мероприятия. Кроме того, каждому виду риска присущи свои характеристики, при этом некоторые виды риска можно диверсифицировать.

- Использование критерия NPV подразумевает, что в процессе реализации мероприятия менеджеры не могут влиять на его исход при получении новой информации.

Для устранения выявленных недостатков NPV проведен анализ методов оценки рисков. Как показывает недавнее исследование 494 нефтегазовых компаний мира (в т.ч. российских) при анализе риска проектов 32% нефтегазовых компаний применяют анализ чувствительности, 23% – уменьшение срока реализации проекта (корректировка параметров проекта) и 15% компаний – субъективный анализ, 31% – вероятностные методы, метод Монте-Карло – 12% [3]. Как показывает исследование Robichek A.A., Myers S.C., наиболее распространенным на практике методом учета риска проектов у нефтедобывающих компаний является метод прибавления к ставке дисконтирования премии за риск – более 46% компаний используют только этот метод, – причем доля небольших компаний, использующих этот метод, составляет 55% [6]. Однако следует отметить, что применение данного подхода предполагает существование произвольных эквивалентов определенности для каждой выгоды и затраты и премии за риск (кроме странового) в большинстве случаев устанавливаются субъективно, что, естественно, может приводить к совершенно различным результатам.

Осуществление мероприятий по увеличению нефтеотдачи характеризуется наличием высоких экономических и технических рисков, поэтому оптимальным методом оценки риска в данных условиях является использование стохастического дерева решений. Следствием применения стохастического дерева решений является оценка ожидаемой денежной выгоды от проведения мероприятия [5]. Кроме того, как показывают расчеты, плотности распределения ожидаемых денежных выгод за счет проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи «Гелий» на различных участках Нивагальского месторождения являются асимметричными с «тяжелыми» правыми хвостами. Поэтому в этих условиях в качестве меры технико-экономического риска предлагается использование полудисперсии (полусреднеквадратического отклонения), так как:

- лица принимающие решения, очевидно, склоняются к тому, что двусторонняя волатильность лучше односторонней, и предпочитают первую второй;

- если сравнивать этот показатель с дисперсией, он более практичен в применении в случаях, когда распределение доходности несимметрично, ровно, как и симметрично;

- полудисперсия учитывает две статистики – дисперсию и асимметричность – в одном показателе, таким образом, давая исследователю возможность применять однофакторную модель для поиска ожидаемой доходности.

Учитывая безусловную значимость характеристик каждого мероприятия по увеличению нефтеотдачи, входящих в план добычи, отметим, что стратегическая конкурентоспособность и развитие нефтедобывающей компании зависит от характеристики всего портфеля мероприятий, что обуславливает необходимость разработки эффективных методов управления этими портфелями. Отметим, что, зная даже ожидаемую денежную выгоду и полусреднеквадратическое отклонение, невозможно правильно выбрать наиболее эффективное распределение имеющихся ресурсов, а, следовательно, и комплекс наиболее эффективных мероприятий, так как ресурсы одного вида могут использоваться при осуществлении многих видов мероприятий.

К настоящему времени разработано большое количество моделей распределения капиталовложений. Они отличаются друг от друга максимизируемыми переменными, а также параметрами и математическими методами, которые используются для описания реальных систем и могут быть классифицированы как линейные (задача о ранце, статистическая модель Дина, одноступенчатая модель Альбаха, многоступенчатая модель Хакса и Вайнгартнера и т.д.), нелинейные (модели Бумба, Ментцен-Шольца, Якоба, Дихла и др.), целочисленные (модель Уотерса), оценочные модели прибыльности и модели полезности [2].

Принимая во внимание недостатки ранее разработанных подходов, предлагается модель оптимизации инвестиционной деятельности в области повышения нефтеотдачи, построенная на основе современной теории портфельного инвестирования Марковица-Тобина с учетом стратегических приоритетов и ограничений, специфичных для деятельности нефтегазодобывающих предприятий [4]. Для формирования эффективных портфелей мероприятий по увеличению нефтеотдачи на плановый период разработана двухкритериальная экономико-

математическая модель в стохастического дискретного программирования. В построенной двухкритериальной модели влияние стратегических приоритетов нефтедобывающей компании, а также условий внешней среды, предлагается учитывать в ограничениях. Для решения модели использован итеративный подход, использующий методы математического программирования, основанный на методе поиска допустимых решений Наймеса У.У. Метод преобразования стохастических данных – переход к детерминированным эквивалентам. Программная реализация алгоритма модели осуществлена с использованием программы RISKOptimizer, в которой реализованы эффективные генетические алгоритмы для решения экстремальных задач.

Сформированный с помощью экономико-математической модели компромиссный портфель мероприятий по увеличению нефтеотдачи для одного из Западно-Сибирских нефтегазодобывающих предприятий снижает совокупный технико-экономический риск портфеля на 41,4%. При этом обеспечивается прирост добычи нефти по рассматриваемым мероприятиям по сравнению с базовым планом на 120,73 тыс. т (+22,2%), а по предприятию в целом рост составляет 2,3%. Плановая себестоимость добычи нефти нефтегазодобывающего предприятия по сравнению с базовым вариантом снижается на 2,7%.

Следовательно, что при применении разработанных критериев и экономико-математической модели по учету рисков при планировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений успешно решаются следующие задачи:

- предложенные критерии ожидаемой денежной выгоды и технико-экономического риска мероприятий по увеличению нефтеотдачи позволяют проводить оценку их эффективности с учетом различных его исходов;
- разработанная экономико-математическая модель формирования Парето-оптимальных портфелей мероприятий позволяет управлению нефтегазодобывающего предприятия формировать производственные программы, обеспечивающие выполнение лицензионных соглашений, снижение себестоимости добычи нефти с приемлемым для них уровнем риска.
- разработанная модель позволяет также проводить анализ результатов его плана с разными уровнями риска, осуществлять факторный анализ портфеля на различные технико-экономические и вероятностные параметры и на его основе разрабатывать дополнительные мероприятия по снижению рисков проведения методов увеличения нефтеотдачи, что обеспечит повышение эффективности всего производства и повысить коэффициент нефтеизвлечения.

Литература

1. Орлов В.П. Реалии и проблемы отечественной геологоразведки// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – №3. – с. 12 – 30.
2. Риск-менеджмент инвестиционного проекта/Под ред. М.В. Грачевой и др. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2009. – 544 с.
3. Bickela Eric J., Bratvold Reidar B. From Uncertainty Quantification to Decision Making in the Oil and Gas Industry// Energy Exploration & Exploitation. – 2008. –Volume 26, Number 5. – pp. 311 – 325.
4. Markowitz H. M. Portfolio Selection. Efficient Diversification of Investments. 2nd edition – Malden, MA.: Blackwell Publishers, Inc. – 1997. – p. 231.
5. Paul Newendorp D., Schuyler J. Decision Analysis for Petroleum Exploration. 2nd ed. – Au.: Planning Press. – 2000. – 668 p.
6. Robichek A.A., Myers S.C. Conceptual Problems in the Use of Risk Adjusted Discount Rates// Journal of Finance. – 2005. – Dec. – pp.727 – 740.

ОСОБЕННОСТИ ЮРИДИЧЕСКОЙ РЕГЛАМЕНТАЦИИ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.С. Рыжих

Научный руководитель доцент В.В.Янковский

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область – один из ключевых регионов в составе Сибирского Федерального (СФО) Российской Федерации по добыче нефти.

В последнее десятилетие в Томской области, как и во всей России, нефтегазовый комплекс (НГК) не только обеспечивает экономику важнейшими энергетическими ресурсами, но и является главным донором бюджета и валютных поступлений.

Нефть и газ являются высоколиквидными видами сырья с подготовленными ресурсами и мощностями по добыче. С начала эксплуатации, из недр области добыто 268,1 млн. т нефти, 29,0 млрд. м³ газа и 3,9 млн. т конденсата [1].

На 11 ноября 2009 года, распределенный фонд недр по углеводородам охватывает 113 месторождений, в которых сосредоточено до 98,3-99,5 % всех запасов нефти и газа области. В эксплуатацию на 01.01.2008 г. передано 45 месторождений, из них 15 нефтяных и 5 нефтегазоконденсатных принадлежат ведущему нефтедобывающему предприятию – ОАО «Томскнефть» ВНК, два газоконденсатных – ОАО «Томскгазпром» и два нефтяных – ЗАО «Томск-Петролеум-унд-Газ» и по три ОАО «Восточная транснациональная компания» и ЗАО «Томская нефть» [1]. Десять предприятий разрабатывают по одному месторождению нефти. Структуру остального распределенного фонда составляют подготовленные к освоению или разведываемые месторождения нефти и газа, часть которых (12 месторождений) находится в пробной эксплуатации (рис.)

На стадии разработки и освоения месторождения из-за интенсивного строительства объектов добычи,

сбора и подготовки нефти происходит загрязнение поверхностных вод, заиливание и зарастание русел, активация береговых эрозионных процессов, повышение мутности воды. На данном этапе при строительстве объектов нефтедобычи захламляются русла рек и ручьев строительными и древесными остатками, русла рек перекрываются трубопроводами и временными притрассовыми дорогами. Загрязнение вредными веществами поверхностных вод и донных отложений происходит при утечках из нефтепромысловых объектов, авариях, залповых сбросах и выбросах сточных вод в реки и водоемы. При этом любая хозяйственная деятельность в пределах водоохранных зон и прибрежных полос на территории водосборного бассейна таит в себе угрозу прямого и косвенного воздействия на гидрохимический и гидробиологический режимы [3].



Рис. Томская область

Наиболее интенсивному влиянию подвержена гидросфера, т. к. именно поверхностные воды аккумулируют и атмосферные и ландшафтные загрязнения и распространяют их на значительные расстояния.

К основным загрязнителям в глобальных масштабах на территории нефтегазодобывающих предприятий (НГПД) относятся нефть, буровой и нефтяной шлам, ПАВ и сточные воды. Особую опасность представляют аварийные ситуации, при которых происходят большие выбросы нефти и пластики в водотоки (в местах перехода трубопроводов через реки, ручьи). Большой объем вредных веществ попадает в реки и озера с поверхностным стоком с загрязненными грунтовыми водами. Наибольшие концентрации вредных веществ наблюдаются в малых водотоках (ручьях, озерах), расположенных рядом с буровыми площадками, скважинами и другими нефтепромысловыми объектами.

Перечень реагентов, используемых в процессах нефтедобычи, которые могут оказаться в составе загрязняющих веществ, очень обширен [3]: кислоты, анионоактивные и неионогенные ПАВ, углеводородные растворители (дизельное топливо, керосин, газоконденсат и др.), водопоглотители (метанол, диэтиленгликоль, ацетон, ацетоновые растворы кремнийорганических соединений), водорастворимые полимеры, ингибиторы отложения солей (на основе фосфорорганических соединений, производные карбоновых и сульфокислот, алкиленаминов, растворы хлорида натрия, гидроксида калия и др.), ингибиторы коррозии (амины, амиды, карбоновые кислоты, эфиры, спирты, альдегиды, кетоны и др.). Перечисленные реагенты различны по химическому составу, физико-химическим свойствам, а значит и по степени токсичности [3].

Основными особенностями природных геосистем Западной Сибири, определяющими условия поступления, распространения и трансформации нефтяных загрязнений в районах нефтедобычи являются:

- преимущественно песчаный состав почв и грунтов, характеризующихся низкими сорбционными способностями и благоприятными условиями для проникновения загрязнителей в гидросферу;
- значительная заболоченность территории и наличие многочисленных полузамкнутых водоемов, характеризующихся низкими скоростями водообмена;
- широкое развитие мощных торфяных отложений, играющих роль своеобразного геохимического барьера в распространении техногенных потоков рассеяния поллютантов и являющихся источником поступления в гидросферу широкого спектра природных органических соединений.

В связи с этими особенностями нужно обратить внимание на изменения введенные в водное законодательство новым Водным Кодексом РФ, вступившим в силу с 1 января 2007 года. Хотелось бы уделить особое внимание изменениям затрагивающим размер водоохранной зоны водных объектов.

В первую очередь изменился принцип определения водоохранных территорий поверхностных водных объектов. Изменился критерий отсчета водоохранной зоны.

В Водном кодексе РФ от 03.06.2006 г. вводится новое определение береговой линии (границы водного объекта). Так, береговая линия водотоков, озер и обводненных карьеров определяется по среднеголетнему уровню вод в период, когда они не покрыты льдом, а в случае болота – по границе залежи торфа на нулевой глубине. Несмотря на кажущуюся простоту этих определений, расчет береговой линии указанных водных объектов

подобным образом сопряжен со следующими проблемами [4]. Прежде всего, в условиях равнинного рельефа, например, в Западной Сибири, резко увеличивается суммарная площадь водных объектов. К примеру, если до принятия Водного кодекса РФ от 03.06.2006 г. № 74-ФЗ, площадь р. Обь в центральной и северной частях Томской области определялась в размере около 0,8-1 км (ширина реки в межень), то в настоящее время территория, занятая данной рекой, формально возросла в 5-20 раз [4].

В соответствии с ВК РФ от 1.01.2007 года изменился правовой статус болотных угодий и, соответственно, осталась сложной и неоднозначной задача определения водоохранных зон болот. Согласно [3], для болот в истоках рек, а также для других болот, формирующих сток в водосборном бассейне, водоохранные зоны устанавливаются на прилегающих к ним территориях, а для определения ширины водоохранных зон верховых болот, формирующих сток постоянных водотоков, применяются те же принципы, что для озер и водохранилищ. Таким образом, возникала необходимость обоснования стокоформирующей роли болот или их участков в отсутствие соответствующих методических указаний. Кроме того, в случае верховых болот, имеющих выпуклый профиль, возникала неопределенность следующего порядка – водоохранная зона предназначена для охраны болота или прилегающей к нему территории, поскольку сток может иметь направление именно в сторону от центра болота. Эта проблема еще более усугублялась при определении водоохранных зон Западно-Сибирских болотных комплексов, имеющих площади в десятки и сотни квадратных километров и весьма сложную структуру [2].

Изменения, внесенные ВК РФ от 1.01.07, отразились, в первую очередь, на нефтедобывающих предприятиях Западной Сибири. На фоне общего снижения финансирования субподрядных организаций, в том числе экологических, следует ожидать несоблюдения условий лицензионных соглашений и экологического законодательства в целом. Анализ показывает, что современная законодательная база и конкретная практика недропользования, в частности Томской области, требует серьезного совершенствования для защиты конституционных прав граждан и соблюдения норм законности.

Литература

1. Итоги работ предприятий нефтегазодобывающего комплекса Томской области за 9 месяцев 2009 года (На момент 11.11.2009) [Электронный ресурс].
2. Режим доступа <http://nedra.toms.gov.ru/pages.php?ind=msr&rz=us&lv=2&menu=isk> своб., 20.12. 2009.
3. В.А. Лыготин, О.Г.Савичев Проблемы определения границ водоохранных зон водных объектов // Вода: Химия и экология №3, сентябрь 2008 г. с. 3-6.
4. Макаренкова И. Ю. Экологическая оценка воздействия нефтегазодобывающей деятельности на водные объекты Среднего Приобья : Автореферат диссертации. 25.00.36 Ростов-на-Дону, 2007 169 с.
5. Водный Кодекс РФ от 3.06.2006г. № 74-ФЗ.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ КАК ОДНО ИЗ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.С. Симарова

Научный руководитель профессор Л.Н. Руднева

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

В условиях мирового экономического кризиса проблема эффективности разработки месторождений становится наиболее актуальной. Снижение цен на нефть привело к замораживанию большого количества инвестиционных проектов из-за их нерентабельности, что требует создания условий, обеспечивающих эффективность разработки нефтяных месторождений. Одним из таких условий является совершенствование налогообложения недропользователей.

В работе рассмотрены три варианта разработки Майского месторождения, которые различаются объемом добычи нефти и количеством закачиваемой воды.

Первый вариант предполагает естественный водонапорный режим. Он характеризуется самыми низкими эксплуатационными затратами, но также и низкими объемами добычи (414,7 тыс. т за весь период разработки).

Второй вариант разработки производится с закачкой подтоварной воды, что обеспечивает увеличение объема добычи нефти на 29,7 %. При этом рост эксплуатационных затрат по сравнению с первым вариантом составляет 16,3 %.

Третий вариант предполагает строительство нагнетательных скважин с целью закачки сеноманской и подтоварной воды. Данный вариант обеспечивает самый высокий объем добычи нефти (692,2 тыс. т за период разработки), но требует инвестиционных вложений и эксплуатационных затрат, превышающих их уровень по первому варианту соответственно на 5,8 % и на 53,4 %.

Для обоснования целесообразности и выбора наиболее оптимального варианта реализации проекта разработки Майского месторождения произведен расчет показателей экономической ценности проекта.

При расчете выручки от реализации нефти на внешнем рынке был выполнен прогноз мировых цен на нефть. Прогноз осуществлялся с помощью построения тренда с учетом трех вариантов развития мировой экономики: экономического развития с низкими среднегодовыми темпами роста в 1 %, со средними годовыми темпами роста в 2-3 % и высокими темпами роста в 3-4 % [2]. Помимо темпов экономического роста учитывались факторы, влияющие на цены на нефть: спрос и предложение, политическая стабильность, курс доллара, объем запасов сырой нефти.

В результате прогноза были получены динамические ряды изменения цен на нефть на ближайшие 30 лет, анализ которых позволил выбрать динамику цен, соответствующую варианту средних темпов роста мировой экономики.

На основе прогноза цен на нефть и технико-экономических показателей вариантов разработки Майского месторождения были рассчитаны показатели экономической ценности проекта. Первый вариант характеризуется отрицательным значением накопленного дисконтированного потока наличности (-11,3 млн. руб.).

Второй вариант также обеспечивает отрицательный чистый дисконтированный доход за весь период разработки (-13, 2 млн. руб.).

Реализация третьего варианта разработки принесет самые низкие результаты: отрицательное значение дисконтированного потока наличности составит 186,8 млн. руб.

Таким образом, ни один из вариантов разработки Майского месторождения не является привлекательным для инвестора. Такая ситуация в настоящее время характерна для многих инвестиционных проектов разработки месторождений. В этих условиях необходимо совершенствование налоговой нагрузки на недропользователей.

Направленность проводимой в стране экономической реформы на повышение бюджетной эффективности, обусловила увеличение налоговой нагрузки на нефтяной сектор. В результате налоговые платежи данного сектора за период 2000-2006 гг. увеличились в 8,5 раза.

Доля налогов в выручке нефтяного сектора возросла с 28 % в 2000 г. до 62,7 % в 2006 г. В структуре налоговых платежей существенно возросла доля налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и экспортных пошлин: удельный вес НДПИ (до 2002 г. – платежей за пользование недрами, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза на нефть) вырос с 17 % в 2000 г. до 31 % в 2006 г., доля экспортных пошлин в 2006 г. достигла 44%. В целом на специальные налоги, уплачиваемые только предприятиями нефтяного сектора, в 2000 г. приходилось 46 % налоговой нагрузки, а в 2006 г. уже 79 % [1].

Существующая налоговая система не учитывает объективных различий в условиях добычи углеводородов. В результате происходит снижение эффективности реализации проектов разработки с повышенными затратами, стимулируется выборочный отбор наиболее эффективных запасов и досрочное прекращение разработки истощенных пластов. В результате наблюдается снижение ежегодных темпов роста добычи нефти с 8,9-11 % в 2002-2004 гг. до 2,1 % в 2006 г. Это является признаком исчерпания резервов для быстрого увеличения добычи углеводородного сырья за счет интенсификации разработки действующих месторождений и свидетельствует о необходимости достаточно активных действий по освоению новых месторождений.

Указанные обстоятельства требуют дифференциации ставки НДПИ в зависимости от горно-геологических и географических факторов, характеризующих реальные условия добычи нефти.

В качестве возможного варианта дифференциации НДПИ предлагается введение понижающего значения (в размере 0,5) для коэффициента, учитывающего степень выработанности запасов в соответствии с технологической схемой разработки.

В результате применения дифференцированной ставки НДПИ общая налоговая нагрузка на недропользователя снизится на 43,3 %, 46,2 % и 49,5 % соответственно для первого, второго и третьего вариантов разработки Майского месторождения (табл. 1).

Таблица 1
Сравнительная характеристика уровня платежей и налогов до и после снижения ставки НДПИ

Годы	Вариант 1, тыс. руб.		Изме- нение, %	Вариант 2, тыс. руб.		Изме- нение, %	Вариант 3, тыс. руб.		Изме- нение, %
	до	после		до	после		до	после	
2010	20655,3	20655,3	-	20655,3	20655,3	-	20655,3	20655,3	-
2020	24627,9	11956,8	-51,5	32192,7	14982,7	-53,5	45431,1	24470,3	-46,1
2030	20054,8	13435,6	-33,0	25886	16934,4	-34,6	22418,8	14854	-33,7
2040	16270,5	16270,5	0,0	20210,5	16869,4	-16,5	11857,7	10187,2	-14,1
За весь период	762339	431646	-43,3	953665	519446	-46,2	1201097	616401	-49,5

Эксплуатационные затраты на реализацию проекта составят: при первом варианте – 7,6 млрд. руб., при втором – 9,9 млрд. руб., при третьем – 15,1 млрд. руб., что существенно ниже, чем при существующей системе налогообложения.

Снижение налоговой нагрузки и эксплуатационных затрат приведет к тому, что из представленных вариантов проекта разработки месторождения экономически целесообразным будет третий вариант.

Накопленный чистый дисконтированный доход за 30 лет разработки составит 30,5 млрд. руб.; внутренняя норма рентабельности – 22 %, что выше принятой нормы доходности на инвестиции; период окупаемости – 6 лет, что является приемлемым сроком для реализации подобного рода проектов; коэффициент отдачи капитала составит 64,9 руб. вложенных дисконтированных средств на рубль дисконтированного дохода (табл. 2).

Таблица 2

Оценка экономической эффективности третьего технологического варианта разработки месторождения

Показатели	Ставка НДС	
	существующая	проектная
Срок окупаемости, лет	не окупится	6
Накопленный чистый дисконтированный доход, млрд. руб.	-0,18	30,5
Коэффициент отдачи капитала, руб./руб.	-34,3	64,9
Внутренняя норма доходности, %	-12,1	22
Рентабельность, %	-12	124

Помимо рентабельности для инвестора проект показал свою эффективность для государства. Бюджетная эффективность составит 6,3 млрд. руб. в виде налогов и платежей (табл. 3).

Таблица 3

Бюджетная эффективность третьего варианта проекта разработки Майского месторождения

Налоги и платежи	Доход государства, тыс. руб.
ЕСН	91620
Экологический налог	278
Платежи за землю	2622
Транспортный налог	758
НДС	506684
Платежи за пользование недрами	14437
НДС	2636843
Таможенная пошлина	2655545
Налог на имущество	72878
Налог на прибыль	340401
Итого	6322067

Литература

1. Бобылев Ю. Реформу надо продолжать // Нефть России. – 2008. – № 1. – С. 72 – 77.
2. Куров Д.С. Каким будет нефтяной рынок в 2007 году // Бурение и нефть. – 2007. – № 2. – С. 12 – 13.

ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОЛИ РЫНКА РОЗНИЧНЫХ ПРОДАЖ НЕФТЕПРОДУКТОВ МАЛОГО БИЗНЕСА

К.И. Смирнова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Томский государственный педагогический университет, г. Томск, Россия

Еще в 2007 году Федеральная антимонопольная служба (ФАС) готовила поправки в Земельный кодекс, которые позволяли бы ввести ограничения на строительство новых автозаправочных станций (АЗС) в регионах. Служба предлагала запретить компаниям, доля которых на местном рынке превышает 35%, участвовать в конкурсе на право получения участков под заправки. Предупреждение ФАС было адресовано в первую очередь вертикально интегрированным компаниям.

Навести порядок на рынке розничных продаж нефтепродуктов ФАС пыталась еще летом 2004 г. Тогда, после взрывного роста цен на бензин, служба обвинила ряд нефтяных компаний в ценовом сговоре, однако доказать факт нарушения не удалось.

Затем специалисты ФАС проанализировали рынок продаж бензина в 2005 году, выяснив, что во многих регионах доля некоторых компаний, реализующих горюче-смазочные материалы, составляет более 35%. Так, во Владимирской области лидировал ЛУКОЙЛ, в Ярославской - «Славнефть», в Тверской - «Сургутнефтегаз», в Смоленской - «Роснефть», в Рязанской, Тульской и Калужской - ТНК-ВР. Тогда же ФАС впервые выступила с предложением ограничить доступ компаний к земельным участкам для строительства АЗС. Переговоры с правительством шли полтора года, и в итоге эта инициатива была поддержана [1]. В случае принятия поправок одному владельцу не сможет принадлежать более 35% участков под бензоколонки.

Если же участник рынка уже занимает 35% доли рынка или более, его не будет касаться это ограничение, однако он не сможет принимать участие в новых конкурсах на предоставление участков под автозаправочные станции.

Предполагалось, что данные поправки приведут к тому, чтобы в каждом регионе было как минимум три конкурентные компании, на самом деле их должно быть около 20.

Федеральная антимонопольная служба рассчитывает, что нововведение позволит в течение нескольких лет добиться полной демополизации региональных топливных рынков, что, в свою очередь, обеспечит властям

победу в борьбе с ростом цен на нефтепродукты.

Также предполагалось за картельный сговор для повышения цен на бензин в России с 2008 года ввести уголовную ответственность [4]. Федеральная антимонопольная служба вносила в правительство РФ соответствующие поправки в Уголовный кодекс РФ, которые предусматривали в качестве наказания заключение сроком от 6 месяцев до 5 лет. Поправки в Уголовный кодекс (статья 178 Недопущение, ограничение или устранение конкуренции) были приняты Федеральным законом от 29 июля 2009 г. №216-ФЗ [3].

Осенью 2009 специалистами Федеральной антимонопольной службы был подготовлен доклад о рынке добычи, переработки и реализации нефтепродуктов, где предлагалось ввести законопроект о разделении данного бизнеса на две составляющие [2]. Предполагалось, что данный документ будет работать в паре с готовящимся законопроектом регламентирующем биржевую торговлю нефтепродуктами.

Тем не менее, на сегодняшний день в Перечне законопроектов и законов, находящихся на рассмотрении в Комитете Государственной Думы по энергетике нет подобных законопроектов.

Однако ограничение выделения участков для новых автозаправочных станций компаний-монополистов, предлагаемое Федеральной антимонопольной службой РФ, не изменит сложившейся на рынке ситуации. Говоря о перспективах развития рынка в связи с предстоящими изменениями в Земельном кодексе РФ, необходимо отметить, что у крупных игроков рынка розницы нефтепродуктов останется легальный и «неподсудный» для ФАС способ расширения бизнеса - за счет приобретения уже работающих АЗС вместе с земельными участками. Существует мнение, что если предоставить право розничной торговли предприятиям только малого бизнеса, то качество предлагаемого бензина будет крайне низкое. Также от предполагаемых нововведений выиграют предприятия малого бизнеса только в тех регионах, где рынок АЗС еще не переполнен.

Что касается рынка розничной продажи нефтепродуктов Томска, то здесь есть несколько крупных игроков. Если с принятием закона, право розничной продажи нефтепродуктов перейдет к предприятиям малого бизнеса, то цены будут регулироваться появившейся естественной конкуренцией. При этом владельцы АЗС будут самостоятельно решать, у какого из ближайших поставщиков приобретать топливо. Появится конкуренция и между производителями бензинов: более качественный бензин всегда предпочтителен. Таким образом, с принятием оговоренного закона предприятия малого бизнеса в Томске только выиграют.

Литература

1. Земельный кодекс РФ по состоянию на 27 декабря 2009 г.
2. Распоряжение Правительства РФ от 19 мая 2009 г. №691-р Об утверждении программы развития конкуренции в РФ и плана мероприятий по ее реализации на 2009 - 2012 гг.
3. Федеральный закон от 29 июля 2009 г. №216-ФЗ «О внесении изменения в статью 178 Уголовного кодекса Российской Федерации»
4. Уголовный кодекс РФ по состоянию на 21 февраля 2010 г.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ В УПРАВЛЕНИИ ИМУЩЕСТВЕННЫМ КОМПЛЕКСОМ ПРЕДПРИЯТИЯ

О.В. Филиппова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Характерной чертой последнего десятилетия является активный интерес к новым инновационным подходам в управлении предприятиями. Именно становление рыночных условий хозяйствования потребовал новых подходов к управлению, позволяющих достичь конкурентных преимуществ в области качества продукции, издержек производства, скорости и качестве обслуживания клиентов. По этой причине приобретают особое значение стратегический, комплексный, динамический и стоимостной подходы к управлению.

Стратегический подход охватывает не только такие сферы деятельности, как финансы, инвестиции, маркетинг, технологии, менеджмент персонала, но и деятельность по управлению имуществом. Стратегические управленческие решения имеют принципиальный характер и нацелены на долгосрочную перспективу. В этом заключается основное отличие стратегического управления от традиционного, ситуационного, оперативного управления, когда решения принимаются исходя из сложившейся ситуации [1]. Данный подход имеет исключительное значение в условиях рынка, поэтому рассмотрим его более подробно.

Различают общую (корпоративную) стратегию предприятия, концентрированно выраженную в формулировке миссии предприятия, и подчиненные ей частные или функциональные стратегии. Для разработки стратегии проводится комплексная управленческая диагностика предприятия, которая включает в себя комплекс аналитических работ по структурному, маркетинговому и финансово-экономическому анализам, а также анализу человеческих ресурсов, корпоративной культуры и внешней среды [5].

В теории финансового менеджмента существует развернутая классификация возможных видов финансового состояния предприятия, вскрываемого по результатам диагностики. Исходное финансово-экономическое состояние предопределяет формирование соответствующей общей стратегии деятельности предприятия. Предприятия в кризисном состоянии вынуждены производить стратегию пассивного сохранения имущественного комплекса. С улучшением финансового состояния предприятие получает возможность перейти к стратегии активного сохранения и при хорошем финансовом состоянии руководствуются стратегией развития и роста иму-

щественного потенциала [3].

В рамках стратегического подхода основной целью является применение механизма долгосрочного планирования для выполнения задач, которые способствуют достижению основной стратегической цели хозяйственной деятельности промышленного предприятия. В связи с этим выделим три типа возможного роста компании: диверсифицированный, интегрированный и концентрированный. Диверсифицированный рост имеет место тогда, когда предприятие переходит к освоению ранее не свойственный ему продукции и занимает новые ниши на рынке. Отметим, что такой рост требует серьёзных изменений в производственно-технической базе, то есть в составе и структуре операционных имущественных комплексов. При интегрированном росте упор делается на расширение предприятия за счет добавления новых структур (присоединения, слияния, объединения) в виде обратной или вперед идущей вертикальной интеграции. При концентрированном (масштабном) росте принимаются меры по увеличению спроса на выпускаемые товары и на расширение производственных мощностей, при этом ассортимент продукции практически не меняется.

Стратегия в области управления имуществом, является одной из частных стратегий, она тесно связана с другими функциональными стратегиями: финансовой, инвестиционной, операционной, ассортиментной, ценовой, технологической и др.

При разработке стратегии на наш взгляд важно учесть кризисное состояние основных фондов многих отечественных промышленных предприятий. Однако помимо этого необходимо указать также на то, что на многих предприятиях практически отсутствует программа управления имущественным комплексом. Отсюда следует, что наиболее подходящей стратегией для большинства российских промышленных предприятий является стратегия минимализма, то есть отказ от всего лишнего.

Подтверждением данному выводу являются такие факты, как неполное использование имеющихся основных фондов, наличие на предприятиях большого количества нефункционирующих объектов движимого и недвижимого имущества, обременённость предприятий большими запасами материалов и комплектующих изделий, металлоломом, низкая организация планирования и управления проектами по реконструкции, а также техническому перевооружению и модернизации объектов имущества, отсутствие программ комплексного страхования от имущественных рисков, неэффективное применение рычагов альтернативного использования объектов имущества (аренда, лизинг) [4].

Исходя из анализа ряда признаков, характеризующих сложившиеся приёмы в управлении имуществом на предприятиях, основным недостатком существующих подходов к управлению является то, что сложившееся управление имущественными объектами выполняется разобщено, без системного представления процессов управления и подчинения их стратегическим целям предприятия.

Управление имуществом на предприятии означает внесение изменений имущественный комплекс путем:

- 1) принятия управленческих решений, относящихся к имуществу;
- 2) разработки и осуществление инвестиционных проектов, предусматривающих изменения в имуществе;
- 3) проведения организационно-структурных мероприятий, среди которых: создание службы по управлению имуществом (СУИ), подбор и обучение персонала, внедрение процессной организации, создание центров финансовой ответственности;
- 4) подчиненности стратегическим целям развития предприятия, нацеленности принимаемых решений по имуществу на перспективу и достижения общих результатов, намеченных в принятой стратегии предприятия;
- 5) гибкости управления, то есть допустимости краткосрочных отклонений от принятой стратегии с учетом складывающейся конъюнктуры на рынке и во внешней среде.

Применение на практике стратегического подхода в условиях рынка представляется крайне необходимым. Кроме стратегического подхода существуют и должны приниматься во внимание менеджментом следующие основные инновационные подходы в управлении имуществом [6]:

1. Комплексный подход в принятии управленческих решений по управлению имуществом или интегрированность системы управления имущества с общей системой управления предприятием. Управленческие решения по управлению имуществом должны быть увязаны с задачами управления финансами, инвестициями, персоналом, организацией производства и сервиса;

2. Динамический подход к принятию управленческих решений по управлению имуществом, то есть учёт фактора времени, полученных результатов от ранее выполненных проектов, а также прогнозов будущих тенденций в динамике рынка, темпов инфляции и других показателей внешней среды;

3. Стоимостной подход к принятию управленческих решений, то есть использование стоимости имущества как критерий оценки успешности ведения хозяйственной деятельности.

Стоимость имущества – один из важнейших экономических показателей, характеризующий оснащенность предприятия имуществом и капиталоемкость или фондоемкость его производства [2].

Практически каждое решение или мероприятие по управлению имуществом приводит к увеличению или уменьшению стоимости имущества, а изменение стоимости имущества, принятое системой учета, отражается на целом ряде показателей деятельности предприятия. Стоимость имущества - показатель подвижный, он изменяется как в связи с изменением физического состава имущества на предприятии, так и связи с воздействием на имеющиеся объекты имущества факторов износа, инфляции, рыночной конъюнктуры и другие. Отмеченные причины требуют регулярной работы по оценке, учёту и анализу стоимости имущества и её изменению.

Так или иначе, разным подходам свойственны разные цели. Однако общим между всеми имеющимися подходами является то, что цели управления имуществом должны быть подчинены общей цели управления

предприятием. Её определение предмет многолетних дебатов экономистов разных научных школ. Долгое время считалось, что главная цель это финансовый результат предприятия, то есть его прибыль. Если есть прибыль, то существуют предпосылки для перспективного экономического роста и возможности инвестировать в активы на развитие предприятия за счет собственных средств. Наличие достаточных собственных средств открывает дополнительно перспективы к получению займов.

Практика при этом показывает, что получение прибыли любой ценой может обернуться для предприятия большими потерями вплоть до банкротства. Поэтому в рыночной среде, кроме рентабельности, требуется поддерживать ещё финансовую устойчивость, то есть достаточную независимость экономики предприятия от кредитов. Кроме того в настоящее время с учетом мировой тенденции, ключевое значение имеет показатель рыночной стоимости промышленного предприятия, основу которого составляет имущество (материальные и нематериальные активы).

Итак, следует определить то, что согласно приведенным подходам цель управления имуществом состоит в том, чтобы добиться наиболее полного и эффективного функционирования всего имущественного комплекса на предприятии в соответствии с общей целью хозяйственной деятельности предприятия.

С позиции долговременной перспективы управление имуществом должно обеспечить непрерывное развитие и совершенствование операционных имущественных комплексов как материально-технической базы и нематериальных активов как интеллектуальной базы промышленного предприятия в большей степени влияющей на рыночную стоимость. Это означает, что с одной стороны стоит задача постоянного содержания всего имущественного комплекса в работоспособном состоянии и получении наибольшей отдачи от его функционирования, а с другой стороны, требуется стратегическое управление имущественными комплексами как развивающимися системами с тем, чтобы они отвечали перспективным задачам, современным требованиям и общей стратегии деятельности предприятия.

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. Виханский О.С. Стратегическое управление. Учебник. – М.: МГУ, 2007. – 252 с.
2. Гудушаури Г.В., Литван Б.Г. Управление современным предприятием. – М.: Тандем, 2008. – 336 с.
3. Идрисов А.Б., Карташев С.В., Постпиков Л.В. Стратегическое планирование и анализ эффективности инвестиций. – М.: информационно-издательский центр «Филинь», 2007. – 272 с.
4. Степанов Е.С. Рейтинги лизинговых компаний – Лизинг 100 // Эксперт. – 2003. – № 45. – С. 122-127.
5. Хикс Д.Р. Стоимость и капитал. Экономическая мысль Запада. – М.: Прогресс Универс., 2007. – 275 с.
6. Шеремет А.Д. Комплексный анализ хозяйственной деятельности предприятий. – М.: Инфра-М, 2008. – 416 с.

НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА ИНОСТРАННЫХ ИНВЕСТОРОВ В РОССИЙСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

А.Б. Фокина

Научный руководитель доцент Т.Л. Вейнбендер

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Формирование конкурентной российской экономики в нынешнем веке должно опираться на умелую разработку гигантского нефтегазового потенциала страны. Необходимо обеспечить прирост запасов, создать производственную инфраструктуру, модернизировать добывающие и перерабатывающие комплексы.

В последние годы старые регионы по добыче нефти и газа, такие как Западная Сибирь и Поволжье, снижают объемы производства, а новые - Арктический шельф, Восточная Сибирь, Тимано-Печора и Каспий - требуют колоссальных инвестиций, чтобы не только стабилизировать объемы производства в целом по РФ, но и увеличить их.

Нефтегазовый комплекс представляет собой одну из наиболее значимых отраслей экономики России. Нефтегазовые компании - локомотив для других отраслей и для всех без исключения российских регионов, поскольку они являются крупнейшими заказчиками для металлургов, для производителей иных материалов и оборудования.

Создание конкурентной среды могло бы привлечь иностранные инвестиции в нефтегазовый сектор, это обеспечило бы приток новых технологий и снижение издержек. Но для этого нужен благоприятный инвестиционный климат, который сводился бы не только к набору правовых, политических, административных и иных условий, но также к разумной налоговой системе.

Налоговая нагрузка в нефтегазовом секторе достаточно высока. В среднем она составляет 30-38% от суммы продаж, а по некоторым месторождениям превышает эти цифры.

В августе 2009 г. налоговики привлекли в федеральный бюджет 254 млрд. руб. Это лишь на 17 млрд. руб. больше, чем они собирали в среднем в месяц в январе-июле этого года - 237 млрд. руб. При этом все это увеличение сборов пришлось исключительно на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который сейчас дает 30% поступлений в федеральную казну (второй после НДС показатель). Если в среднем в январе-июле сборы НДПИ в его нефтяной части составляли 61 млрд. руб. в месяц, то в августе - 86 млрд. руб. Очевидная причина

такого увеличения - рост мировых цен на нефть, никак не связанный с антикризисными программами российских властей.

Основными, определяющими налоговый режим для иностранных инвесторов являются налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль. Необходимо также учитывать экспортные пошлины, которые, по сути, также являются налоговым платежом. Другие налоги не оказывают существенного влияния на финансовое состояние компаний.

Ставка налога на добычу полезных ископаемых определяется формулой, учитывающей объем добычи, обменный курс и цену на нефть сорта «Юралс» в Европе. Соответственно при росте цен на нефть этот налог повышается.

Ставка установлена для того, чтобы исключить влияние на доходы бюджета и нефтяных компаний возможного резкого колебания цен на экспортируемую российскую нефть и применяется с коэффициентом, характеризующим динамику мировых цен на нефть. При этом налоговая ставка должна ежеквартально уточняться на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть сорта «Юралс».

Стоимость добытых полезных ископаемых, с которой исчисляется налог, рассчитывается конкретно по каждому добытому полезному ископаемому, а не по целому виду, как было установлено до сих пор.

Налог на добычу полезных ископаемых исчисляется в порядке, установленном гл.26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса РФ. Однако в порядке исчисления этого налога есть некоторые изменения. Так, в соответствии с Федеральным законом от 18.08.2004 N 102-ФЗ с 1 января 2005 г. базовая ставка налогообложения по нефти применяется в размере 419 руб. за тонну (вместо прежней ставки 347 руб.) с корректировкой ее на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (Кц), для которого в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 N 158-ФЗ с 01.01.2009г. установлено новое значение 15 долл. (вместо 9 долл.).

Сам же коэффициент рассчитывается по формуле 1:

$$Kц = \frac{(Ц - 15) * P}{9 * 29} \quad (1)$$

где Ц - средний за налоговый период уровень цен нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за 1 баррель;

P - среднее значение за налоговый период курса доллара США к российскому рублю, устанавливаемого Центральным банком России;

15 - минимальная цена за 1 баррель нефти, используемая в формуле для расчета ставки платы (постоянная величина), долл.;

29,0 - курс доллара США к российскому рублю (постоянная величина, используемая в знаменателе формулы), руб.

Таким образом, государство сформировало специфическую российскую систему «налог на добычу плюс экспортная пошлина», при которой отсутствует дифференцированный подход для нефти и газа, добытых на разных месторождениях, в разных условиях добычи и, соответственно, с разным уровнем рентабельности.

Вносимые с тех пор налоговые изменения, несомненно, отражают насущные потребности нефтегазового комплекса, но эти изменения не носят системного характера. В результате, по оценке главы Минэнерго Сергея Шматко, существующая фискальная нагрузка делает невыгодной разработку 36% разведанных запасов и 93% новых месторождений.

Отдельного рассмотрения заслуживает вопрос об избежании двойного налогообложения. Он регулируется главным образом на основе двусторонних международных договоров России с зарубежными государствами об избежании двойного налогообложения и предотвращении уклонения от уплаты налогов на доходы и имущество.

В нормативных актах налогового ведомства специально оговаривается, что в случае расхождения между положениями национального законодательства и правилами международного договора применяются нормы международного договора, что соответствует Конституции РФ. В тех случаях, когда место пребывания юридического лица и место извлечения дохода различны, может возникнуть ситуация, при которой оба государства имеют налоговую юрисдикцию над одним и тем же доходом одного и того же юридического лица (т.е. ситуация двойного налогообложения). Во избежание этого на основании двустороннего договора государство разрешает иностранным юридическим лицам, осуществляющим хозяйственную деятельность на его территории через постоянное представительство, использовать в качестве зачета против налога на прибыль и доходы такой же налог, уплаченный другому договаривающемуся государству данным юридическим лицом. Процедура освобождения от двойного налогообложения предусмотрена соответствующими инструкциями.

Россия является участницей большого числа двусторонних договоров об избежании двойного налогообложения. В качестве примера можно привести Соглашение между Российской Федерацией и Швейцарской Конфедерацией об избежании двойного налогообложения в отношении налогов на доходы и капитал от 15 ноября 1995 г., вступившее в силу 18 апреля 1997 г, а также Конвенцию между Правительством РФ и Правительством Австрийской Республики об избежании двойного налогообложения в отношении налогов на доходы и капитал от 13 апреля 2000 г., вступившую в силу 30 декабря 2002 г. Договоры определяют круг лиц и виды налогов, к которым они применяются: указывают на виды доходов, в отношении которых устраняется двойное налогообложение (прибыль от предпринимательской деятельности, доходы от недвижимого имущества, дивиденды, проценты,

доходы от авторских прав и лицензий, гонорары, пенсии и т.д.); устанавливают принципы и процедуру устранения двойного налогообложения. Общая схема таких двусторонних договоров сложилась на протяжении многих лет их существования, но в каждом отдельном случае она наполняется конкретным содержанием с учетом специфики заключающих договор сторон.

Положение иностранных инвестиций в российском нефтегазовом комплексе довольно противоречиво. С одной стороны, может сложиться впечатление, что для нерезидентов в нефтегазовом комплексе РФ созданы невыносимые условия. Отбираются лицензии и месторождения, происходит выдавливание из бизнеса. Иностранцам было предложено в качестве меню: обмен активами, роль миноритариев в капиталах основных компаний, функции подрядчиков российских компаний в крупных проектах, необходимость учитывать неизбежность доминирования российских госкомпаний и их желание не особенно делиться доходами. Соответствующее законодательство – о так называемых стратегических отраслях и об участках недр федерального значения – было в завершённом виде принято весной 2008 года, когда цены на нефть еще были на подъеме.

С другой стороны, активные вложения в нефтегазовые проекты на российской территории продолжают.

Экономическая модель, выстроенная в России в 1992–2002 гг. и основанная на приоритете в контроле над ресурсами частного сектора и привлечении иностранных нефтегазовых компаний к разработке новых, сложных месторождений, была разрушена. При этом новая модель энергетической политики, в которой главными действующими лицами призваны были стать госкомпании, потерпела крах.

Пришло время переосмыслить и пересмотреть формы привлечения иностранного капитала и его роль в формировании корпоративной структуры российского нефтегазового сектора. Если потенциальные инвесторы ведут себя не так, как хотелось бы властям, то нужно искать слабости в специфике современной российской энергетической политики: экспортной и транспортной, налоговой, в недостатках защиты прав собственности, арбитража, в нестабильности условий контрактов и т.п.

Совершенствование налогообложения деятельности иностранных инвесторов в нефтегазовом комплексе РФ должно быть направлено на решение следующих задач:

- привлечение инвестиций в поиск и освоение новых месторождений;
- обеспечение устойчивых налоговых поступлений;
- сохранение и рациональное использование запасов разрабатываемых месторождений;
- изъятие сверхприбыли и регулирование доли прибыли, остающейся у нефтегазодобывающих компаний.

Литература

1. Вислогузов В. Налоги залегли на дне кризиса // Газета «Коммерсантъ» № 173 (4228) от 18.09.2009.
2. Материалы сайта журнала «Нефтегазовая вертикаль», www.ngv.ru.
3. Материалы сайта журнала «Мировая энергетика», www.worldenergy.ru.

РИСКИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАТРАТ В ЧАСТИ ИЗМЕНЕНИЯ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Я.А. Холин

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Согласно ст. 432 ГК РФ договор считается заключенным, если между сторонами в требуемой в подлежащих случаях форме достигнуто соглашение по всем существенным условиям договора. Существенными являются условия о предмете договора, условия, которые названы в законе или иных правовых актах как существенные или необходимые для договоров данного вида, а также все те условия, относительно которых по заявлению одной из сторон должно быть достигнуто соглашение. Среди существенных условий договора поставки названы предмет договора, срок и периоды поставки [1]. Условие о его цене и порядок расчета между сторонами не входят в существенные условия договора поставки, если стороны договора не пришли к соглашению об этом. Но условия о цене, о расчетах между сторонами являются одними из самых важных в договорах поставке нефти и нефтепродуктов в связи с возможными резкими скачками цен на сырую нефть и нефтепродукты как в сторону повышения, так и в сторону понижения их стоимости, в связи с просрочками оплаты нефти и нефтепродуктов и дальнейшими спорами, которые разрешаются в том числе путем судебного разбирательства.

Цена определяется сторонами на момент заключения договора. Предварительное согласование цены можно проводить как в устной форме, так и с помощью средств связи. Таким образом, согласование цены происходит до заключения договора и при необходимости может быть оформлено в письменном виде. Необходимо отметить, что цена зависит от условий поставки. Если проектом договора предусматривается доставка продукции силами поставщика на склад покупателя, то цена увеличивается на стоимость доставки, расходов на страхование грузов, погрузочных работ и т.д. Если покупатель доставляет продукцию самостоятельно, то цена будет увеличена только на стоимость расходов, связанных с погрузкой.

Правила ГК РФ выделяют момент оплаты в соотношении с моментом передачи товара:

- непосредственно до или после передачи товара;
- предварительная оплата;

- оплата товара, переданного в кредит (последующая оплата);
- оплата товара в рассрочку (уплата цены переданного товара не сразу полностью, а согласованными частями и в согласованные в договоре сроки).

Нужно заметить, что правило абз. 2 п. 1 ст. 489 ГК РФ имеет императивный характер и требует обязательного согласования в договоре цены товара, порядка, сроков и размера платежей, если в нем предусмотрена оплата в рассрочку. В противном случае договор будет считаться незаключенным, так как эти перечисленные условия являются существенными для заключения договора [2].

При установлении на основании норм российского законодательства юридической действительности контракта международной купли-продажи, не содержащего условия о цене, должны учитываться предписания не только ст. 424 и 485, но и ст. 432 ГК РФ. Согласно ст. 55 Венской конвенции о договорах международной купли-продажи товаров [1, 2] (далее - Конвенция), когда договор был юридически действительным образом заключен, но в нем не установлена цена или не предусмотрен порядок ее определения, считается, что стороны подразумевали ссылку на цену, определяемую в соответствии с этой статьей. Таким образом, Конвенция допускает заключение контракта без указания в нем цены или порядка ее определения. Поскольку в силу ст. 4 Конвенции действие таковой не распространяется на правоотношения по установлению действительности самого контракта или каких-либо его положений, при оценке юридической действительности контракта в соответствии с п. 2 ст. 7 Конвенции следует принимать во внимание предписания применимого национального законодательства. В практике Международного коммерческого арбитражного суда при Торгово-промышленной палате РФ (далее - МКАС при ТПП РФ) стороны обычно ссылаются на ст. 424 и 485 ГК РФ, допускающие заключение договора без цены. Однако в ряде случаев соответствующей стороной не учитывались следующие обстоятельства. Согласно ст. 432 ГК РФ к числу существенных условий договора относятся также все те условия, относительно которых по заявлению сторон должно быть достигнуто соглашение. Поэтому, когда контракт содержит условие о том, что цена подлежит дополнительному согласованию сторонами, при отсутствии соглашения между ними по этому вопросу контракт в силу российского законодательства не может быть признан заключенным. Из такой посылки обоснованно исходил МКАС при ТПП РФ, например, при разрешении спора между германской фирмой и российской организацией (решение от 09.04.04 по делу N 129/2003). Следует обратить внимание также на то, что в практике МКАС при ТПП РФ квалифицировались в качестве рамочных соглашения сторон, предусматривавшие необходимость дальнейшего уточнения условий контракта. Соответственно, признавалось, что такие соглашения не могут влечь имущественной ответственности за неисполнение обязательств, в отношении которых не последовало такого уточнения: например, при разрешении спора между российской организацией и итальянской фирмой (решение от 22.10.03 по делу N 134/2001) [1].

При установлении договорной стоимости стороны могут использовать различные варианты фиксированной, скользящей цены и цены с последующей фиксацией. Если стороны договорились о применении твердой фиксированной цены и определили ее конкретную цифру, то она не подлежит изменению при оплате. И в дальнейшем, при возникновении конфликтов, арбитражный суд должен отказать в удовлетворении требований одной из сторон об увеличении или уменьшении цены, установленной договором. В соответствии с законодательством изменение цены в таких случаях возможно только по взаимному соглашению сторон. В случае использования скользящей цены в договоре стороны связывают ее с рыночными ценами, действующими в момент исполнения договора. Этот способ применяется в случаях, когда определить твердую цену в момент заключения договора трудно. И тогда стороны могут не включать в текст договора конкретную цифру, но должны предусмотреть фиксацию исходной (базисной) цены. Она изменяется в процессе исполнения договора при изменении ценообразующих элементов по методу, который стороны согласовывают между собой. Предел отклонения рыночной цены от договорной оговаривается заранее, но в любом случае в тексте договора необходимо указать источник определения цены (или несколько источников), по которому будет определяться среднерыночная цена. Если время исполнения договора поставок продукции превышает один год, то скользящая цена определяется в момент исполнения договора путем пересмотра договорной цены. При этом учитываются изменения в издержках производства, имевших место за истекший период с момента заключения договора. Если стороны предпочтут использовать цену с последующей фиксацией, то конкретная цифра в тексте договора может не указываться (это единственный случай для возмездного договора). Между тем в договоре следует подробно описать способы ее определения, а также те конкретные источники, на которые будут ориентироваться стороны в момент оплаты. Необходимо учитывать, что в договоре должны быть отражены как общая по договору цена, так и цена за единицу продукции.

В судебно-арбитражной практике возникает вопрос о толковании условий договора при рассмотрении споров о взыскании стоимости продукции, поставленной на основании договора поставки. Размер задолженности определяется истцами, исходя из условий договора поставки, содержащихся в разделе «Цена договора и порядок расчета цены», согласно которым «при оплате товара за пределами срока, установленного договором, Покупатель уплачивает увеличенную цену товара из расчета 0,1% от суммы задолженности за каждый день просрочки». Также сторонами достигнуто соглашение о том, что увеличение цены товара представляет собой согласованный сторонами порядок изменения цены, предусмотренный ст. 424 ГК РФ, и не является неустойкой. Следует при этом отметить, что раздел договора «Ответственность сторон» не предусматривает ответственности покупателя за просрочку оплаты продукции (товара). Спорным вопросом является определение указанных положений договора увеличением стоимости товара либо мерой гражданско-правовой ответственности. Для правильного толкования подобных положений договоров поставки нефти и нефтепродуктов необходимо определить правовую природу цены товара и гражданско-правовой ответственности.

В соответствии с ГОСТ Р 51303-99 «Торговля. Термины и определения» ценой является денежное вы-

ражение стоимости товара. Также ценой может называться денежное выражение обязательства произвести платеж за проданную (поставленную) продукцию, выполненные работы или оказанные услуги. Уровень цен конкретных товаров зависит от многих факторов: от затраченного на их производство труда, количества и качества произведенных товаров, спроса и предложения, определяется экономическими и социальными аспектами. В законодательстве РФ имеется и определение рыночной цены, однако используемой для регулирования налоговых правоотношений. Согласно п. 4 ст. 40 НК РФ рыночной ценой товара (работы, услуги) признается цена, сложившаяся при взаимодействии спроса и предложения на рынке идентичных (а при их отсутствии - однородных) товаров (работ, услуг) в сопоставимых экономических (коммерческих) условиях. Смыслу названных положений соответствуют нормы гражданского законодательства.

В соответствии с пп. 1-2 ст. 424 ГК РФ исполнение договора оплачивается по цене, установленной соглашением сторон. В предусмотренных законом случаях применяются цены (тарифы, расценки, ставки и т.п.), устанавливаемые или регулируемые уполномоченными на то государственными органами. Изменение цены после заключения договора до пускается в случаях и на условиях, предусмотренных договором, законом либо в установленном законом порядке. На основании п. 3 ст. 485 ГК РФ, если договор купли-продажи предусматривает, что цена товара подлежит изменению в зависимости от показателей, обуславливающих ее (себестоимость, затраты и т.п.), но при этом не определен способ пересмотра цены, то изменение стоимости товара в договоре может осуществляться в соответствии с показателями, обуславливающими цену (себестоимость, затраты, спрос, предложение, инфляция, дефляция и иные аналогичные показатели). Также изменение цены допускается при изменении регулируемых цен уполномоченными государственными органами.

Практически все цивилисты приходят к единому мнению о понятии гражданско-правовой ответственности как имущественной санкции за правонарушение, вызывающей неблагоприятные последствия для правонарушителя в виде лишения субъективных гражданских прав или возложения дополнительных гражданско-правовых обязанностей.

Формой гражданско-правовой ответственности по российскому законодательству является неустойка, наряду с возмещением убытков, взысканием процентов за пользование чужими денежными средствами.

Неустойка (штраф, пени) является одним из способов обеспечения обязательств, суть которого заключается в определении законом или договором денежной суммы, подлежащей уплате должником кредитором в случае неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательства. Как отмечается В.В. Витрянским, правовая природа неустойки определяется следующими признаками:

1) неустойка взыскивается по решению суда либо добровольно уплачивается должником только в случае не исполнения или ненадлежащего исполнения обязательства, то есть при наличии правонарушения;

2) суть неустойки состоит в обязанности должника, нарушившего обязательство, нести дополнительные имущественные потери;

3) неустойка подлежит применению только при наличии условий, необходимых для наступления гражданско-правовой ответственности, что вытекает из п. 2 ст. 330 ГК РФ, согласно которому кредитор не вправе требовать уплаты неустойки, если должник не несет ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательства;

4) обязанность должника, нарушившего обязательство, уплатить неустойку обеспечивается государственным принуждением, о чем свидетельствует включение взыскания неустойки в число способов судебной защиты гражданских прав (ст. 12 ГК РФ).

Таким образом, ежедневное увеличение цены договора на определенный сторонами процент при просрочке оплаты товара по сравнению со сроками, установленными договором, является формой имущественной ответственности, не связанной с показателями, обуславливающими цену товара. Указанный вывод подтверждается судебной-арбитражной практикой, например постановлениями ФАС Северо-Кавказского округа от 08.11.06 N Ф08-5685/2006 по делу N А20-725/2006; ФАС Центрального округа от 08.05.08 N Ф10-1874/08 по делу N А09-7615/07-35; ФАС Дальневосточного округа от 07.02.06 N Ф03-А73/05-1/4965 по делу N А73-1613/2005-31; ФАС Уральского округа от 29.04.08 N Ф09-2867/08-С5 по делу N А50-11859/2007-Г7, оставленным без изменений определением ВАС РФ от 22.08.08 N 10894/08 «Об отказе в передаче дела в Президиум Высшего Арбитражного Суда Российской Федерации».

В соответствии с п. 2 Обобщения судебной практики ФАС Северо-Кавказского округа по делам, рассмотренным в кассационном порядке во втором полугодии 2006 г. (споры, возникающие из договоров купли-продажи, энергоснабжения), условие договора купли-продажи, предусматривающего оплату товара в кредит или в рассрочку, об изменении цены в зависимости от официального уровня инфляции или дефляции соответствует положениям п. 3 ст. 485 ГК РФ. Требование продавца о взыскании долга с учетом коэффициента инфляции не является требованием о взыскании убытков. В постановлении ФАС Центрального округа от 07.02.06 по делу N А35-3586/05-С22 указано, что согласно п. 4.1 договора от 09.07.04 N 152 единственным критерием увеличения цены является факт несвоевременной оплаты товара, полученного покупателем. Подобное увеличение цены договора носит компенсационный (штрафной) характер и направлено на покрытие возможных убытков продавца в случае несвоевременного исполнения покупателем договорных обязательств.

При рассмотрении дела N А46-5635/2007 установлено, что согласно пункту договора при изменении цены нефтепродуктов заводом-изготовителем стоимость товара может быть установлена в заявках-спецификациях. Согласно условиям договора за нарушение срока оплаты товара покупатель оплачивает неустойку (пени) в размере 0,1% от неисполненного обязательства. В пункте заявок-спецификаций содержится условие о том, что за каждые пять дней просрочки оплаты продукции (товара) стоимость ее увеличивается на 100 руб. (включая НДС) за тонну начиная от первоначальной цены. В постановлении ФАС Западно-Сибирского ок-

руга от 17.06.08 N Ф04-3615/2008(6526-A46-21) отмечено, что оплата установленной сторонами в договоре цены является обязательством покупателя, которое по смыслу ст. 485 ГК РФ не может быть односторонне изменено продавцом в нарушение ст. 310 ГК РФ в зависимости от ненадлежащего исполнения обязательства по его оплате после передачи товара. Несвоевременная оплата товара не может повлечь изменение его цены (п. 3 ст. 485 Кодекса), поскольку, как следует из толкования договора, согласно ст. 431 ГК РФ цена товара (нефтепродуктов) может быть изменена только заводом-изготовителем. Аналогичный вывод сделан в постановлении ФАС Западно-Сибирского округа от 20.09.07 N Ф04-6581/2007(38417-A46-21) по делу N А46-1789/2007.

Следует отметить особую правовую природу цены электрической и тепловой энергии и наличие возможности ее увеличения при сверхлимитном потреблении не на основе экономических показателей, а нормативными требованиями (применением утвержденных тарифов, расценок, ставок и т.п.), что также отличает договор энергоснабжения от договоров поставки нефти и нефтепродуктов. В определении ВАС РФ от 14.11.08 N 14091/08 по делу N А12-13908/06-С14 «Об отказе в передаче дела в Президиум Высшего Арбитражного Суда Российской Федерации» отмечено, что позиция о рассмотрении условий пункта договора, согласно которому оплата стоимости допущенных отклонений при потреблении абонентом энергии ниже (выше) согласованных объемов производится с применением понижающих и повышающих коэффициентов, размер которых установлен в зависимости от величины отклонения, выраженного в процентах, в качестве меры ответственности противоречит постановлению Правительства РФ от 26.02.04 N 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (в ред. от 10.03.09) и ст. 2, 3 Федерального закона от 14 апреля 1995 г. N 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергии в Российской Федерации» (в ред. от 25 декабря 2008 г.), по смыслу которых государственное регулирование тарифов обусловлено защитой экономических интересов потребителей от их монопольного повышения.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Анализ договоров поставки нефти и нефтепродуктов показывает, что условия о цене имеют существенное значение для сторон наряду с условиями о предмете договора (качестве и количестве нефти и нефтепродуктов) и ответственности сторон.

2. Стоимость нефти и нефтепродуктов определяется в договорах поставки твердой ценой, скользящей ценой либо ценой с последующей фиксацией, что зависит в том числе от способа реализации нефти и нефтепродуктов. При установлении скользящей цены либо цены с последующей фиксацией в договорах поставки нефти и нефтепродуктов необходимо указывать способы определения цены, например среднемесячное значение котировок «среднее из средних» Brent (DTD), действительных на месяц поставки, за минусом дифференциала за баррель США.

3. Если договор поставки нефти и нефтепродуктов содержит условие о том, что цена подлежит дополнительному согласованию сторонами, при отсутствии соглашения между ними по этому условию договор должен быть признан незаключенным.

4. Изменение стоимости товара в договоре может осуществляться в соответствии с показателями, обуславливающими цену (себестоимость, затраты, спрос, предложение, инфляция, дефляция и иные аналогичные показатели). Также изменение цены допускается при изменении регулируемых цен уполномоченными государственными органами.

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) от 30.11.1994 № 51-ФЗ (с изменениями на 27 декабря 2009 года) [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>.
2. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26.1.1996 № 14-ФЗ (с изменениями на 17 июля 2009 года) [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>.

СТРАТЕГИЯ ОСОБЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗОН В РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (НА ПРИМЕРЕ ТЕХНИКО-ВНЕДРЕНЧЕСКОЙ ЗОНЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**З.В. Энгельбрехт-Зенкина¹**Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко²¹*Mannheim, Германия*²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Целью создания всех особо экономических зон (ОЭЗ), вне зависимости от типа, является ускоренный подъем экономики отдельных районов или же государства в целом. В этом направлении были сформулированы задачи ОЭЗ Правительством РФ в Пояснительной записке к проектам федеральных законов «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» и «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации» [1]. Создание ОЭЗ позволит обеспечить дополнительное привлечение как иностранных, так и отечественных инвестиций в обрабатывающие сектора промышленности; стимулирование развития регионов, содействие в решении проблем выравнивания уровня их экономического развития; развитие высокотехнологичных отраслей промышленности и сферы услуг, содействие переводу российской экономики на инновационный путь развития; создание новых высококвалифицированных рабочих мест [2].

Наряду с такими стратегиями ОЭЗ, как создание новых инновационных проектов и предприятий, инновационное развитие человеческого капитала региона, финансирование инвестиций, в том числе долевого, венчурное, создание и развитие инновационной инфраструктуры и др. [3] в разработке Федерального закона «Об особых экономических зонах» учитывалась стратегия, касающаяся разработки месторождений полезных ископаемых: добычи полезных ископаемых и металлургического производства в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности, а также переработки полезных ископаемых и переработки лома черных и цветных металлов [1].

На основании Федерального закона РФ от 22 июля 2005 года № 116-ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» на территории особой экономической зоны не допускается:

1) разработка месторождений полезных ископаемых, их добыча, за исключением разработки месторождений минеральных вод, лечебных грязей и других природных лечебных ресурсов, их добычи, и металлургическое производство в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности; (п. 1 в ред. Федерального закона от 03.06.2006 № 76-ФЗ);

2) переработка полезных ископаемых, за исключением промышленного розлива минеральных вод, иного использования природных лечебных ресурсов, и переработка лома цветных и черных металлов; (п. 2 в ред. Федерального закона от 03.06.2006 № 76-ФЗ).

Во время обсуждения данного пункта закона на заседаниях Государственной Думы возникли вопросы относительно того, что добыча и переработка полезных ископаемых необоснованно исключены из деятельности особых экономических зон, особенно тех, которые находятся на территориях интенсивного природопользования. Мотивировалось это тем, что переработка полезных ископаемых имеет не только собственно эту цель, но еще и извлечение попутных ископаемых, которые по цене иногда не уступают профильным ресурсам, переработку «хвостов», отходов и так далее... Кроме того, особая экономическая зона могла позволить провести стопроцентную утилизацию ресурсов полезных ископаемых, чего сейчас не делает никто, ни один добывающий регион.

Предполагалось, что это только небольшая проблема, из тех, которые способны решить особые экономические зоны в сфере природопользования.

Решающим аргументом при решении данного вопроса явилось то, что добыча полезных ископаемых, как правило, высокодоходный вид бизнеса. Это сфера наибольшего привлечения инвестиций и собственных, и иностранных, это сфера, где действуют другие стимулы и есть возможности, например, снижения налога на добычу полезных ископаемых, его дифференциации для тех месторождений, которые находятся в падающем режиме добычи. То есть там достаточно существующих инструментов, чтобы стимулировать эти виды деятельности [4].

Что касается деятельности особых экономических зон в их особом налоговом режиме, то это давало бы необоснованные льготы, например, для нефтегазовых компаний. Главным конкурентным преимуществом для компаний, реализующих инновационные проекты в особой экономической зоне является использование особого режима предпринимательской деятельности, который заключается, в первую очередь, в предоставлении резидентам ОЭЗ различного рода льгот и преференций по сравнению с режимом, действующим на остальной территории, в том числе: таможенных, налоговых, финансовых, административных, что, по мнению экспертов может привести к снижению издержек компаний-резидентов до 30 %.

Роль энергетического сырья в мировой экономике исключительно важна, поэтому вопрос о запрете разработки месторождений полезных ископаемых, их добычи, переработки полезных ископаемых в зоне действия ОЭЗ имеет большое значение.

В соответствии с базовым сценарием IEA (International Energy Agency) в период до 2030 г. спрос на первичные энергоносители будет расти примерно на 1,7 % в год (за весь период – на 60 %) и увеличится с 10,3 до 16,5 млрд. т. в нефтяном эквиваленте (н.э.). Угледородное сырьё (нефть, газ, уголь) по-прежнему будет доминировать в мировой энергетике. Именно эти энергоносители обеспечат до 85 % роста потребления энергии в период до 2030 г. Доля угледородного сырья в мировом энергопотреблении увеличится с 79 % в 2030 г. до

81 % в 2030 г. Доля возобновляемых энергоресурсов сохранится на уровне 14 %, а ядерной энергетики – снизится с 7 % до 5 % [5 С. 12].

По разведанным запасам нефти Россия занимает одно из ведущих мест в мире. Около 2/3 разведанных запасов нефти России сосредоточено в 150 уникальных и крупных объектах с начальными извлекаемыми запасами 60 млн. т. и выше. Основные месторождения нефти расположены главным образом в пределах Западно-Сибирского НГБ, важнейшей особенностью которого является исключительно благоприятная структура разведанных запасов: их высокая концентрация в относительно небольшом числе крупных и крупнейших месторождений, высокая продуктивность месторождений этих объектов. Однако многие крупные месторождения уже выработаны на 75 % и более.

Нефть Западной Сибири относится преимущественно к типу лёгких; наиболее лёгкие нефти (до 0,8 г/куб. см) с малым содержанием серы и парафина залегают в центральных областях НГБ и западной его части [5 С. 27].

Что касается разработки, добычи и розлива минеральных вод, лечебных грязей и других природных лечебных ресурсов, то они осуществляются преимущественно для обеспечения курортно-санаторных и оздоровительных комплексов. Поэтому они не входят в перечень запрета деятельности на территории ОЭЗ.

В настоящее время прирост количества месторождений и эксплуатационных запасов минеральных вод осуществляется за счёт недропользователей в основном вследствие резко возросшего коммерческого интереса к розливу минеральных питьевых лечебно-столовых вод, который стал весьма прибыльной отраслью экономики.

Прирост числа месторождений минеральных вод в среднем составляет 50, а эксплуатационных запасов – менее 10 тыс. куб. м/сут. ежегодно. Для ресурсной базы подземных минеральных вод характерно неравномерное распределение ресурсов и запасов по территории России – в Сибири и на Дальнем Востоке находится – 40 %.

Кроме того, добыча минеральных вод производится зачастую на участках недр, не прошедших государственную экспертизу запасов, но поставленных на государственный учёт (более 300 участков). За последнее время в Западно-Сибирском экономическом районе интенсивно осваивались новые месторождения и участки минеральных вод [5 С. 261].

В Томской области сосредоточены полезные ископаемые, составляющие её ресурсный потенциал: нефть и газ, металлические и неметаллические полезные ископаемые, бурые угли, торф и сепелиты, пресные питьевые, минеральные, термальные и промышленные подземные воды. Важнейшим сырьём являются углеводороды. На юго-востоке области выявлены золото, сурьма, цинк, бокситы [6].

Областной центр – город Томск характеризуется высокой концентрацией науки и образования, наличием наукоемких отраслей промышленности, мощным научно-технологическим потенциалом региона. Этим обусловлено создание особой экономической зоны технико-внедренческого типа в г. Томске. ОЭЗ технико-внедренческого типа созданы в настоящее время также на территориях городов Москвы, Санкт-Петербурга, Дубны (Московской области).

Статус ОЭЗ технико-внедренческого типа определяет её основную деятельность:

- создание и реализацию научно-технической продукции, доведение ее до промышленного применения, включая изготовление, испытание и реализацию опытных партий;
- создание программных продуктов, систем сбора, обработки и передачи данных, систем распределенных вычислений;
- оказание услуг по внедрению и обслуживанию программных продуктов, систем сбора, обработки и передачи данных, систем распределенных вычислений.

В отличие от промышленно-производственных зон, ориентированных на создание крупносерийного, трудоемкого производства, в технико-внедренческих зонах предполагается разработка принципиально новых технологий, материалов и товаров; осуществление экспериментального производства небольших партий товаров. Формирование технико-внедренческих зон в мировой практике происходит в основном вокруг крупных научных центров.

ОЭЗ призваны содействовать позитивным структурным преобразованиям в российской экономике, обеспечить переход от преобладания добывающих отраслей в пользу перерабатывающих отраслей промышленности. Они должны обеспечивать эффективную форму интеграции науки и производства, представлять собой площадку для развертывания инновационной деятельности и создания венчурных (рисковых) фирм, специализирующихся на разработке новых технологий.

Ярко выраженным конкурентным преимуществом Томской области является высокий уровень научных достижений в области нанотехнологий и новых материалов, электроники и информационных технологий, биотехнологий и медицинского приборостроения. Данные направления исследований и разработок закреплены в Соглашении о создании на территории г. Томска особой экономической зоны технико-внедренческого типа, как приоритетные.

Одной из разновидностей свободных научно-технических зон специалисты выделяют технопарки, которые позволяют осуществлять интеграцию предпринимательских структур в научно-техническую сферу. В них происходит соединение возможностей науки и производства, финансовых структур и органов власти. Основной задачей ОЭЗ должно стать развитие и промышленное применение объектов исследований. Резиденты технико-внедренческих зон не должны заниматься непосредственно производственной деятельностью.

Задачи ТВЗ конкретны, её деятельность может быть направлена не на разработку и обработку полезных ископаемых, а на создание новых технологий в разработке полезных ископаемых и их переработке, как, например, в нефтяных и газовых месторождениях Томской области и переработке этого сырья. В лабораториях ТВЗ Томска (Технологический инкубатор ТПУ) работают в этих направлениях, например, в рамках сотрудничества с

нефтяниками создан комплекс по полной утилизации нефтешламных токсичных отходов, сжиганию их в плазме, что позволяет решить серьёзную экологическую проблему. В Конструкторско-технологическом бизнес-инкубаторе (КТБИ), который находится в доверительном управлении Технологического инкубатора, разработаны эффективные технологии по получению редкоземельных металлов (цинка, золота) из отходов рудных месторождений. Это совершенно новый подход разработки месторождений с помощью технологий, ранее применявшихся в атомной промышленности [7]. В лабораториях информационно-кибернетического центра ТПУ создана Microsoft геоинформационная система управления газодобывающим предприятием «Востокгазпром», которая является лучшей разработкой на пространстве СНГ. Лаборатория цифрового 3D-моделирования нефтегазовых месторождений разрабатывает реальные проекты для ОАО «Томскнефть» и других подразделений НК «Роснефть» с использованием программных систем ведущих мировых производителей (Schlumberger, Landmark) [8]. В Томском политехническом университете создана новая технология прогнозирования и поисков месторождений и газа на основе методов геофизики и радиогеохимии, методика исследования геохимических полей для прогноза, поисков и оценки месторождений полезных ископаемых. В Томском государственном университете на мощном суперкомпьютере «СКИФ-Syberia» проводится обработка материала для нефтегазовых месторождений Томской области [9].

Связь новых технологий, инновационных инфраструктур и добывающей промышленности необходима во всех регионах России, особенно, богатых энергетическим сырьём и другими полезными ископаемыми.

Например, в Якутии – регионе уникальных запасов минерально-сырьевых ресурсов ставится вопрос о кластерном подходе, в частности, в добывающей и обрабатывающей промышленности. Предполагается создание регионального инновационно-промышленного кластера (РИПК) алмазно-бриллиантового комплекса на базе АК «АЛРОСА» с центром в г. Мирном. РИПК можно представить как систему сконцентрированных в одном определённом регионе взаимосвязанных предприятий, научно-образовательных учреждений и государственных органов, сосредоточенных вокруг базовой отрасли промышленности для производства и выпуска экспортноориентированной продукции и достижения конкурентоспособности региона внутри страны и на мировом рынке [10].

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 22 июля 2005 г. № 116-ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации, 2005. – № 30. – Ст. 3127.
2. Официальный сайт Российских особых экономических зон. Постатейный комментарий Федерального Закона «Об особых экономических зонах», 01 марта 2006. – Гл. 4, Ст. 10., комментарии к статье 10 [Электронный ресурс]: - Режим доступа: http://www.rosez.ru/book/komm_10.html, свободный.
3. Яковенко З.М. Стратегия инновационного прорыва региона: институциональный аспект // Сб. научных трудов 10-ой Международной научно-практической конференции «Экономика, экология и общество России в 21-м столетии». Ч. 2. СПбГПУ. - Санкт-Петербург, 2008. - С. 48.
4. Официальный сайт Аппарата Государственной думы Федерального Собрания Российской Федерации. База данных «Стенограмма заседания Государственной Думы 09 июня 2005. – N 104(818)» [Электронный ресурс]: – Режим доступа: <http://wbase.duma.gov.ru/steno/nph-sdb.exe>, свободный.
5. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2005 году \ Государственный доклад. – М.: Центр «Минерал» ФГУНПП «Аэрология», 2006. – 320 с.
6. Томская область – территория инноваций // Тематическое приложение к еженедельнику «Экономика и жизнь». – Томск, 2009. – № 37. – С. 2.
7. Тимофеев В., Золотенков А. Инструмент развития бизнеса // Инновации. Регионы. Бизнес. Аналитика. – Томск, 2007. – № 4. – С. 58.
8. Ямпольский В. Инновационный подход к подготовке IT-специалистов // Инновации. Регионы. Бизнес. Аналитика. – Томск, 2007. – № 3. – С. 47.
9. Сибирское золото СКИФов // «Поиск». – 2006. – №45. – 10 ноября. – С. 10.
10. Егоров Н.Е. Формирование региональных инновационно-промышленных кластеров в республике Саха (Якутия) // Материалы Второго Международного Форума «От науки к бизнесу». – Санкт-Петербург, 2008. - С. 42.

Section 17

GEOLOGY AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)

LANGUAGE TEACHING IN THE WORLD OF GLOBALIZATION: WHAT DOES IT MEAN?

L.M. Bolsunovskaya

Associate professor, Head of Foreign Language Department
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In the next few years, the decisions about how to educate our students will shape our future for generations to come. It means that our ultimate goal is to prepare our students to make the world a better place; a world where we are able to communicate in more than one language, a world for all students whether they are career-focused, English language learners, or students with special needs, and a world in which attitudes about respect and appreciation for cultural diversity are changing. It is exciting to know that the study of other languages is becoming increasingly prominent in education throughout our global world. In an increasing number of universities foreign language study in the context of globalization is on the rise. With this interest in language study comes a responsibility for those in teachers' profession to ensure that all students can be successful in their pursuit of language learning in the context of globalization.

Global citizenship, global perspectives, global education, and globalization – all these various terms describe the bringing of global perspective into teaching and learning. To our mind, language teaching in the world of globalization is based on the principles of co-operation, non-violence, respect for human rights and cultural diversity, democracy and tolerance. It is characterized by “pedagogical approaches based on human rights and a concern for social justice which encourage critical thinking and responsible participation. Learners are encouraged to make links between local, regional and world-wide issues.

Globalization as the intensification of worldwide social relations continues to exert an influence on language, language use, and learning and teaching around the world. Rapid globalization is one of the most, crucial, critical, consequential and indispensable aspects of the 21st century. In this era, irrespective of liking or disliking of the process of globalization, every nation has to make efforts for accelerating its economics and modernizing its societies through integrating itself with the global world.

The term globalization is used in this paper to refer to phenomena involving some sweeping changes that are taking place world-wide based on commonly accepted values, beliefs, political movement, trends and views. It is used without being clearly defined, mainly because it is still in the making with further attestation and further research. Globalization phenomena will continue to stride into the future; it is our urgent task to examine the checks and balances of the globalization process, and find a way to promote both regional cultures and global values. Greater efforts have to be made to find a sustainable environment for regional cultures. It is also important to keep a closer eye on Russian role as agent of its own globalization agenda. Education system is responding to the process of globalization. Generally speaking, ministries of education recognize the importance of some form of global education.

A focus on technology or innovation within global learning environments needs to be balanced by a focus on the learner in order to engage with and respond to emerging issues, challenges and practices, and to extend our understanding of language learning and teaching in the twenty-first century.

HYDROGEOLOGY OF SOVETSKOE OILFIELD

C.J. Baltushaytite

Scientific advisors professor S.L. Shvartsev; associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The purpose of my work is to study the hydrogeology of the region. The subject of inquiry is Sovetskoe oilfield attached to the central part of the Western-Siberian artesian basin.

There is a large artesian basin within the Western-Siberian plate. The volume of underground waters in its aquifers exceeds 475 thousand cubic kilometers. The turrnizhneoligotsenovoy basin is divided into two hydro-geological floors by powerful thickness of clay. The bottom floor is of basic interest from the point of view of oil-and-gas content and in turn it is divided into a number of hydro-geological complexes. The most researchers find that there are three water-bearing complexes – Jurassik, Neokomsk and apt-alb-senomansky – in composed of doturonsky deposits of sedimentary cover in the considerable part of the plate. Each of them has specific features [1].

There are six water-bearing complexes separated each other by staunch aquifuges in section of the base top part and sedimentary cover within considered area.

The first water-bearing complex includes fractured rocks of the base, its residual soil and deposits of Tyumen suite. It is sustained on the oilfield and formed by sandy layers of the lenticular structure. The thickness of water-bearing complex is about 200-350 meters and the temperature of stratal waters is about 90 °C. The waters of given water-bearing complex is pressure waters.

The second water-bearing complex is the top part of Vasugan suite (the top Jurassic) which is presented by alternation of sandstones, siltstones and argillite, its thickness is about 70-80 metres. The temperature of stratal waters is 80°C. Waters are chloride and calcium. The dense bituminous argillites of Georgievskays and Bagenovskaya suites are the waterproof thickness for the second water-bearing complex. The thickness of waterproof sedimentation is about 25-30 meters.

The third water-bearing complex is magion suite and the bottom part of vasugan suite. It is lithologically presented by alternation of sandstone layers, siltstones and argillites. The thickness of water-bearing complex is 280-330 meters. Waters is high-pressure and self-emission ones. The reservoir pressure subject to the horizon depth is about 21,5-22,9 MPa and the stratal temperature is about 71-74 °C.

The fourth water-bearing complex is the top part of Vartovskaya and Alymskaya suites which includes sedimentations of the top part Vartovskaya and Alymskaya suites. It is widely extended and opened by all exploratory and field wells. Sedimentations are presented by alternation of sandy, siltstone, argillite and clay rocks. The thickness of the water-bearing complex is about 200-250 meters. Waters are pressure waters. The pressure ranges 16-17,8 MPa and the temperature is about 52-54 °C.

The fifth water-bearing complex is Poquire suite. It is presented by loose sand, sandstones, siltstones and clays of apt-alb-senomansky age. The thickness of complex is about 700-800 meters. It is bedded at a depth of 900-970 meters. Waters of complex are used for maintenance of formation pressure developing the oilfield. Water density under the standard conditions is about 1010 kg / cubic meter, the type of water is chlorine and calcium.

The sixth water-bearing complex including deposits of Palaeogene and Quaternary is presented by deposits of palaeogene and quaternary age. It hasn't practically studied yet. Waters of this complex are fresh, hydrocarbonate and sodium, they are used as drinking water.

There is transmissibility from 10 to 100 km²/day in Sovietskoye oilfield [5].

As a result of analysis of data of physical and chemical properties and composition of formation water we can come to the conclusion that according to Alekin's classification the chemical characteristic of formation waters of Sovietskoe oilfield they belong to the chloride class, to the calcium group. The given waters are hard waters without sulphate. The salinity with depth increases from 18,3 g/l (Pokurskaya suite) to 38,6 g/l (Vasjuganskaya suite).

Waters of the basic complexes according to hydro-geological data have stagnant nature. According to general hydro-geological backgrounds and also hydrodynamic researches, we can come to the conclusion, that the reservoir drive of Sovietskoe oilfield is elastic water drive [3].

Table

Physical and chemical properties and composition of formation water

The content of ions	Palaeozoic complex			Jurassic complex			Senomansky complex		
	Range of measurements		Aver. value	Range of measurements		Aver. value	Range of measurements		Aver. value
	min	max		min	max		min	max	
Cl ⁻ mg/l	38778,0	45112,0	42210,67	17371,0	23891,0	19733,0	7799,0	10458	9128,5
SO ₄ ⁻ mg/l	3,2	8,7	6,2	3,6	15,8	9,8	<2	<2	<2
HCO ₃ ⁻ mg/l	86,7	667,3	271,9	496,0	982,0	744,9	110,0	146,4	128,2
Ca ⁺⁺ mg/l	2738,0	4736,0	3660,8	842,6	1168,0	923,4	357,0	641,0	499,0
Mg ⁺⁺ mg/l	77,0	630,0	388,2	122,0	219,0	181,0	42,0	280,0	161,0
K ⁺ +Na ⁺ mg/l	20884,0	23574,0	22121,17	4418,0	19888,0	11098,0	4628,0	9581,0	7104,5
Fe общ. mg/l	0,20	0,28	0,23	7,8	7,8	7,8	4,2	4,2	4,2
Br ⁻ mg/l	65,0	152,9	127,4	88,9	118,3	101,0	49,6	49,6	49,6
I mg/l	5,6	7,0	6,2	8,6	8,6	8,6	4,9	4,9	4,9
pH	5,9	7,2	6,6	7,0	8,2	7,6	7,5	7,5	7,5
Density кг/м ³	1,019								
Mineralis., g/l			67			30,6			14,3

Proceeding from the table of physical and chemical properties and composition of formation water, waters of Palaeozoic complex can be rated in weak brines, chloride and sodium and calcium, neutral, thus the bromine content in them fluctuates from 65 to 153 mg/l, and iodine fluctuates from 5,6 to 7 mg/l. Waters of the Jurassic complex are chalybeate and very saline, chloride and sodium, alkaline. The bromine content upon the average is about 101 mg/l and iodine is about 8,6 mg/l. Waters of Senomansky complex are saline slightly, chloride and sodium, alkaline. The salinity of them is 14,2 g/l, and the content of iodine and bromine is less than in waters of Palaeozoic and Jurassic complexes - 4,9 mg/l and 49,6 mg/l respectively.

By gas composition of basic water points waters are nitrogen [6]. Also there are highly gas saturated methane waters of normal reducing geochemical situation [7].

Proceeding from the chemical composition [2], it is possible to say about a wide range in values of the salinity: from saline slightly to very saline according to Alekin's classification (for example, the well number 1494). The component composition is also mixed. The salinity distribution of productive layers of underground waters has also on target disordered mosaic nature. It is impossible to explain the existence of the similar irregular field of salinity from the positions of seam structure, but it can be well explained by the presence of hydrodynamic boundaries dividing productive layers into hydrodynamic blocks with various conditions of underground waters formation [4].

References

1. Kontorovich A. E., Nesterov I. I., Salamanov F. K. Etc. Geology of oil and gas in Western Siberia. – M., "Nedra", 1975. 680 p.
2. Limanova I. S. Chemical composition and physical properties of Sovetskoe oilfield reservoir waters, transaction NIL HA HAL№1.
3. Calculation of fresh underground waters operational stocks for economic-drinking water supply of oil-field objects on the Sovetskoe oilfield (Tomsk area, Hunts-Mansijsky autonomous region) (the contract № 59-nt/2006 from 27. 12. 2006) - Tomsk, 2008.
4. Surkov V. S., Kazakov A. M., Devyatov V. P., Smirnov L. V., Shiganova O. V., Ehanin A. E., Zaytsev S. P. (SNIIGT iMS), Serebryannikova O. V., Gulaya E. V. Nizhne-srednejurskie deposits of the South of Western Siberia (geochemistry, hydrogeology, oil and gas bearing formation) (IHN SO RAN)
5. Geology of oil and gas 03-04'1999 – journal
6. The map of the hydrodynamic structure of the USSR (upper hydrodynamic stage) on a scale of 1:7 500 000.
7. Gashydrogeochemical map of the zone of hypergenesis of the USSR territory on a scale of 1:7 500 000.
8. Gashydrogeochemical map of the catagenesis zone of the USSR territory on a scale of 1:7 500 000.

THE REGULARITIES OF THE ABUNDANCE OF CHEMICAL ELEMENTS IN NATURAL WATERS OF SOUTH MINUSINSK LOBE AND ITS MOUNTAIN FRAMING

K.J. Baranova

Scientific advisors professor J.G. Kopylova, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In arid areas natural waters' formation is appreciably defined by interaction of the processes of leaching rocks and concentrated evaporation. In this connection the study based on the analysis of factors hierarchy defining structure of natural waters is required to reveal the regularities of the abundance of chemical elements and assessment of ecological and geochemical conditions of waters. The main purpose is to study of the abundance of chemical elements in waters of the Southern Minusinsk lobe and its mountain framing.

The relief of studied territory is presented by the Southern Minusinsk lobe and its mountain framing, presented as Western Sayansk folded area. The region climate combines 2 zones: the humid zone in the mountain part of area with precipitations to 1500 mm and zone of scarce humidifying in the steppe part with fluctuation of precipitations about 375-480 mm.

Materials of hydrogeochemical researches of multicomponent composition of Khakassia' waters gathered by employees of TPU and TSU since 1997 are used in the work. Thanks to it the base of the chemical composition data was created. In total 133 points of natural waters testing of studied territory were used in work; notably river waters of mountain and steppe zones, underground waters, and also artificial stream of water and reservoirs that allows to retrace features of formation of natural waters composition.

Waters of the rivers in mountain areas are alkalinescent (pH = 7,4), mainly fresh with low (200mg/l) and average (200-500 mg/l) salinity. Thus salinity increases in the process of approaching rivers from mountain areas to the flat territory and varies from 18 to 389 mg/l. In whole hydrocarbon calcium type of water is typical for the mountain territory. It is caused by high degree of water cycle.

The river waters in steppe areas is more alkaline (pH = 7,8) as compared with waters in the mountain areas, mainly fresh with an average salinity about 429 mg/l. Saltish waters are found in the river Bidzha (M = 1374 mg/l), the Harasug (M = 1644 mg/l) and the Tes (M=1028 mg/l). Hydrocarbon calcium waters are the most abundant here. But such rivers as the Sabinka, the Bidzha are sulphate sodium with alkalinescent reaction of water in connection with the influence of processes of continental salting. In the rivers on the plain in steppe areas the salinity increases sharply in 4 times. At the same time the concentration of SO_4^{2-} , Cl^- , Mg^{2+} and Na^+ increases to 10 times while the increase in contents of K^+ , Ca^{2+} , HCO_3^- does not exceed 3 times. The change of chemical composition is caused by reduction of intensity of water cycle, and also processes of salting, actively progressing in the steppe part of the investigated area.

Waters of the anthropogenic surface water objects are presented by channels and precipitation tank that have mainly hydrocarbon calcium and sodium types of water. They are alkalinescent (pH = 7,8), fresh with an average salinity about 270 mg/l for channels. The exception is coal opencast mine with alkaline moderately saltish (pH = 8,7) water and salinity = 4347 mg/l. The type is sulphate sodium. Presence of the high content of $\text{SO}_4^{2-} = 1813$ mg/l, $\text{Cl}^- = 440$ mg/l, $\text{Mg}^{2+} = 129,3$ mg/l, $\text{Na}^+ = 1070$ mg/l shows that the process of sulphide oxidation and the process of evaporating concentration progress actively in precipitation tank. Underground waters change from alkalinescent (average value pH = 7,7) to alkaline with pH = 8,7 in conditions of oxidation-reduction geochemical environment. They are more mineralized than surface waters. They are presented as fresh, for example, the well in, settlement Top. Askiz with 488 mg/l salinity, the spring before the river M.Anzas with 290mg/l salinity, and weakly saltish with salinity from 1249 mg/l (a water tower near the lake Nalivnoe) to 2526 mg/l (a water pump in village Lukiyonovka). In accordance with chemical composition the magnesium calcium and sulphate hydrocarbonate waters are dominated. Traces of contamination of underground waters are observed by means of increase in concentration of NO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} in saltish waters exploited by the population.

The given data show that continental salting processes are actively developed on the territory. We can observe the regularities of the change of content SO_4^{2-} and Cl^- , appearing under the influence of intensive evaporation processes due to the change of factor $\text{Cl}^-/\text{SO}_4^{2-}$. Relation $\text{Cl}^-/\text{SO}_4^{2-}$ is variable from 0,3 for the rivers of steppe areas, 0,4 for moun-

tain areas to 0,45 for underground waters, and averages approximately 0,4 that is rather characteristic feature for arid areas. The regularities of the degree concentration change of SO_4^{2-} Cl^- relative to background values in waters of mountain areas are characterized by the minimum values in artificial watercourse and reservoirs and peak maximum in underground waters. That is caused by longer interaction of system water- rock and visualizations of continental salting processes.

Revealed hierarchy of factors and processes of composition formation waters defines an ecological and geochemical condition of the water environment. The ecological and geochemical rating of river waters on the basis of use of factor of concentration (Кс) and concentration factor on maximum concentration limit (Кпдк) has shown that the level of pollution in rivers is minimum or average. Waters of the river Teiya and the river Sabinka with the high level of pollution on NO_2^- and Hg^+ are the exceptions.

References

1. Government water entry. Volume 1. The USSR- Issue 12.- L.: Hydrometeopublish, 1985.
2. Zverev V.P. Role of underground water in migration of chemical elements.- M.:, The entrails, 1985.

WAYS OF DECREASING STRESS-CORROSION DAMAGE OF OPERATING OIL - GAS PIPELINES

A.F. Barkhatov

Scientific advisors associate professor V.I. Hizhnyakov, associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

One of the most dangerous types of oil - gas pipeline destruction is corrosion cracking under the metal stress of external cathode –protection pipe surface. Nowadays, this problem 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 [4].

According to the reference data of many authors, corrosion stress cracking develops under the influence of three factors: corrosion environment, metallurgical heterogeneity of pipe and metal stress.

The damage mechanism of corrosion stress cracking can be various. Two alternative mechanisms are distinguished: active anode dissolution or hydrogenic embrittlement. The mechanism of hydrogenic embrittlement is presented in Figure1.

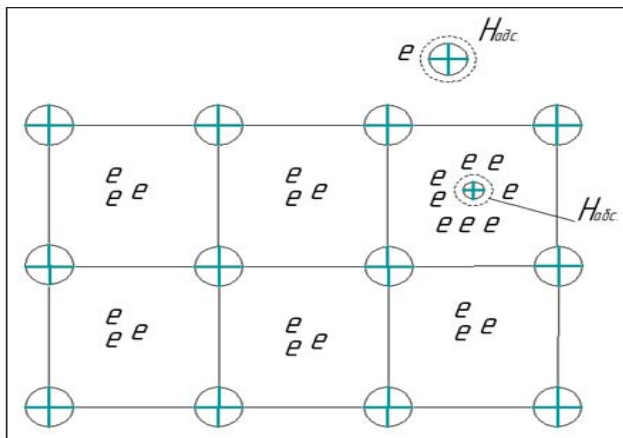


Fig.1. Model Mechanism Hydrogenic – Embrittlement

Corrosion cracking (Fig.2) is developed from the external, cathode-protected pipe surface, under the exfoliating isolation, near its bottom. As the corrosion from environment salts of coal acid (carbonates and bicarbonates) are, formed under the influence of cathodic protection currents. Such environment passivates pipe surface and general steel corrosion. In breakdown places of passivated film site locations local corrosion stress cracking develops.



Fig.2. Corrosion cracking

Stress-corrosion is often nonmetallic inclusions of the metal itself. Charles Fridrihovich Otta hypothesis shows that nonmetallic inclusions are destroyed by microbes. This is based on the fact that biological corrosion has been proved, where soil is more aggressive and stress-corrosion is more active [2].

According to analytical data of oil-gas pipeline failures including different research, it has been proved that the formation and distribution of stress-corrosion cracks on metal sections has the same durability indicators as those of basic metal and, in its turn, corresponds to the requirements of pipe delivery and, where, crack has the same durability distinct connection with the stress surface concentrators, the cracks develops on a metal surface sides with no defects, and at a distance from welded seams.

The major factors defining development and formation of stress-corrosion on main oil-gas pipelines are the following:

- quality pipe metal with "plateau" of nonmetallic inclusion accumulation more than 2, in accordance with GOST 1770-70 for individual pipes during delivery (fusion);
- presence of corrosion - active environment, its access to the metal surface, environment interaction with metal structure;
- existing level of operating stress including internal residual stress in metal structure;
- influence of soil microorganisms on "plateau" accumulations [1].

Ways of decreasing stress - corrosion

Steel pipe testing through destructive samples indicating the conditions of slow deformation (SSRT – method) in the ground with imposing protective electric potential. High stress corrosion damage probability of selected steel leads to gas pipeline repair, excluding aggressive ground sites. In this case another steel brand or artificial change of soil composition in dangerous sites are applied.

One of the basic factors of stress-corrosion of cathode - protected pipelines is exfoliation, formation of and insulation folds. In accordance to GOST 25812-83, adhesion doesn't characterize operation performance of on pipeline. The adhesion magnitude of isolation durability is more significant at the seams, as the most considerable shift loads are in these locations of the interaction between the pipeline and ground (soil). Considering, that the maximum shift durability of fine - dispersed soil where the pipeline is laid, is $2,5\text{kg}/\text{sm}^3$, adhesive durability at the seam is $3,0\text{-}3,5\text{ kg}/\text{sm}^3$ at maximum operation temperature.

In pipeline construction it is necessary to exclude isolation covering during trenching, by applying factory isolated pipes. To isolate welded seams, the most reliable and widely applied methods is thermal isolation. The most perspective application method is multi - layered factory isolation. Such isolation includes several layers or such layers, include materials (components) which have maximum isolation properties for external factors – life active sulfide – restoration bacteria, aggressive ions, gas dissolution in water.

Defectoscope (Fig. 3) is applied for external diagnostics, as internal diagnostics show only 85 % of all defects. The remaining 15 % of other defects, which are found beyond the defectoscope sensitivity are the results of the size of such defects, which, in its turn, turn along the welded seams due to the uneven pipeline surface at these locations.



Fig.3. Modern defectoscope

To repair above-mentioned pipe defects the most effective methods are: anaerobic hermetisation, polymerized composite material strengthening, welded sleeves. Anaerobic hermetics, used to fill in the defects, effectively isolate the pipeline surface from an aggressive environment and preventing further stress – corrosion development. Application of polymerized composite materials and welded sleeves lower the pressure level in defect locations, which, in its turn, prevents further formation of stress–corrosion defects.

In conclusion based on above – mentioned factors and results, it has been proved that it is necessary to decrease stress–corrosion defects on operating pipelines. The major effective methods of stress–corrosion cracking have been stated [3].

References

1. Anticorrosive Protection of Objects of Pipeline Transport of Oil and Gas: V.I.Hizhnjakov. – Tomsk: TPU, 2005. –188 p.
2. Corrosion Cracking under the Tension of Pipe Steels / M. A. Konakova, J.A. Teplinskij – Stnkt - Petersburg: 2004. – 356 p.
3. Lapinin JU.G. Problem Corrosion Cracking// Almanac of International Academy of Patents and Inventions. – Volgo-grad, 2005. - P. 278-284.
4. Protection of Pipelines Against Stress–corrosion/ A.I. Tout – M.:2006. – 345 p.

ECOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CONDITION OF THE RIVER KISLOVKA

J.A. Batozskaya

The scientific advisors professor O.G. Savichev, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

At present the problem of sewage treatment is actual because the value of pure fresh water as natural raw materials constantly increases. On application of water in everyday life and in industry it is contaminated by mineral and organic substances. Such kind of water is called sewage. There are some treatment methods of sewage: mechanical, physical and chemical, biological. Sewage is known to discharge in natural sources, namely in the rivers which are situated near the treatment facilities or water intake. One of such kind of problems is a subject of my report: the problem of waste discharge in the river Kislovka which together with others left feeders of the river of Tom forms the basic part of a drainage network Ob - Tomsk Interfluve.

When two rivers Zhukovka and Elovka interflow the river Kislovka is formed and it flows into the Tom on 51 km from the mouth. The river channel is twisting, width 4-5 m, depths in low water make 0,3-0,6 m on the shallows and to 1,0-1,5 m on reaches. The river bed, mostly, is sandy. At the settlement Timiryazevsky the river Kislovka leaves on the high-water bed of the river Tom, flows here on system of floodplain lakes and flows into the channel of the river Tom – the Burunduk. From the channel of the Burunduk the flow of the river Kislovka flows into the river Tom at the village Popadeikino. In the mouth of the river in low water we can observe the sharp falling of the bottom towards to the river Tom with the formation of chute on a site in length about 50 m. long. There is a lake Kalmatsky on the right bank of the river Tom. At present it is enclosed by a dam and it forms a pond. In spring the pump station takes away water from the river Kislovka and delivers water to the water reservoir. In summer water is used to irrigate arable lands.

The river Kislovka is the left inflow of the river Tom. Total length of the river Kislovka is 49 km. According to the character of a hydrological regime the river is supposed to be a flat river. The feeding of the river is mixed: by means of water from melted snow and rain water.

The river catches frost at the beginning of October. In spring the ice breaks up on the river at the end of April – at the beginning of May.

Without reliable knowledge of the chemical composition of river waters the impartial assessment of their quality, development and effective managerial decision making in water consumption are impossible. In connection with it the analysis of a chemical composition of the river Kislovka has been carried out. For this purpose, we have took samples of the studied object. It was supposed, that the tests would be taken near the spillway pipe which Tomsk water intake being

Table 1

The hydrological characteristic of the river Kislovka

The winter expense of average minimum 95 % of security	Mean width of the river, m	Average depth of the river, m	Average speed of a current, km/s
0,11	2,9	0,12	0,32

a branch of MUP "Tomskvodokanal" uses to discharge sewage. But by reason of bad practicability tests were taken in places being situated near the given point. Chemical analyses of water were made in Tomsk Polytechnic University in the laboratory of chemistry and water microbiology. Therefore we obtained data and made their comparison with standards for economic-drinking and fish industry purpose.

Table 2

The hydrochemical characteristic of the river Kislovka

Quality indicators	Units of measurement	Size	Standard of maximum allowable content (according to SanPiN 2.1.4.1074-01)	Standard of maximum allowable content (according to)
1	2	3	4	5
pH		7,5	6-9	
<i>Suspended matters</i>	<i>Mg/l</i>	<i>11</i>		<i>6,75</i>
The dry rest	- «-	347,5	1000	
Sulphates	- «-	10	500	100
Chlorides	- «-	16,4	350	300
Nitrates (NO ₃)	- «-	9,296		40
Nitrites (NO ₂)	- «-	0,197		0,08
Ammonium nitrogen	- «-	0,554		0,39
PO ₄	- «-	0,03		
<i>Fe (gen.)</i>	- «-	<i>4,5</i>	<i>0,3</i>	<i>0,10</i>
Manganese	Mkg/l	56	0,1	
<i>Copper</i>	- «-	<i>6</i>	<i>1,0</i>	<i>0,001</i>
<i>Zinc</i>	- «-	<i>12</i>	<i>5,0</i>	<i>0,010</i>
1	2	3	4	5
Lead	- «-	2,3	0,3	0,006
Cadmium	- «-	0,5	0,001	0,005
COD	Mgo/l	9,8		
BOD-5	мгО ₂ /л	1,6		3,00
<i>Petroleum products</i>	<i>Mg/l</i>	<i>0,54</i>	<i>0,1</i>	<i>0,05</i>
Phenols	- «-	0,001	0,25	0,001
CSAS	- «-	0,03	0,5	0,50

(We italicized the substances the size of which had exceeded the maximum concentration limit.)

In the given table results of analyses which have been selected below wastewater outfall in the river are presented. If we compare these data with data which have been selected above wastewater outfall we will receive, that data which exceed values of maximum concentration limit are equal, but their concentration will be different. The quality assessment of waters in the river Kislovka (the characteristic of structure and the properties identifying the suitability for economic-drinking and fish industry water consumption) was appraised repeatedly. The analysis of the data hereinabove, allowed to receive the generalised characteristic of river waters quality of given territory.

Macrocomponents and pH. The maintenance of macrocomponents and a mineralization of river water usually satisfies to the Russian standards of quality of water in water bodies of economic-drinking and fish industry purpose. Anthropogenic streams having formed in consequence of any emergency or carrying out of salts from the storing places of waste products are the exception. Abnormalities of standards in size pH are much often marked. Departures of pH values outside the limits of a range 6,5 ... 8,5 have well expressed seasonal nature: values less than 6,5 can be observed during the spring period when the portion of water from melted snow and swamp water increases in a water drainage; values more than 8,5 are usually timed to summer low water.

Microelements. The relative increasing of maximum allowable concentrations is typical for the river Kislovka; we can also observe the abnormalities of Russian standards for facilities of fish industry purpose in connected with the content of suspended matters, copper, zinc, petroleum products.

Biogenic substances. In connected with the content of ammonium nitrogen, iron and nitrates the quality of river waters with probability more than 20 % mismatch the specified standards of fish industry water consumption. The exceeding of MAC_p and MAC_{x-n} in connected with the content of phosphates, nitrates and silicon in the waters of the river Kislovka are rare enough or are not observed at all.

Organic substances. The content of petroleum products, phenols, values COD and BOD₅ are the indicators where the Russian standards of fish industry and economic-drinking water consumption (probability of the exceeding more than 20 %) are very often broken.

Approaches to the improvement of quality of natural waters. It is established, that river waters of the Kislovka in whole don't fall short of accepted standards of fish industry and economic-drinking water consumption in Russia practically everywhere. It was marked during the whole period of the observation. As the investigations have shown that the similar situation is caused by complex action of natural and anthropogenic factors, and the unorganized receipt of substances from territory of settlements, roads, working spaces and the fallout of substances from polluted atmospheric air are of have great importance among anthropogenic factors. Therefore, to decrease the negative effect of economic human activities on water bodies it is necessary not only to improve the purification of sewage, dumped on the existing concentrated releases, but also to organise wide-ranging equipment of water protection zones with the necessary facili-

ties, to lower the level of atmospheric air pollution, to carry out erosion-preventive actions on the water - collecting areas and on the bank of the river, and also to drain storm waters from residential area to the treatment facilities. Carrying out these actions it is necessary to take into account the regional features of conditions of the water drain formation and a chemical composition of river waters. Besides, taking into account the economic situation which has developed in the region and rigorous enough climate, in our opinion, to purify sewage treatment, especially in a countryside, it is necessary to use physical and chemical and mechanical processes of purification more widely. This will make it possible to decrease expenses to carry out the nature conservation procedures without detriment to their efficiency, and the release funds can be used to increase the control over observance of the nature protection legislation.

The considerable anthropogenic effect on the chemical composition of river waters are sure to visualize. The degree and nature of the influence of economic human activities on the content of one or other components are unequal. In a less degree it has an impact on the mineralization, the content of Ca^{2+} and HCO_3^- , farthest it has an impact on the level of the content of some organic and biogenic substances, and first of all in many cases there is an activation of already existing migratory cycles of substances.

References

1. Savichev O. G, Shvartsev S.L., Quality of river waters and the problems of management of water consumption in the river basin of the Tom. Computing technologies, volume 11, part 2, 2006.
2. Savichev O. G The rivers of Tomsk region: condition, using and protection. Tomsk: Publishing house TPU, 2003. 202p.
3. Savichev O. G, Kuzevanov K.I., Khvashchevskaya A.A.Yankovsky V.V. Methods of calculation of allowable dumps of polluting substances in superficial water objects of a land. Part 1. Tomsk. Publishing house TPU, 2008. 99 p.
4. СанПиН 2.1.4.1074-01 "Potable water. Hygienic requirements to quality of water of the centralised systems of the centralised drinking water supply. Quality assurance».
5. Conditions of the licence for the right of use of water object (the river Kislovka) for the purpose of dump of sewage

SORBENT PRODUCTS FOR OIL-SPILL CLEANUP FROM WATER SURFACE

O.L. Blokhina

Scientific advisors associate professor N.V Chukhareva, assistant O.V Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Considerable scales of the organic compounds, which are flowing to environment after development of oil and gas resources; lead to this kind of pollution becomes actual contamination for many areas of oil extracting. Nowadays pollutants are eliminated by various ways such as mechanical, physical, chemical and biological. Sorption is one of the effective physical methods which in the course of multistage clearing makes it possible to decrease level of concentrating petroleum in water [1].

Nowadays, plants produce various types of sorbent products which are based on peat, clay, wood scrap, chaff, synthetic fibers, etc. At large, all sorbent products can fall into two broad categories, such as natural and artificial. [2]

Now therefore, the purpose of the work is to reveal effective, accessible and cheap sorbents and methods of increase their oil spill cleanup abilities.

In view of this, carry out an experiment. On equal, in amount engine oil empties popular sorbents: wood scrap, peat sorbent and rubber granules. Samples let alone at the same time. After that, clear the cuvette with the assistance of brush. Only peat sorbent deals successfully with the task to eliminate oil spill [3].

Consequently, a particular interest as the basis of cheap, accessible and effective sorbents represents peat. In order to reveal facts, which are increasing sorbent qualities, delve deeper into a cell and learn, how peat eliminates oil.

There are six different stages of a process in a peat capsule. Picture (a) depicts the beginning stage, cell in hydrophilic condition. It absorbs water 20 times heavier of its own weight, which is a negative feature to sorbent, since it notably decreases buoyancy and oil capacity. Next picture (b) shows an example of a peat capsule in hydrophobic condition after treatment. It encapsulates hydrocarbons and blocks water intrusion. Humic acid catalyst is marked by green color. It's a very important part of biodegradation. The following stage of the process (c): a capsule begins uptaking oil. There hydrocarbons are marked by red color. Picture (d) shows a cell with humic acid and microorganisms that split hydrocarbons. Microorganisms are marked by red little dots. After biodegradation (picture (e)) a capsule is transformed to hydrophilic condition and begins to encapsulate water (picture (f)). At this particular time man must gather work-out sorbent. Otherwise, it will be drowned [3].

Consequents of analyzing data show that sorbing ability directly depends on the peat type, degree of decomposition, the size of granule, buoyancy, humidity and others [1].

Essential influence on properties of peat as sorbent is concentration of cindery elements. The indicator of ash factor depends on type of peat and degree of its decomposition. From the investigated peat [4] with various specific structures, the greatest quality in relation to oil is characterized unolder (5-10 %) forest moss and grass fen peat with sponge and fibrous structures.

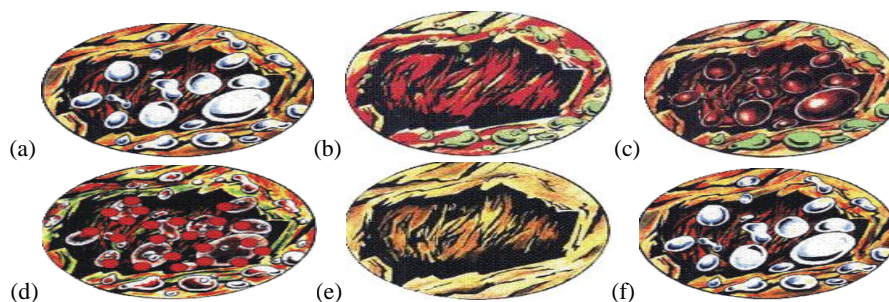


Fig. Processes in a peat capsule

Another important factor influencing the quality of peat sorbents is the size of granules. The maximum of sorbing ability fall at small fraction. However, it is necessary to note negative factors of use of fine grained (less 0,63mm): formation gelatinous substance on a surface that complicates its recovering; high degree of dispersion even at a small wind. The optimum combination of fractions is the parity of average fraction to small [5].

The necessary characteristic of the sorbents, which are applied to eliminate oil spill from a water surface is their buoyancy. This parameter directly depends on physical influences (including thermal). As optimum following parameters of heat treatment are chosen [5]: 270-300 °C, duration 4h, 100% buoyancy during 24 h and oil capacity 7-8 g/g.

Research [1] shows that reduction of humidity promotes increasing oil capacity: the greatest absorbing abilities possess peat, which has been dried up to humidity of 5-10%.

To regulation of properties of sorbents apply also other physical influences: magnetic, electric, influence by currents of high frequency etc. In the majority of researches [7, 8] the greatest effect is reached with the use of thermal influence at temperatures of processing to 300-340 °C, in 3,5-5h (more often without access of air)

The data used in this work shows that peat is the most competitive in relation to other oil sorbents. It is not only cheap, accessible and effective, but also a non-polluting material. During work effective methods of increase sorption abilities of the peat sorbents used at eliminating oil-spill from a water surface are revealed:

- unolder (5-10 %) forest moss and grass fen peat with sponge and fibrous structures;
- hydrophobized own components [6]
- dried up to humidity 5-10%;
- ground till the size of particles of 0,5-2 mm;
- thermally processed: temperature no more than 320 °C, 3,5-5 h, without air access.

The received peat sorbent possesses the following characteristics: sorption capacity in relation to oil 8 g/g; time of saturation by oil to limiting size of 5-10 minutes; selectivity in relation to oil in system oil-water of 90-95 %; buoyancy – more than 30 days.

References

1. Новоселова Л.Ю., Сироткина Е.Е. Сорбенты на основе торфа для очистки загрязненных сред (обзор) // Химия твердого топлива, 2008. - №4. - С. 64-77
2. Бордунов В.В., Бордунов С.В., Леоненко В.В. Очистка воды от нефти и нефтепродуктов // Экология и промышленность России, 2005. - №8. - С. 8-10
3. <http://terra-ecology.ru/> - сайт поставщика торфяного сорбента. Канада
4. Бурмистрова Т.И., Алексеева Т.П., Середина В.П. Исследование свойств торфа для решения экологических проблем // Химия растительного сырья, 2009. - №3. - С. 157-160
5. Тарасова Т.Ф., Чапалда Д.И., Абдрахимов Ю.Р. Применение резиновой крошки в качестве нефтяного сорбента при аварийных разливах нефти (на примере Оренбургской области) // Вестник ОГУ., 2007. - №4. - С151-157
6. Гридин О.М., Гридин А.О., Муратов В.Ю., Муратов Е.В. Способ получения гидрофобного сорбента // Патент на изобретение № 2214859
7. Исприян С.Р. Способ получения сорбента для очистки воды от легких нефтепродуктов // Патент на изобретение № 2270718
8. Гридин О.М., Гридин А.О., Дружинин В.Л., Зорькин А.М. Способ получения гидрофобного сорбента // Патент на изобретение № 2185236

ANALYSIS OF FAILURES IN STEEL VERTICAL RESERVOIRS

O.S. Bogdanova, M.D. Gulyaeva

Scientific advisors associate professor A.L. Saruev, assistant O.V. Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Steel vertical reservoirs (SRV) and reservoir parks for the oil, petrochemical industry and the enterprises of oil and petroleum products are their main technological objects. They are designed to provide reliable operational complex oil field - oil - oil refinery - oil products pipeline – oil sales depot - consumer.

Reservoirs for oil and petrochemicals are still among the most dangerous objects, despite the definite progress, achieved in the last years in reservoir construction. It is connected with a range of reasons, among which the most widely-spread are high explosion risk of the stored product, large-scale constructions and extended welded joints, which are difficult to control lengthwise, imperfect geometric shape, irregular base setting, major displacement of the wall, particularly in the zones of geometric distortion of a project form, high velocity of corrosion damage, low-cycle fatigue of individual zones of the construction wall, a complex nature of construction load in the zone of a chime joint in combination with practical absence of continuity control of these joints, and others.

To ensure high reliability and safety of reservoirs located in the long-term use (more than 20 years), as well as to determine the individual residual life of the reservoir, technical diagnosis of all its elements must be timely completed.

To prevent possible major accidents on tanks, not only the sources of their origin should be investigated, but also an analysis and systematization of cases of major accidents of reservoirs and their causes is required. It demands the accumulation of statistical data about defects in the construction of reservoirs operated for a long time, the development of innovative methods of repair to prevent accidents, and premature decommissioning and dismantling suitable for further exploitation of reservoirs.

Such an approach to solving this very important technical problem would save large sums of money in the financial and material terms, and more efficiently use capital assets of fuel and energy complex, including reservoir parks.

Causes of accidents of steel vertical reservoirs.

According to the data of all reported cases of accidents the fourth part of them falls on fires and accidents related to violation of the integrity of the tanks. Of that, half of the accidents grew to a catastrophic level. Several damages occurred in the hydraulic test. Emergency disclosure of tanks in more than 60% of cases occurred due to the devastation of the most loaded constructive element - the node connections with the bottom wall of the tank.

In other cases (25%) the destruction was the result of an implosion of the fuel vapor. In this case the separation of wall of the tank from the bottom and then turning over or flying tank surface to 70 meters. Analysis of instantaneous destructions of tanks that had occurred in England, the USA, Japan, the Netherlands has shown that the cause of destruction is the formation of brittle cracks in the shell [3].

Table

Most widely-spread reservoir accidents revealed by statistic data analysis for the last 30 years

Fragile breakdown (63,1 %)	Explosions and fires(12,4 %).
Causes	
Weld faults (Fig.1.)	Hydrodynamic product expiration
fissures	Fires at reservoir clearing and repair
temperature	
Steel properties	
Faults of corrosion nature (Fig.2.)	
Complex causes	
<ul style="list-style-type: none"> • Fault presence; • Base setting of the steel vertical reservoir (SVR); • Natural environment impact; • Violation of project requirements and reservoir exploitation conditions, failure to comply with safety instructions. 	

SVR breakage of 2000 m³ by capacity in Ivanovskaya Region. In accordance with the project, the reservoir wall was made from low-carbon steel VSt3sp-5. From the presentation fragment of the destroyed reservoir, it can be seen that for production of the wall plates of different sizes were used, which the violation of the project is. Moreover, the requirements to steel choice are not observed. At the moment of the accident, the wall temperature was higher than the ambient temperature. It was stated the fissure had originated in the joint of the wall with the bottom in the weld seam, by means of which the assembly opening, not specified by the project, was sealed. On the vertical weld seam the fissure crossed the first belt, distributed by the horizontal seam of the assembly opening and passed to the basic steel of the second belt. Destruction of the second and subsequent belts on the basic steel was accompanied by the slant fracture, which is the indication of the ductile crack. The path of the crack is shown in Fig.3.



Fig.1. Irregularities of geometric shape in the assemblage [3]



Fig.2. Corrosion faults of the lower belt and bottom in combination with the base setting. SVR 3000m³ [3]

An example of fragile breakage of the steel vertical reservoir (SVR):

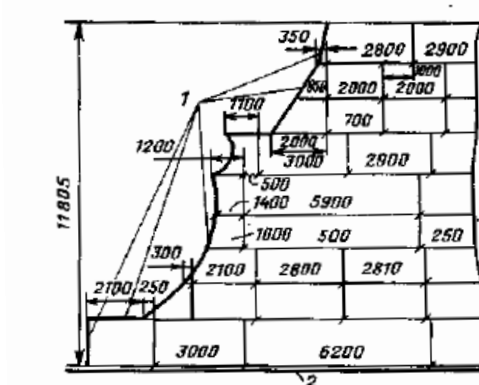


Fig.3. The presentation fragment of the destroyed reservoir, 2000 m³ by capacity, path of the crack.[2]

Since the crack propagation to the generator wall, the wall of the occurred at an angle of 45 degrees shell as a result of this detached from the bottom. This reactive force caused by the flow of oil products mater, partially unfolded the wall, as it was not completely cut off from the roof. The results of the study and analysis of the surface of cracks make it possible to conclude that the accident was caused by the appearance of fragile shell cracks in the weld mounting aperture [2].

A detailed examination of acts of accident investigation of reservoirs over the past 30 years, and data analysis of sheets show that in 38 cases out of 44 there was a differential settling foundation, which in combination with other factors caused the destruction. It is difficult to judge the proportion of the influence of settling and other factors since

there is no real picture of the tank settling. Nevertheless, a number of cases where the cause of the destruction was only settling is known. In one case, it was a different-sized settling of the reservoir body and pipelines, which resulted in separation of the latter from the wall, and further break of the wall, in the second case - differential settling, reaching 320 mm, leading to rupture of the wall and complete destruction of the reservoir, in the third - differential settling, leading to rupture of the bottom. This is also indicated by the results of observations of foreign researchers.

In the world practice of steel reservoirs application, the cases of tank damage are known, caused by erratic bottom breaks. To such accidents refer breaking the bottom of 10 m with opening of 0,15 m at the Corporation Mitsubishi reservoir (Japan, 1974), two accidents at the storage depot near London, a few accidents on the tank park of company ESSO (g.Fouley, England). It is characteristic that at reservoir parks in Fouley the first accident occurred during their trial (1955). The reason for the destruction of the bottoms of reservoirs was a big local drawdown basis. In the early 70-es there were three more major accidents with reservoirs with a diameter of 53 m of new construction. Two tanks filled with water, one with oil. One out of the damaged vessels in the test received on average settling, equal to 254 mm and the peripheral area of settling on the bottom of the section by width of 2.0 m from the wall to the center - 150 mm, while on not destroyed parts of it amounted to 40-50 mm [2].

Safety and reliability increase when operating reservoirs:

- Structural and technological measures to increase safe durability of reservoirs are initiated on the stages of projecting, producing and assemblage;
- Application of fine-grained steel with high resistance to fragile breakages;
- Obtaining of high-quality joints with minimal plastic deformations;
- Increase of a quality of cuttings-in of openings for inner equipment assemblage;
- Compliance with regulations of operations on filling and discharge of petrochemicals, updating of underseal and performance of current examination with a view to identifying their factual quality
- Regular expert examination of reservoirs.

Every year, the number of accidents on the reservoirs increases. A great number of reservoirs has reached the end of their service life. Danger of arising accidents is estimated by the gravity of damage, which depends on the accidents' development. The maximum number of accidents takes place in the first 5 years of operation and after the standard life time. The major causes of the case durability damage are welded assembly faults, steel fragility, temperature drops, irregularity of cases geometry, corrosion damages, project miscalculations and others. In order to prevent enumerated faults, it is necessary to raise requirements to the quality of reservoir production and implementation of state-of-the-art equipment.

The problem of safety enhancement of reservoir constructions should be solved on all the stages of project work, production, assemblage, testing, operation and diagnosis.

Exposure of mode of deformation of SVR carcasses, development of assessment measures of technical state and implementation of efficient strategy of reservoir parks operating on the basis of preventative and management measures on abolition of consequences of emergency situations are of greatest priority.

Identification of the real stress-strain state of load-bearing structures SVR, the development of methods and tools to assess their technical condition, the development of strategies for the effective operation of reservoir parks on the basis of preventive procedures and organizational and methodological activities in the aftermath of man-made emergencies are a priority and urgent task.

References

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.
3. <http://belchemoil.by/news/np2009/np.2009.03.str.68-71.pdf>

OIL-AND-GAS INDUSTRY TRENDS IN TOMSK REGION

J.A. Bolsunovskaya

Scientific advisor senior teacher V.B. Romanyuk, associate professor, L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The distinctive feature of mineral and raw material base in Tomsk region, is the predominance of hydrocarbons raw over the other kinds of natural resources.

42 enterprises (36 of them have exploitation licenses), realize exploration work and oil-and-gas recovery in Tomsk region.

From 2004 till 2006 in Tomsk region, which takes the third place in hydrocarbons raw production in West Siberia, the stable decrease in hydrocarbons raw production was observed. Some unstable stabilization of size of production was outlined in 2007-2008.

The reason for stabilization is the increase of the number of exploitation enterprises (license holders). The major reason of unstable position with oil recovery levels (which was and remains now) is the absence of new researched territories with the proved adjournment prospectivity on the maintenance of raw hydrocarbons congestions where license holders could leave with prospecting works and the justified risk of the capital investments. Therefore one of the perspec-

tive direction in the increase of mineral – raw materials base of hydrocarbons is the development of new territories, unexplored oil-and-gas bearing complex and detection of untraditional oil and gas traps, where the discovery of large and medium size hydrocarbon deposits are expected.

Financing of exploration work is realized by the Federal budget. In 2008 the Federal budget spent 422,901 million roubles for development. As for the level of prospect drilling in 2008 it, in spite of overall reduction, formed 110 000 running meters. Therefore this level is high enough and allows to provide the reproduction of hydrocarbon reserves.

Financing of exploration work at the expense of the license holders means in 2008 amounted 6 billion 692 thousand roubles that considerably exceeds activities of the previous years. In 2009 it is planned to allocate 7 billion 286 million roubles.

Thus, having analysed the situation in exploration work within last 10-15 years it should be noted that the periodicity of recessions-rises in geology is approximately 4-5 years.

In the present economic situation the bottom "peak" of branch recession is expected to be at the end of 2010 - at the beginning of 2011. The stabilization is expected to be in 2011 and it is planned to come out of a recession at the end of 2011 – at the beginning of 2012.

It is necessary to note, that it is not the hardest period for geology (comparing with present state) as it is not the first, and the enterprises are relatively adapted to the similar economic conditions. Meanwhile, it is necessary to keep the positive stock collected during the last rise.

In present economic state it would be useful not to retract completely new projects and to accept for execution scientific research works having the aim to generalize the turned out material and to define the further directions of exploration work. Scientific research works have rather small cost, that at present is critical, and by the moment of crisis overcoming the estimation of concerning prospects of oil and gas territory would be already given and directions of the further works would be formed. This approach is reasonable both for works due to the federal budget, and also due to license holders.

Thus investments play the important role in further development of oil-and-gas branch. Investments in oil and gas producing branch are carried out in following directions:

1. Capital under the section «mining operations»: development drilling, design and survey works, construction, oilfield construction, ready-to-operate equipment, intangible assets.

2. Investments under the section «rendering of services (exploration work)»: exploration drilling, seismic survey, scientific and research works.

The investments in basic capital under the section «mining operations» increased in 2008 and made 24172 million roubles against 20290 million roubles in 2007.

Investments into exploration work from the Federal budget of Tomsk region are presented in table 1.

Table 1

Exploration work investments from the Federal budget of Tomsk region

Types of work	Showing							
	2004	2005	2006	2007	2008		Forecast 2009	
					mln. rbl.	specific weight, %	mln. rbl.	specific weight, %
Amount of exploration work financing, mln. roubles including:	92,39	289,66	509,23	438,65	375,848	100	245,178	100
Seismic survey	68,0	85,16	68,347	173,65	350,884	93,358	221,178	90,211
Drilling	24,39	200,0	283,0	265,0	4,96	1,32	*	*
Scientific and research work	0	4,5	2,833	0,0	4	1,064	*	*
Additional investigations			155,0					

Thus, the investment growth into a fixed capital and in geological prospecting proceeded in 2008, though the rates of growth decrease. If the sum of investments made more than 27 billion roubles in 2007 that exceeded the index of the year 2006 in 65 %, and in 2008 it made about 31 billion roubles, that is it increased by only 15 %. This parameter is growing for the present also due to small license holders. In 2009 the volume of investments is planned to be 21 billion roubles in other words 68 % to the level of 2008. It is necessary to note, that decrease in the volume of investments in 2009-2010 was expected, but not so sharp.

The significant part of the budget is made from the oil-and-gas industry tax. Revenue taxes in the consolidated budget of Tomsk region, form economic activities «Mining operations», made 5573,9 million roubles in 2008 and it essentially more than in 2007 (4051,3 million roubles) [1].

OJSC "Tomskneft" is the basic oil-producing enterprise in Tomsk region. The enterprise carries out oil and gas recovery, explores oil fields, conducts geological exploration, exploration, surveyor, topographic, cartographical works, and it is engaged in field arrangement. Taxes at rate 3475308 thousand roubles, extraction of minerals tax at a rate of 1323243 thousand roubles acted in the budget of Tomsk region in 2008.

Table 2

Comparative dynamics of license holders' tax revenues in the budget, in thousand roubles

Kind of tax	Tax proceeds of license holders			
	2008	2009	Alteration	
			Thousand roubles	In %
Extraction of minerals tax	1323243	597234	- 726009	- 54,87
Regular outgoings for using minefield	3653	3302	- 351	- 9,61
Profits tax	1143289	591585	-551704	- 48,26
Property tax	735430	817084	81654	11,1
Transport tax	3363	4338	975	29
Income tax	266330	270700	4370	1,64

In 2009 planned tax charges make 2284 644 thousand roubles and it is less on 34,3 % than it was in 2008. It is connected with world landside of oil prices. The interrelation of oil price and tax proceeds will be considered further.

The analysis of oil-and gas industry trends in Tomsk region shows that in connection with world landside of oil prices production and mainly the investment of branch were reduced. In its turn it has led to decrease of license holders' tax proceeds in the budget [2].

As a result it is possible to tell that despite of significant tax revenues decrease in the budget branch has quite positive perspectives of development. As it has been told above the ventures are rather adapted for similar situations, therefore now is expedient to work with new projects by means of the turned out material and also to apply the new technologies allowing to reduce costs.

References

1. Romanenko A.A. Geological survey development in Russia [Electronic resource]. URL <http://www.mnr.gov.ru>.
2. Balance of OJSC "Tomskneft" VNK work for 2008 and plans on 2009r. URL <http://www.e-dislosure.ru>.

CRUDE OIL PROSPECTS OF THE NORTH-TATAR ARCH RESIDUAL SOIL AND CRYSTALLINE BASEMENT TOP PROFILES

M.V. Brendin

Scientific advisor professor I.N. Plotnikova
Kazan State University, Kazan, Russia

The problem of the North-Tatar Arch oil capacity, despite termination of active geological exploration inside it in the late 70-s, never ceased to be an interesting issue of research for geologists. The compilation of accumulated geological and geophysical information and appraisal of geological exploration results has been done in 1990-s. The results allowed to come to a conclusion that it's too early to refer to the territory of the North-Tatar Arch as to an oil-prospectless one. But all of the mentioned works referred, primarily, to sedimentary mantle – Devonian and Carbonic productive sediments.

In recent decades, concurrently with information accumulation on oil prospects of crystalline basement residual soil, a problem of Pre-Cambrian deposits exploitability on the territory of Tatarstan became the topic of all-round investigation. A number of researchers (Lobov, Gatiyatullin, Kaveev and others) have repeatedly pointed out that favourable lithologic-and-facies conditions exist in Tatarstan for the formation of oil-and-gas accumulation in top profiles of crystalline basement, as well as in residual soil deposits.

Taking into consideration the fact that lithologic-stratigraphical profile of sedimentary mantle in the given region has specific characteristics that differ from those of the South-Eastern part of Tatarstan, at the present time it turned out reasonable to study the development features of seals laying directly on eroded projection of crystalline basement, on basement residuum development sections with depth varying from 1-2 to 20-25 m. Those researches may serve as a basis for oil prospects estimation of the North-Tatar Arch crystalline basement.

According to the generally accepted views, residual soil is a continental geological formation formed on ground surface as a consequence of source rock modification under the influence of liquid and gaseous atmospheric and biogenic factors. Depending on location of bed rock alteration products the relict residual soil, redeposited residual soil and infiltration residual soil have been distinguished.

Formation of residual soil depends on a number of bioclimatic, geological-structured and geomorphological characteristics, hydrogeological conditions, as well as on source beds structure and their transformation period. However, climate has a global value. Surface distribution of warm and moisture resources determines the latitudinal zonality of location of main genetic types of residual soil, lateritic belts and provinces formation. Within the belts geological-structure and geomorphological features determine extension of various facial types of residual soils, while its mineral composition depends on source rocks composition.

According to occurrence mode an areal residual soil has been distinguished, which overlays bed rocks with continuous cover of several tens of centimeters to tens of meters depth, and linear residual soil elongated in one direction alongside tectonic deformations or contact rocks and penetrating fissures at a greater depth reaching 100-200 m, and in

some cases even 1500 m. The interrelation concept of near-surface, areal and deep seated fissured residual soils has been introduced by I.I Ginsburg (1940-1958) and developed in the works of other researches.

Industrial oil and gas accumulation in residual soils of folded basement have been known in several world's regions. More than the half of all reservoirs that partially or totally are related with crystalline basement rocks, are in transformed or breached crystalline rocks, especially in their residual soils. Reservoirs of the Western Siberia should be mentioned separately, there residual soil rocks along with non-transformed crystalline basement rocks and sedimentary cover deposits make a single oil and gas accumulation reservoir. It has been most closely considered in works of V.B. Porfirjev and V.P. Klochko, 1981, V.B. Porfirjev, V.A. Krayushkin and others, 1987, E.G. Juravlev and T.A. Lapinskaya and others, 1973, 1976, I.N. Plotnikova, 1987.

The existing examples allow us to assume availability of following oil and gas accumulations in the Volga-Ural province:

- within the mass of crystalline basement in linear deep seated fracture residual soils;
- on the surface of the basement under thick leakless clay cap rock;
- in the form of solid accumulations in residual soil rocks, crystalline basement and sedimentary cap cover.

According to E.G. Juravlev (1963), the prevailing development of two types of residual soil profiles has been found on the territory of Tatarstan:

- 1) predominantly kaolinite- hydromicaceous;
- 2) hydromicaceous -kaolinite.

Besides, montmorillonite and hydrochloride types of residual soil profiles have been met rarely, they are confined to base rock massifs. Collecting properties of soil have a wide range, that's why they may serve both as reservoir and cap for accumulations of oil, gas and water.

Analysis of crystalline Pre-Cambrian petrographic composition and its feature comparison with the data of geophysical research and the modern topography of crystalline basement allowed specialists to single out a number of big ancient blocks possessing both common and characteristic properties even at the early stages of investigation of basement of Tatarstan. According to B.S.Sitdikov (1968), the territory of the central part of the North-Tatar Arch is adequate of the Kukmor high or macroblock of crystalline basement, which is limited by the Kama fracture zone on the south, by Kazan-Kirov avlakogene - on the west, by Mari-Turek depression - on the north, and by Elabuga-Mozhga block on the east, which, following the modern knowledge about tectonics of the given region is a south-eastern flank of the North-Tatar Arch.

Following the fracture-block structure scheme of the territory, introduced by V.P.Stepanov on complex of geological and geophysical data and drilling results, the North (Kukmor) macroblock of basement is the most raised one in the system of other blocks surrounding it, and has average absolute marks within the limits of its brow - 1500 m, - 1600 m, the lowest of which reach - 1475 m and - 1488 m.

Following the results of examination and restoration of early Pre-Cambrian tectonics of basement developed by T.A. Lapinskaya, S.V. Bogdanova, A.V. Postnikov and L. P. Popova, the territory of the North-Tatar Arch refers to the Kama-Vyatka linear zone and may serve as a fiducial object for characterizing tectonic elements of the discussed type. Three comparatively well-described due to drilling tectonic elements may be singled out in the structure of the Kama-Vyatka zone (west-to-east): the Sviyazhsk granitoid massif, the Kazan granulite-greenstone region and the Vyatka granitoid massif.

The problem of oil capacity in residual soils and upper profile of crystalline basement of the North-Tatar Arch has been formulated as far as in 1970-s by Lobov and others. Afterwards the necessity of oil prospects estimation of the studied territory residual soils and basement was many times mentioned by N.S. Gatiyatullin, I.Kh. Kaveev (1995), while in recent years the possible, potential oil capacity of upper decompressed zones of basement was mentioned by N.N.Christoforova (1997, 1998) on the grounds of temperature surveys.

In 1960-70-s, when active prospecting was held in the North-Tatar Arch, deep exploratory wells on basement have not been drilled yet in Tatarstan. Within those works the rocks of residual soils and basement were initially referred to as certainly unproductive. That's why for the most of wells gas logging stopped as soon as drilling reached the roof of basement, drilling was performed on heavy-textured mud fluid of 1,23-1,24-1,28 /cm³, collector zones pointed out in many wells, following well survey, weren't investigated at all, or were tested using the Complex of Instrumental Researches-146 (formation tester set), which, as it was detected later, gave practically no results when testing the crystalline basement objects.

I.N. Plotnikova and I.Kh. Kaveev (1999) have investigated the results of survey materials of wells located in the zone of Kynov-Sargaev sediments productive strata thinning, i.e. distributive province of cap above crystalline basement. On the grounds of this analysis they came to a conclusion that oil migration traces actually exist in sedimentary strata laying in Palaeozoic complex base, as well as in crystalline rock of residual soils and basement. The type of gas indication changes in due depth, heavy homologous compounds appear in lower profile, in some cases, in a number of wells gas indication does not reduce at entrance in crystalline rocks, and even slightly increases in some of them.

The analysis of well survey data also gave grounds for supposing that decompressed zones exist in upper profile of basement. It has been found that most of wells with presumptively found reservoirs in basement, and uprise oil-migration traces are confined to swell-like zones and highs of crystalline basement, and to their flanks and downfold flanks. It's worth noting that almost all those wells are located within north-east areas of Urkush and Kabyk-Kuper swell-like elevation, and western part of Saby-Troitsk swell-like elevation. Two alike wells have been recorded within Kovalichuchinsky swell [1].

Judging by the above-stated results the most prospective part of the North-Tatar Arch in terms of investigation of residual soils and crystalline basement oil capacity is Urkush and Kabyk-Kuper elevation, as well as eastern edge of Tulyachi downfold. Such areas as Takanysh downfold, Kukmor and Troitsk highs, and a downfold dividing them with its prospective edge zones also seem to deserve attention.

References

1. Gatiyatullin N.S., Plotnikova I.N. Crude oil prospects estimation of the North-Tatar Arch residual soil and crystalline base-ment top profiles. – I. Unconventional collectors and problems of their development, Kazan, 2004, vol.1, pp. 66 – 68.

CHARAKTERISTIK DER ERZHALTIGEN METASOMATITEN UND STOFFZUSAMMENSETZUNG DER ERZE AM STANDORT NACHODKA (AMUR-REGION)

A.I. Buschmanow

Wissenschaftlicher Betreuer Professor A.F. Korobejnikow, Dozentin L.S. Ratner

National Forschungs Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Während des Fachpraktikums auf der Basis der OAG «Amurgeologia» war ein reichhaltiges Tatsachenmaterial in Form von schriftlichen und graphischen Daten gesammelt. Anhand dieser Daten wurde die wissenschaftliche Forschungsarbeit durchgeführt. Im Laufe der Arbeit unter Feldbedingungen am Standort Nachodka, der auf der Apsakansky Fläche im Norden des Tydensk-Bezirktes der Amur-Region liegt, wurde eine Musterkollektion gesammelt. (Der Standort ist dem Vorkommen Bamsky analogisch).

Das Ziel der Forschung war die Bestimmung der Mineralassoziationen, der textuell-strukturellen Besonderheiten der Erze und der Genesis des Abschnitts Nachodka. Im Laufe der Forschungsarbeit wurden solche Methoden verwendet wie die visuelle Strukturanalyse, kristallisch-optische Analyse.

Auf Grund des makroskopischen Studiums der Erznebergesteine waren ihre Texturbesonderheiten bestimmt. Die Zusammensetzung der Gesteine ist als magmatisch, unter den Bedingungen der Metasomatose verändert festgestellt. Es wurde auch der quarzaderige Erztyp mit Sulfidmineralisierung bis zu 70% bestimmt. Es sind die Hauptmineralassoziationen der Erze des Abschnittes entdeckt und klassifiziert. Anhand der Auflichtmikroskopie- Methode sind die strukturellen Besonderheiten der Sulfide bestimmt. Die Hauptsulfiden sind Sideropyrit, Chalkopyrit, Galenit und Giftkies, die übrigen Mineralien gelten als untergeordnet.

Die morphologischen textuell-strukturellen Besonderheiten der Erze ließen einige paragenetische Sulfidassoziationen auswählen und die Reihenfolge ihrer Bildung bestimmen.

Charakteristik der erzbegleitenden Metasomatiten: Am Standort des Aufsuchens werden die Erzbildungen in den Graniten des Chubachinsk Komplexes lokalisiert. Sie sind mit unveränderten Graniten mit 2 Phasen-Intrusion vorgestellt. In der Nähe der Vererzung fängt das Gebiet der metasomatisch geänderten Gesteine an. Als Ergebnis der Gesteinsanalyse habe ich eine Vorerzzone und eine erznahe Zone der Metasomatiten ausgesondert.

Die Vorerzzone ist mit Kalishpat-Albit-Metasomatiten vorgestellt. Es ist das Anfangsstadium der metasomatischen Transformierung des Granitsubstrates. Für das Substrat ist die Albitisation der Plagioklaskörner und schwache Serizitisierung der Kalispatkörner kennzeichnend. Die Bequarzung in dieser Zone kommt in der Praxis nicht vor. Die Struktur ist lepid-granoblastisch. Der Aufbau ist mit Quarz – 25-40 %, Kalium-Feldspat bis 50 %, Plagioklas 10-15 %, Albit bis 10 %, Biotit bis 2 % vorgestellt.

Erznahe Zone ist mit Quarz-Serizit-Metasomatiten und Beresiten vorgestellt. Makroskopisch sind Quarz-Serizit-Metasomatite gelblich-graue, mittel- und feinkörnige Gesteine. Die Gesteinsstruktur ist massiv. Für Quarz-Serizit-Metasomatite ist die folgende quantitative Mineralzusammensetzung charakteristisch: Quarz – 25-30 %, Serizit – 30 %, Hydrogoethit – 0-40 %, Kaliglimmer - 0-3 %. Die Gesteine sind quarziert. Im Quarz werden zwei Generationen beobachtet.

Die erste Generation bildet die Hauptmasse. Der Quarz wird in Form der unregelmäßigen Körner mit durchschnittlichem Durchmesser von 0,4 mm beobachtet. Die Quarzauslöschung ist wellig. Die zweite Generation ist als umkristallisierter Quarz in Form der stengeligen Aggregate vorgestellt. Die maximale Korndimension des Quarzes erreicht 2,5 mm, die mittlere – 0,1 mm. Die Quarzauslöschung ist wellig und mosaikartig.

Der Serizit kommt als schwachorientierte Schuppen vor, die intensiv Kalispat ersetzen. In einigen Stellen bleiben Schuppenkörner des Kaliglimmers erhalten.

In den von mir im Erzvorkommen Nachodka entnommenen Beresiten ist nur das Anfangsstadium festgestellt. Für dieses Stadium sind das Chloritfehlen, das Vorhandensein der großen Menge der Karbonate (Dolomit) im Aufbau charakteristisch. Das sind rosig-graue Gesteine. Die Gesteinstextur ist massiv. Die Struktur ist allotriomorph-körnig. Das Karbonat füllt den intergranularen Raum aus, und verbreitet sich auch durch die Rissen der Quarzkörner. Die Beresitzusammensetzung ist folgende: Quarz beträgt 30-50 %, Dolomit – 20-30 %, Kalium-Feldspat – 30 %, Serizit (Kaliglimmer) – 5-10 %, die Erzminerale bis zu 1 %. Die Gesteine sind intensiv bequarzt.

Cheremisin A.A., Danilov A.A. (1995) haben beim Studium des Vorkommens Bamsky in den Granatoiden einige Zonen von Metasomatiten ausgewählt, die keine deutlichen Grenzen hatten und im Bereich von unveränderten Gesteinen zu erzhaltigen, quarz-gänglichen Formationen allmählich einander ersetzen.

1)Die erste Zone – die Zone der schwachentwickelten gangnahen Abwandlungen des Granits (das Anfangsstadium des Metasomosenprozesses).

Gleichzeitig geht mit Chloritisierung des Biotits die Albitisierung des Plagioklases mit der Bildung der zerstreuten feinen Einsprengung des Karbonats und des Serizits vor sich.

Für das Anfangsstadium der metasomatischen Transformierung des Granatoidsubstrates ist die Biotitchloritisierung, ziemlich schwache Albitisierung ("Entsäuerung") von Plagioklas der Oligoklase charakteristisch, die mit feinschuppigem Kaliglimmern und Saturation der zentralen Körneranteile des Minerals begleitet wird.

2) Die zweite Zone der metasomatischen Transformationen wird durch das totale Fehlen des Chlorits (durch Kaliglimmer ersetzt), sowie durch Verstärkung des Albitisierungs- und Serizierungsgrades des Plagioklases charakterisiert.

Die typomorphe neugebildete Mineralassoziation der zweiten metasomatischen Zone ist das Albit-Kaliglimmergebilde. Manchmal wird in der betrachteten Zone die Albit-Kaliglimmer-Epidot-Assoziation bemerkt.

3) In der dritten Zone der metasomatischen Spalte wird die intensive Entwicklung der Bequarzung fixiert. Die Ersetzung des pseudomorphen Albits durch Quarz vollzieht sich in Form der verzweigenden feinen Äderchen. Hier und da werden in dieser Zone neuartige Ansammlungen des (Karbonat)-Kaliglimmer-Albit-Quarzaufbaus bemerkt.

4) Die vierte Zone der ernahen Variationen hat sich auch durch völlig bekundete Metasomatiten der Quarz-Kaliglimmer-Reihe mit oder ohne Karbonat vorgestellt. Intensive Bequarzung geschieht in der ganzen Masse des geänderten Gesteins, das vorher in der Regel Kataklyse, Deformationen und Zersplitterung ertragen hat.

Die Stoffzusammensetzung der Erze: Am Standort ist eine Quarz-Gang-Vererzung entwickelt. Die Gänge werden von der Sulfidmineralisierung begleitet. Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Kombination der Auflichtmikroskopie-Forschungen und der Feldbeobachtungen für die Interpretation der Entwicklungsprozesse der Erzkörper, die geologisch begründete Einschätzung und die technische Charakteristik. Es ist wichtig, die mineralische Erzzusammensetzung und den Charakter der Wechselbeziehung zwischen Mineralien zu bestimmen. Die Muster sind makroskopisch und mikroskopisch studiert. Die erhaltenen Daten kann man folgenderweise (**Tabelle 1**) zusammenfassen. Das am meisten verbreitete und informative Mineral ist Sideropyrit, der sich an allen hydrothermal-gänglichen Formationen beteiligt. Sideropyrit kommt in zwei Generationen vor.

Sideropyrit der ersten Generation: die Kristalle werden als idiomorphe Körner mit der Größe bis zu 1 mm charakterisiert, sie sind **kataklysiert** und haben Merkmale der Auflösung und der Umkristallisation (Korrosionsstruktur).

Sideropyrit der zweiten Generation: das führende Mineral des 2. Stadiums ist in Verbindung mit Bleiglanz, Chalkopyrit entwickelt. Die Kristalle der kubischen Form, größere Korndimensionen im Vergleich mit Sideropyrit der ersten Generation (2-2,5 mm). Die Rissigkeit ist intensiv entwickelt. Neben dem Sideropyrit ist der Chalkopyrit ein am meisten verbreitetes Mineral, das in zwei Generationen vorkommt.

Chalkopyrit der 1. Generation erfüllt die Risse in frühem Sideropyrit. Es wird ein allotriomorphes Gefüge ohne sichtbaren Grenzen zwischen den Körnern gebildet. Die Korngröße beträgt 0,05 bis zu 0,5 mm. Es ist die Zersetzungsstruktur der festen Lösung in Form der schichtigen Absonderungen sichtbar.

Chalkopyrit der 2. Generation: in Form der Einsprengung im Galenit. Es bildet die Paikilitstruktur der Umkristallisation des frühen Chalkopyrits.

Galenit: das verbreitete Mineral des zweiten Stadiums, es kommt in der untergeordneten Zahl in den Sideropyrit- und Chalkopyritverbindungen vor. Es kommen sowohl die Substitutionsstrukturen des Sideropyrits, als auch die Strukturen der sukzessiven (aufeinanderfolgenden) Kristallisation vor. Galenit bildet allotriomorph-körnige und teilweise hypidiomorphe Strukturen in Anschließfen.

Gold: Es ist schwierig, Golg zu jenem oder anderem Stadium der Erzbildung zuzurechnen. Für den betreffenden Ort ist das Gold in einer dispersen Phase. Die Wechselbeziehungen des Goldes und der Sulfiden sind nicht entdeckt. Das Gold ist in der kontaktnahen Zone des Gangs mit Gesteinen im Anfangsstadium der Beresitierung entdeckt.

Quarz: Der Aderquarz ist makroskopisch vom Quarz der bequarzten Gesteine zu unterscheiden. Der Aderquarz ist milchweiß, der andere ist durchsichtig.

Zum Schluß sei es Folgendes betont: Am Arbeitsort sind überwiegend die Granatoide des Chubachinsk-Komplexes entwickelt. Metasomatiten an der Arbeitsstelle sind mit Gesteinen der Kali-Spat-Albit- und der Quarz-Serizit-Kompositionen vorgestellt. Für die Letzten ist das Vorhandensein einiger Generationen des Quarzes charakteristisch: die erste – feinkörniger Quarz der Hauptmasse, die zweite – umkristallisiertes Quarzaggregat.

Vorerz-Quarz-Gang-Formationen und metasomatische Bildungen erschienen infolge der hydrothermalen Umwandlung der Nebengesteine mit Substitution der primären Mineralen durch Aggregate des großstengigen Quarzes (Черемисин, Шмураева, 1993). Die Bequarzung wird in der Regel als feinaderig, manchmal als nestförmig charakterisiert.

In salbandnahen Abschnitten ist das Erzstadium mit beresitähnlichen Bildungen (Черемисин, Шмураева, 1993) vorgestellt.

In der Nähe des Arbeitsortes liegt das ähnliche Goldvorkommen Bamsky, die Erscheinungsform der Metasomatosenprozesse zeugt von genügend mächtiger Aufarbeitung (пропаботка) der Muttergesteine, was zum Suchkriterium der Erzmineralisierung dienen kann.

Im Ergebnis der durchgeführten Auflichtmikroskopie-Forschungen kann man auf die technologische Erzsorte und ihre weitere Veredelung schließen. Zum Hauptergebnis der Forschungen wurde die Konstruktion von 2 Schemen: 1) das Schema der metasomatischen Zonalität; 2) das paragenetische Schema der Mineralerzformationen. Die Vererzung am Arbeitsort ist goldsulfidisch, des Erzes – sulfidisch, dicht; das Gold kommt in der dispersen Form vor. Die Genesis der Vererzung ist magmatogen-hydrothermal.

Fazit Makro- und Mikro-Studium der Gesteinssammlung ermöglichte es, die Lokalisierung der Vererzung in Granitoiden mit den begleitenden metasomatischen Änderungen hauptsächlich in den Quarz- Serizit- und Karbonatformationen auszuwählen. Das Gold befindet sich in der dispersen Form in Sulfiden und ernahen Beresiten.

Literatur

1. Korobejnikow A.F. Komplexe Lagerstätten von Edel- und Seltenmetallen: Nachschlagebuch. Tomsk, TPU-Verlag, 2006.
2. Korobejnikow A.F. Kusebnyj V.S. Vorhersage und Suche nach Bodenschätzenvorkommen. Lehrbuch für Hochschulen. Tomsk: 1998.
3. Korobejnikow A.F. Mantelerz bildende Systeme der komplexen Vorkommen von Edel- und Seltenmetallen. Tomsk: TPU-Verlag, 2007.

CHEMICAL COMPOSITION OF THE SALT LAKES OF SOUTH OF WESTERN SIBERIA

U.A. Chagina

Scientific advisors professor S.L. Shvartsev, associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

There are a lot of salt lakes in south of western Siberia, located in the Altai Territory, Novosibirsk and Omsk regions. These lakes are areas of salt extraction (chloride lakes), soda (carbonate lakes) and salts (sulphate lakes).

There are more than 3000 of fresh, salty and bitter salt lakes with water salinity of 1.5 to 485 grams per liter in There are large reserves of therapeutic (silt) mud.

Most lakes are in Kulundinsk steppe, western, the lowest part of Altai steppe, south-west of the Ob plateau. The depth of lakes in the Altai Territory, as a rule, not exceed more than 8 m (table 1). Because of the dry climate, most of the lakes are strongly mineralized and have a bitter-salty and salty taste. The salt lakes of Zavyalovsk, Romanovsk, Mikhailovsk and Slavgorod areas, having therapeutic properties very popular among the inhabitants of the nearby areas of Russia and Kazakhstan [1].

Kulundinskoe, Kuchukskoe, Burlinskoe, Bolshoe and Maloe Yarovoe are the largest one among all the lakes. Salt lakes in geographical maps are colored in magenta, while the fresh lakes - in blue The concentration of salt in many lakes is so high that the water pushes a man to the surface and he floats, as a result of invisible force, which in its turn, is similar to the Dead Sea [3].

Surrounding environment of this bitter-salt and salt lakes are completely without inshore vegetation. Bottom and flat shores are covered with viscous black or greenish-gray silt, and highly elevated places are overgrown with a kind of salt-marsh vegetation. Steppe vegetation includes herbs, grasses, wormwood, in spring there are flowers among the lush greenery while in late summer, the vegetation burns out and the steppe becomes yellow-brown. In cultivated field area there are wheat and maize [1].

Table 1

Salt lakes of Altai Territory

Lake	Mineralization, g/l	Maximum depth, m	Chemical type of water	Area, km ²
Kulundinskoe	112	5	Sulfate (sulfate-sodium)	728
Kuchukskoe	485	3,3	Sulfate (sulfate-magnesium)	181
Gorkoe	17,3	8	Carbonate	41,8
Tanatar №4	5,4	3	Carbonate	4
Malinovoe	404,5	3	Sulfate (sulfate-sodium)	11,4
Bolshoe Yarovoe	259,1	7	Sulfate (sulfate-magnesium)	53

Table 2

Chemical composition of the salt lakes of Altai Territory

Lake	Ca ²⁺ , mg/l	HCO ₃ ⁻ , mg/l	CO ₃ ²⁻ , mg/l	SO ₄ ²⁻ , mg/l	Mg ²⁺ , mg/l	Na ⁺ , mg/l	Cl, mg/l
Kulundinskoe	200	683	456	38906	2318	36230	33512
Kuchukskoe	1600	415	168	77763	67344	77360	260600
Gorkoe	6	1196	792	6474	200	5060	4260
Biche	6,7	1147	492	1813	160	1638	533
Tanatar №4	2	1562	1272	534	120	2050	795
Malinovoe	1600	976	-	74235	16592	123725	187000
Bolshoe Yarovoe	800	305	120	18571	42700	33292	163300

Lake areas in this region vary from small to large which occupy a huge area, the largest of which is Kulundinskoe Lake (728 km²) (table 1). The magnitude pH in lakes of this territory varies from weak alkaline and alkaline lakes, pH varies from 7,5 to 9,6. Weak alkaline (pH from 7,5 to 8,5) lakes are: Kulundinskoe, Kuchukskoe, Malinovoe and Yarovoe. Alkaline (pH from 8,5 to 10,0) lakes include: Gorkoe, Biche, Tanatar number 4 and Mostovoe. Deposition Glauber salt (mirabilite) can be found only in Kuchukskoe Lake. Usually in lakes of Kulunda occurs accumulation of salt-saturated ash. The water of Kuchukskoe and Malinovoe lakes has a pink color, and the salt content exceeds 400 g / liter the color of which is the result of specific microorganisms in the water. These 2 lakes are the most saline ones in South West Siberia and this is type of very heavy brine.

Mineralization in the 7-meter deep Bolshoe Yarovoe is 259.1 gr/litre, and is considered to be the deepest salt lake in this territory. Yarovoe and Malinovoe are geological nature.

There are 3000 lakes in Novosibirsk region, including 3,5 % of all the territory. Most of them are fresh lakes, and only a few located in the arid south-west areas (Chistoozerni, Kypinski, Baganski) are salty or salt. Most of these salt lakes have round shoreline contours. Not only the form but also their names are not various: Solenoe, Gorkoe, Tykhloe [3].

The largest salt lake in Russia is Lake Chan. Like all salt lakes in south west Siberia. It is not deep – not more than 7 m. The lake is slightly saline, however in the south-eastern part of the lake salinity is lower. Mineralization of the lake is 10 g / l (table 3).

One of the famous salt lakes in the Novosibirsk region is Karachi Lake, a well known russian resort. Mineralization of the lake is high (215 g / l), while the depth is small (2 m) (table 3).

Therapeutic sulphide mud characteristics from Ostrovno and Gorkoe Lakes are higher than the mud from the Dead Sea, which, in its turn, increases the immune system and has the rejuvenation effect [3].

Table 3

Salt Lakes in Novosibirsk region

Lake	Mineralization, g/l	Maximum depth, m	Chemical type of water	Area, km ²
Chan	10	7	Cations: sodium, magnesium Anions: chloride, sulfate	1990
Karachi	215	2	Chloride-sodium	3,2
Gorkoe	-	-	Chloride-sulfate sodium	-

There are 16,000 lakes in Omsk region. In the north and in central areas lakes are fresh, but in the south there are many salt lakes, about 245. The most famous salt lakes in Omsk region have a depth not more than 1,5 m. Mineralization does not exceed 245 g / l, while the area is not more than 90 km² [2].

In conclusion, there are numerous salt lakes in West Siberia, varying in mineralization. The only lake similar in mineralization and water type to sea water, can be considered Atache Lake in Omsk region. Although its area is rather large (45 km²), its depth is not – only 0,7 m. Its mineralization 59 gr/litre is approximately the same as sea water salinity (30-35 gr/litre).

References

1. Никольская Ю. П. Процессы солеобразования в озерах и водах Кулундинской степи. - Новосибирск: Изд-во Академии наук СССР, 1961. — 180 с. : ил. — Библиогр.: с. 112-114.
2. Дзэнс-Литовский А. И. Соляные озера СССР и их минеральные богатства. - Л.: Недра, 1968. — 119 с. : ил. — Библиогр.: с. 117-118.
3. <http://www.wikipedia.org>.

SCREW PUMPS IN PETROLEUM PRODUCTION

Ya.Yu. Evdokimova

Scientific advisors professor V.A Shmurygin, assistant O.V. Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The first-ever screw pump was patented in 1934 by Renu Muaro. Today screw pumps are used all over the world. There are two different types of screw pumps: those with a ground-based and subsurface drive. Taking into account the temperature in the well, the installation is made in three different updates: for temperatures of 30 °C (A), 30-50 °C (B), 50-70 °C (C-D). Key parameters for transportation of the fluid are: productivity (fuel supply), pressure, capacity and efficiency. Screw pump installations are intended for pump-down of bedded fluid of higher than average viscosity (1000 m²/s) from oil wells. The temperature of the fluid is 70 °C and contains mechanical impurity no more than 0,4 q/l and free gas on pump reception no more than 50 % on volume. Theoretically, oil supply does not depend on pumped liquid viscosity. After transferring wells with highly viscous liquid from those equipped with electrical submersible pump

units (ESPU) and deep-well pump units (DWPU) to submersible screw pump units (SSPU), the liquid yield rate increases. Oil-and-gas production department «Krasnoholmskneft» may serve a good example. [3].

Operation on oil wells by crew pumps is one of the most effective ways. Screw pumps have beneficial properties of pumps of a volume type: high pressure, considerable height of suction and shifting motion of the pumped liquid. They possess the features which favorably distinguish them from piston pumps. They are simple in exploitation and transportable (a driving detail is only one screw), they lack of valves and complex passages which reduce hydraulic losses on local resistance. Due to more uniform liquid supply suction conditions of equipment of this group are improved and accelerative effort is reduced. On mass wear rate, SSPU are 5-10 times as lighter than piston pumps and their performance exceeds performance of centrifugal pumps of the same supply and pressure. A pump drive operates directly from the electric motor. When swapping liquid of higher viscosity, canals through thickening contact line between the screw and the collar decrease, which improves the characteristics of the pump. Thanks to insensibility to free gas, screw pumps are ideal for swapping of gas saturated oil. They are more long-wearing at oil recovery containing mechanical impurity as firm particles, passing through the pump, are pressed into the elastomer of holders which is deformed, but is not used up.

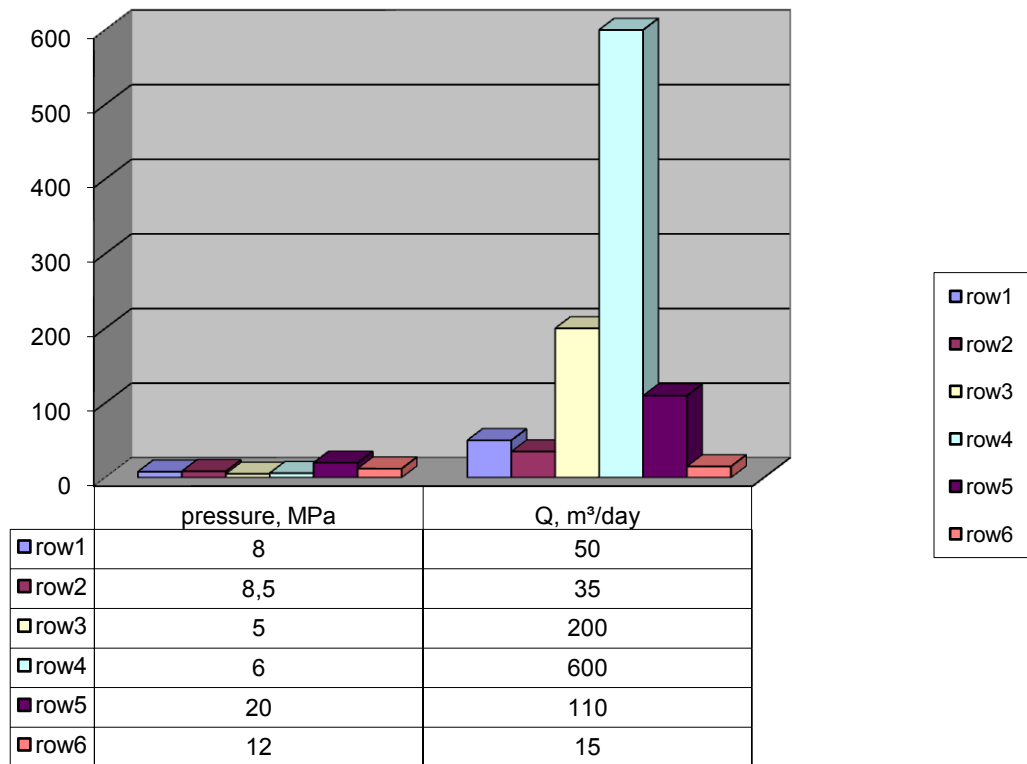


Fig. Region is used by the screw pumps for oil production activity: the domestic pumps: 1-BHD10-1200; 2- BHD40-800; 3- BHOM20-1500; the foreign pumps: 4-120TP200; 5-200TP600; 6-600TP600

Apart from these advantages, screw pumps with a vertical sludge pump unit possess such benefits as:

low investment level: there is no necessity for the expensive bases, simplicity of a design and the compactness of a unit abate costs on start. For example, capital expenditure pumps like «RODEMIR» type makes 50 % and less than 25 % of expenses for acquisition and installation of ordinary machine tools – jack pumps [4].

low operational expenses: in most cases, the screw pump possesses considerably major mechanical efficiency, than any other equipment for lifting of other principle of action, for example, an electric bottomhole centrifugal pump or sucker-rod pumps. It reduces cost of extracted production. Energy expenses are 60-70 % lower («RODEMIR») in comparison with ordinary deep pumps of similar productivity.

minimal expenses on installation: the entire system can be established by a service drilling brigade. Lifting oil production on oil-well tubing without pulsation facilitates measurements. Minimal fluctuations of stress on a stand of pump rods reduce the risk of endurance failure and rod breakage. Sand is effectively pumped out at the expense of elasticity of stator material and pumping up mechanism. Gas presence will not lead to formation of gas stoppers. Pumps have a wide productivity range (3:1 on each model). This factor can be received without equipment change, by means of drive unit of variable speed;

ease in service: service of screw pumps drive is fulfilled on place. The drive head contains only one complete set of oiled bearings. The service of other components does not require any special equipment and procedures. Drive head compactness are easily adjusted for increasing the term of operation of power shaft. Inside the well there is only one mobile part, which facilitates service and reduces periodicity of major repairs or a well.

In world practice, submersible screw pump units (SSPU) with changes of pressure supply are becoming more and more popular. Compactness and low noise of such installations allows to work on the limited areas (sea oil platforms, bogs). Hydraulic machines allow withdrawing liquid from the depth of 2000 m at a supply to 600 m³/ a day.

At present, oil fields use screw pumps installations with a submersible electric motor, and also with a superficial drive of both domestic (OKB BH), and import manufacture ("Rodemip", France; "Corod manufacturing" and "AMOCO CANADA PETROLEUM LTD", "GRIFFIN PUMPS", "ROTALIFT", Canada; "Scheller-Blekman" Austria).

Thus, the schedule visually displays advantages of the equipment which is made by foreign manufacturers: wider range: supply from 27 to 600 m³/ a day and pressure from 6 to 20 MPa. Domestic equipment, conceding on above specified parameters, has advantages which allow applying them in low-yield wells.

References

1. Baldenko D. F «One-screw hydraulic cars»: in 2 т. / Baldenko D. F, Baldenko F. D, Gnoevyh A. N; Gazprom; the information-advertising centre of the gas industry. — m: Gazprom, 2005-2007. Т. 1: One-screw pumps. — 2005. — 488 with.
2. Buhalenko E.I. «the Oil-field equipment». — Publishing house "Bowles" — 1990. — 558 with.
3. Garifullin F. S, Shajhulov A. M, Gilmutdinov R. S and other / Increase of efficiency of operation of the chinks equipped диафрагменными and screw electropumps//the Oil economy: monthly scientific and technical and industrial magazine. — M., 2004. — № 8. — with. 84-85. — (Technics and technology of an oil recovery).
4. «The Oil-field equipment»: the Complete set of catalogues / Under the editorship of V.G.Kretsa, V.G.Lukjanova. — Tomsk: Publishing house of Tomsk university, 1999r. — 900 with.
5. www.ogbus.ru/transport.shtml.
6. http://torson-auto.ru/vintovye_nasosy_a13v.
7. http://ind.transfaire.ru/media/cat_files/files_141_1.pdf.

APPLICATION OF FLEXIBLE CONTINUOUS PIPES AT LINING OF SEA PIPELINES

A.V. Ermolaeva, M.A. Kynakytova

Scientific advisors associate professor V.A. Shmurygin, assistant O.V. Belousova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Pipeline transport is unique in economic way of transit of oil, gas and products of their processing on big distances if there are technically possible variants of realization of such transport network. The system of pipeline transport is the branched network of the main pipelines. The interest to sea pipeline building has risen recently, which is connected with ecological safety of such a pipeline. The basic material at building pipelines on a land is steel of various types, which choice depends on the pumped fluid type and transporting conditions. Off land, this material becomes inefficient, as steel undergoes corroding medium. Consequently, polymers have gained popularity. The advantages of such materials are known, whereas their physical imperfections gradually decrease with the development of technologies. Permissible temperatures of polymer pipes application and pressures in pipelines are increasing, and every step towards new technologies extends the sphere of plastics application. The problem of pipeline corrosion is removed both for ambient medium, which makes it possible to run a pipeline in corroding media, and for indoor environment (plastic pipes are characterized as corrosion-resistant). There is no necessity for corrosion-resistant covering. Plastic pipes have considerably lower weight, which essentially facilitates their transport and assembling. Their flexibility makes it possible to pass trace turns without shaped casting and deliver a significant part of pipeline by elongated pieces (fakes) [1]. Application extension of flexible pipes at siphon barrels building is the consequence of a successful application of such pipes for tiedown construction and connection of a floating deck with bottom equipment.

There appeared a need for building technology, which is alternative to rigid pipes application, making it possible to accelerate pipe run from more economical building vessel. Polymer pipes application at land major pipeline building is rather difficult due to high inner pressure. Off land, inner pressure in the pipe is compensated by water pressure. Therefore, polymer pipes are successfully used at underwater pipeline construction. At pipeline production a wide range of materials with different properties are used. [4] At present, polymer pipes are made from polyethylene, polyvinylchloride and polypropylene. Polyethylene pipes are applied in different fields of industry and building. There are polyethylene pipes of high pressure (PHP) and low pressure (PLP). Due to the fact that polyethylene is a chemical substance, PLP is used for gas transport. Polypropylene pipes are considered to be the pipes of a new generation and due to their high exploitation characteristics they are often preferred. Polypropylene pipes are less subjected to aggressive medium, which is positive for the smoothness of inner surface. Polypropylene pipes have a considerable life duration — near 50 years.

Recently, there appeared glass-fiber plastic pipes on the pipe market. The sphere of their application is pipeline. Unlike the pipes from other materials, they are not subjected to corrosion under the action of hydrogen sulfide, carbon dioxide, salted water and sulfur dioxide. Such pipes are produced by moist longitude-transverse roving winding, saturated with epoxy resins for mandrel. This is the major advantage of glass-fiber plastic pipes, which withstand a heavy load.

Glass-fiber plastics are characterized by low density and low thermal conductivity. They possess antistatic effect and high resistance to aggressive medium. The pipes have a rather wide range of temperature and working pressure.

But these pipes have row of drawbacks, such as high cost of assembly and repair, increased paraffin accumulation on the inner wall and impossibility to repair on oil field [2].

The first investigation of combined pipe constructions started from producing from steel and polymer materials multilevel constructions which possessed high chemical resistance and flexibility in contrast to steel pipes. At present, polymer and cast pipes are applied. Cast pipes have a compound construction, and the following advantages are characteristic:

- Minor ultimate bending radius;
- Good conductivity;
- High coefficient of damping
- High shock resistance

In the cast pipe the wall is represented as interlacing layers of different materials (polymer materials, steel, and tissue) with chemical binding substance to ensure adhesion. Elastomeric materials and strands from strengthened fibers are put onward and between the layers. Due to the lack of creeping of wall layers relative to each other at cast pipe bend, friction and increased temperature are absent in the pipe. Cast constructions consist of several layers [1].

One of the major functions of a compound construction is strengthening of separate elements of a pipe wall. Polymer parts of a flexible pipe are corrosion resistant. The major disadvantage of such pipes is different reaction of compound elements on load, thus the mechanism of their destruction may be combined.

Finally, the conclusion can be drawn that polymer pipes application at sea pipelines construction is one of the most perspective technologies nowadays. Firstly, polymeric materials possess high chemical stability, so there is no necessity to install corrosion protection of a pipeline. Secondly, flexibility of this pipe increases the speed of pipe fitting. So, these advantages increase safety and efficiency of pipe fitting process.

References

1. Sea oil. Pipeline transport and processing of production wells / Э. М. Movsum-Zade, B.N. Mastobaev, J.B. Mastobaev; edited by A.M. Shammazova.-Spb.:Depths, 2006. –P. 108-122.
2. <http://polymerpipes.ru/products/polymer/>
3. <http://neft.tatcenter.ru/enterprises/>

OIL AND GAS PROSPECTING IN UNDERNAPPE SEDIMENTS OF BASHKIR MEGANTICLINORIUM OF THE SOUTHERN URALS

I.M. Farkhutdinov

Scientific advisor professor I.A. Khairtdinov
Bashkir State University, Ufa, Russia

191 oil and gas deposits were discovered in the Republic of Bashkortostan from 1932 to 2009 year, and about 1.5 billion tons of oil were extracted. Deposits are located within the platform part of Bashkortostan, on the eastern slope of the Russian plate. Geologists practically didn't conduct oil and gas exploration works in the fold-mountain area of the Urals, because they thought this area was not perspective. At the same time large fields of hydrocarbons are known in other fold-mountain areas of the world, such as the Rockies and the Appalachian Mountains in the USA, Zagros Mountains in Iran and in others.

Recently the Ural Mountains are proved to have not vertically-blocked, but thrust napped structure. Platform paleozoic rocks in the autochthon lie down under more ancient precambrian rocks, these autochthon rocks are traced here on the west from the pre-Ural depression where they are oil-and-gas-bearing. Discovery of thrust napped structure has radically changed understanding of the Urals' geology, an origin and history of development of the whole Ural ridge. For the first time the existence of overthrusts in the Ural Mountains has been noted in works of G.N.Frederiks, A.D.Arkhangel'sky and other researchers in the late twenties and in the thirties of XX century. However the conceptions, new for that time, have been recognized as fantastic, not conforming to the facts. Only in the sixties, when the detailed geological survey accompanied by drilling of wells in the Ural Mountains has been set up, there was a second discovery of allochthon dislocation. The researches of M.A. Kamaletdinov, Y.V. Kazantsev and T.T. Kazantseva have proved for the first time that nappes are widespread here, all the Ural Mountains in themselves represent a complex packet of allochthon plates moved for many tens of kilometers from the east and pulled one over another with multiple repetition in a section of one-age formations [1]. New thrust napped model of the Ural Mountains structure has expanded oil-and-gas-bearing prospects of this region. It was found out that the extensive areas which are composed on a surface of intensively deployed and metamorphosed precambrian rocks, which do not contain oil and gas, represent allochthon plates. Potentially oil-bearing young paleozoic rocks of platform lie down under these plates.

The Taratash allochthonous anticlinal is one of large structures in the northern part of Bashkir meganticlinorium. It is traced in the interfluvium of the Bolshaya Arsha, the Suoyam and the upstream of the Ufa river for 45 kilometers in southwest direction. The maximum width of its outcrop in the central part of the structure is about 15 km. Metamorphosed archaean – lower proterozoic rocks with small granite, gabbro and gabbro-diabase bodies compose central part of the Taratash massif. Rocks of ay formation of lower riphean overlies along the edges of the massif. Pebbles of rocks of Taratash massif are found in the basis of ay formation

The Well number 281 was drilled on the western slope of the Taratash anticline. From the top to the depth of 593,4 m the well exposed strip-coloured migmatites of the taratash complex under which paleozoic carbonate deposits were exposed [3]. Rocks in the basis of allochthon, close to tectonic contact with Paleozoic black siliceous limestones,

were most intensively dislocated. The limestones are complicated by microfolding, strongly shattered and fissured. Siliceous limestones at the depth of 645 m changed to grey coral limestones zhivet – lower fran age. Lower, in the range of 719 – 892,9 m (bottomhole) black siliceous limestones were found again, limestone in some areas were dolomitized and overflowed by coniconhs of koblents stage of lower devon. Lamination of rocks is under corners 60 - 70 °. Paleozoic limestones bear traces of tectonic crushing everywhere, rocks in some areas take a form of breccia with randomly soldered large and small fragments. In whole interval (593,4 – 892,9) of carbonate rocks represent a thick tectonic zone in which small fragments and large blocks of the devonian deposits were put. These deposits were grasped during the move time of the Taratash allochthon. The inclination of a surface of displacement to the east is 7°. Taratash nappe extends in meridional direction almost 60 km and its width is 20 km. [2].

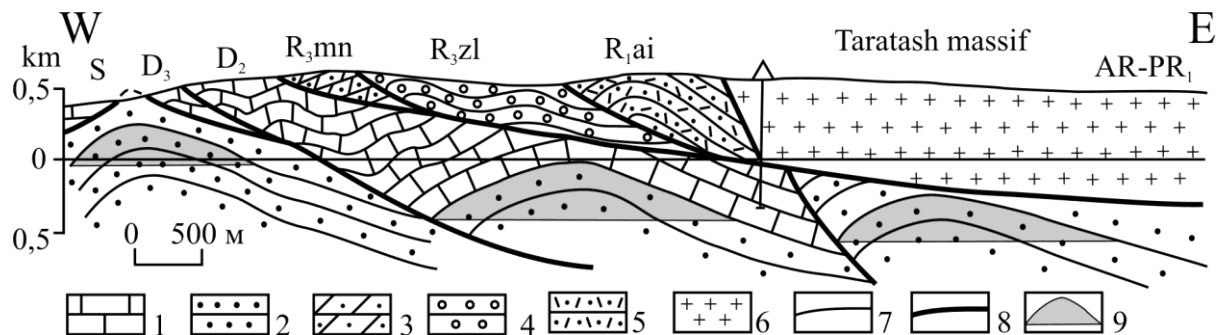


Fig. Geological section across the Taratashsky massif (using F.A. Piskunov's data, with author's additions).
1 – 2 – paleozoic deposits: 1 – limestones, 2 – sandstones; 3 – 5 – deposits of riphean formations: 3 – minyar, 4 – zilmerdak; 5 – ay; 6 – migmatites; 7 – stratigraphic borders; 8 – nappes; 9 – supposed oil and gas deposits

A nappe of precambrian rocks of the Wind River ridge in the western part of the USA in a foreland of the Thrust-Nappe Belt of the Rocky mountains is a similar analogue of the Taratash nappe [4]. Precambrian rocks of this ridge are mainly persilic gneisses of high steps of metamorphism. Close tectonic contacts with Paleozoic and mesozoic rocks along southern and western borders of the precambrian complex precambrian rocks are pulled on phanerozoic sediments. Phanerozoic deposits form east slope of the Wind River oil-bearing basin. Two wells revealed presence of oil in the deposits under the nappe of precambrian rocks.

Today oil and gas explorations works on the Bashkir meganticlinorium of the Southern Ural Mountains are not conducted. One of the reasons is traditionally negative attitude of oil geologists towards nappe dislocations as to destroying oil and gas deposits. But world practice of oil and gas exploration works has shown that wide spread of nappes is not the negative factor reducing the oil and gas potential of areas with thrust tectonics. The Thrust-Nappe Belt of the Rocky Mountains in the USA the American geologists also considered as having no prospects zone for hydrocarbon explorations. From 1924 to 1975 more than 500 dry holes has been drilled here, no oil deposits were discovered. Only in 1975 the Pineview deposit was found in the northeast of the State of Utah in sandstones and limestones of Jurassic age with 31 million tons of oil and 2.8 billion m³ of gas as the initial extractable resources. This discovery side by side with other discoveries stirred up exploration works here, and after 5 years of intensive searches, by 1980 in Thrust-Nappe Belt 12 large oil fields have been found in mesozoic and paleozoic sediments. Calculations of oil reserves have shown that they make up 5 billion tons. Discovery in the Thrust-Nappe Belt of the Rocky mountains stimulated oil searches in the Appalachian thrust-nappe belt. In 1979 a deposit was found in the state of West Virginia, in the central part of a thrust-nappe belt, with the yield of 275 thousand m³ of gas per day from ordovician sediments (depth 2592 – 2594 m).

The geological structures of the Thrust-Nappe Belt of the Rocky mountains and the Appalachian thrust-nappe belt bear close similarity to the structures of pre-Ural depression and the western slope of the Ural Mountains. In the Appalachian folded area, as well as in the Ural Mountains, ancient basement sinks towards folded area, meanwhile thickness of paleozoic and precambrian sediments intensively increases in this direction. Intensity and age of the dislocations, degree of metamorphism also rise. In the Ural Mountains, as well as in the Appalachian Mountains structures are pulled one over another in the form of large nappes, moved to the West [1]. Geological similarity of oil-rich Thrust-Nappe Belt of the Rocky Mountains and the Appalachian thrust-nappe belt, with pre-Ural depression and the Ural Mountains once again emphasizes importance of petrosearch works here. These works should lead to the discovery of new deposits of hydrocarbons in this region.

References

1. Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. – М.: Наука, 1974. – 230 с.
2. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцев Т.Т., Козлов В.И., Постников Д.В. Геология и перспективы нефтегазоносности Урала. – М.: Наука, 1988. – 240 с.
3. Малахова Н.П., Панков Ю.Д., Чебыкин Н.Я., Петров В.И. Новые данные о возрасте надвига вдоль западной границы Тараташского комплекса//Ежегодник, 1977: Информационные материалы. – Свердловск: УНЦ АН СССР, 1978. – С. 25 – 26.
4. Allmendinger R., Brewer J., Brown L. et al. COCORP profiling across the Rocky Mountains front in Southern Wyoming//Bull. Geol. Soc. Amer. 1982. Vol. 93, № 12. P. 1253 – 1263.

**BITUMEN-CONTAINING BASALTS OF THE MINUSINSK TROUGH
(THE REPUBLIC OF KHAKASSIA)**

A.Yu. Falk

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The bituminous substances are widespread in the Minusinsk Itermontane Trough of the Altai-Sayan region. Solid bitumen occurrences were noticed by Edelshtein, Churakov, Rusanov, Bazhenov et al. Recent geologic mapping [1] has revealed a surface oil show and four locations of solid bitumens 5 km west of Shira settlement.

The Sokhochul bitumen occurrence is located in the Byskarian series at the southern margin of the North Minusinsk Basin. It is hosted in the Lower Devonian volcanosedimentary rocks. This occurrence is confined to the northern limb of asymmetric linear anticline with near-latitudinal striking. Folding is very gentle, and strata dip 25-30° towards the north. The rocks are mainly sandstones, siltstones and claystones intercalating with basaltic lava flows and trachyandesitic tuffs. Dolerite sills intrude the volcanosedimentary sequence.

On account of strong alteration, basalts have dirty greenish brown color. The upper parts of lava flows are slaggy. Amygdules filled with calcite and bituminous substance are localized near the roof of basaltic lava flows (Fig. 1). Amygdules occupy about 10-15 vol.%, their size varies from 3-5 mm to 2-3 cm.

In the eastern area, solid bitumens were found in fractures in association with chalcidony, prehnite and calcite (Fig. 2). The bitumen is also developed as cement of tectonic breccia within zones of transverse reverse strike-slip faults. Viscous bitumen is exposed as an asphalt-like “cap” on the layer-by-layer crush zone (1-1.5 m thick) with slickensides in massive basalt. The characteristics of oil and bitumens from this area are given in [3, 4].



Fig. 1. Amygdules filled with calcite and solid bitumens



Fig. 2. Brecciated basalt cemented with bitumen

Native metals (copper and iron) were found in the samples (Fig. 3, 4). The distribution of native metals is non-uniform. Native copper is impregnated as irregular particles in calcite veinlets. The chlorite aggregates contain numerous stringers and specks of native copper. Part of the copper is present in the chlorite as very finely dispersed inclusions of the native metal. Secondary minerals (malachite and cuprite) are derived by the oxidation of copper. Native iron forms twisted wires and filaments. Their length ranges from 3-5 mm to 1 cm.

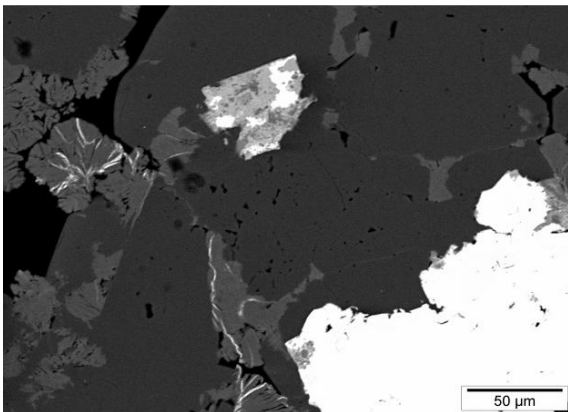


Fig. 3. Native copper inclusions in basalt

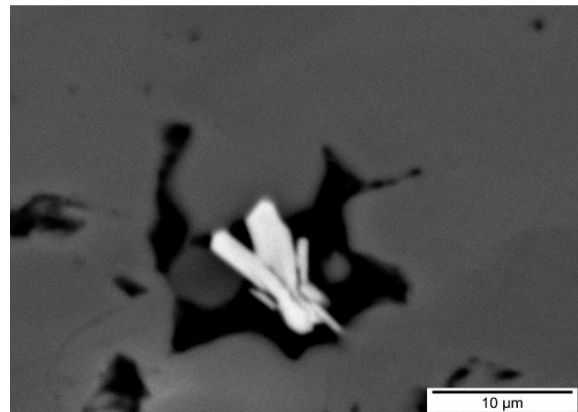
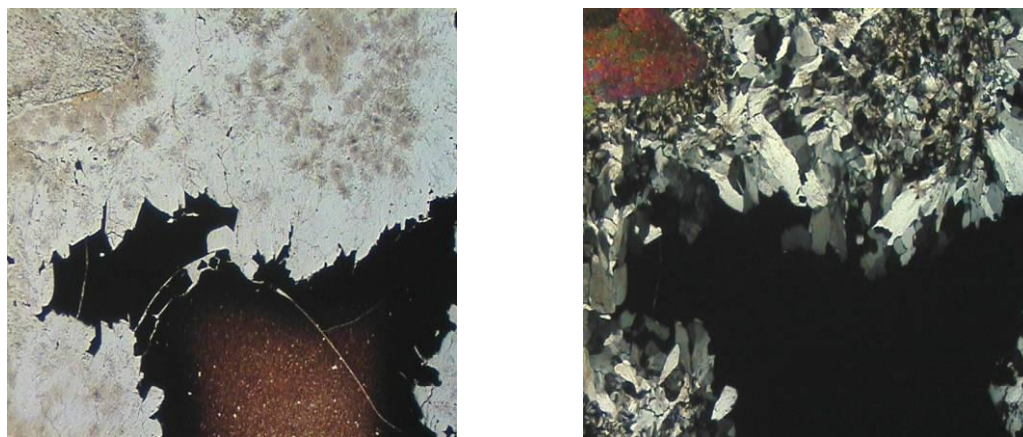


Fig. 4. Native iron wire in cross-section

The assemblage chalcedony-like quartz–calcite–bituminous substance was formed by deposition from hydrothermal solutions. Bitumens appear to be the last in this paragenetic sequence and are commonly situated in the central parts of amygdules or between the grain boundaries of calcite and quartz (Fig. 5).



a

b

Fig. 5. Fragment of a veinlet with zonal filling, $\times 25$.

a – PPL. Calcite crystal is in the upper left corner, dark brown to black bitumen – at the bottom and small quartz grains between. Note bituminous substance dispersed in quartz-calcite aggregate.

b – XPL

Bituminous substance is enriched in gold and platinoids [2]. However, neither gold nor platinum minerals have been found in the samples.

Bitumens associated with copper and iron in native form and enrichment in precious metals indicates that mineralization took place under conditions of reduced hydrothermal solutions. In addition, microelement contents and isotopic compositions of bitumens [4] suggest that reduced metalliferous fluids originated as a result of basic magma crystallization outgasing.

In conclusion, it should be noted that basaltic lava flows require thorough investigation and sampling for the purpose of potential ore bodies.

References

1. Васильев Б.Д. К проблеме нефтеносности Северо-Минусинской впадины // Проблемы геологии и освоения: Труды VI Международного научного симпозиума им. акад. М.А. Усова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – с. 26-27.
2. Васильев Б.Д., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Фальк А.Ю., Ананьев Ю.С. Сохочульская лицензионная площадь. Новый взгляд на природу нефтегазоносности Минусинского прогиба // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: Материалы межрегиональной научно-практической конференции. Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – с.64-69.
3. Серебренникова О.В., Васильев Б.Д., Туров Ю.П., Филиппова Т.Ю. Нафтиды в базальтах нижнего девона Северо-Минусинской впадины // Доклады Академии наук. – 2003. – т. 390. - № 46. – с. 525-527.
4. Писоцкий Б.И., Готтих Р.П., Васильев Б.Д., Журавлев Д.З. Генетические аспекты образования углеродистых веществ Минусинской впадины // Доклады Академии наук. – 2006. – т. 410. - № 6. – с. 804-808.

GAS-TURBINE UNIT CLEANING

D.V. Fedin, V.V. Zajkovsky

Scientific advisor associate professor N.V. Chukhareva, associate professor T.V. Vasilchenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

One of the most important criteria of equipment operation in gas industry is its safety, durability and trouble free performance. Gas-turbine units (GTU) play special role in gas pipeline system. They interact with many different external working media, which are not only important components of the system (therefore, it's impossible to exclude them), but also can cause equipment failure because of mechanical impurities. Moreover, it should be mentioned that one of the constituents of GTU is a combustion chamber which influence on the environment can be rather significant. That's why gas-turbine cleaning is a very essential stage in its maintenance.

Gas-turbine unit (GTU) cleaning includes:

- 1) air cleaning (affects compressor and combustion chamber operation);
- 2) fuel filtration (combustion chamber);
- 3) oil filtration (lubrication system);
- 4) exhaust gas cleaning (ecological factors);
- 5) compressor blade cleaning.

The first stage of gas-turbine unit cleaning is the cleaning of inlet air through the filter system (Fig. 1). It is very important to clean inlet air because it “works” in all main parts of a gas-pumping unit, i.e. compressor combustion chamber and turbine. As air is taken from uncontrolled surrounding medium, it always contains atmospheric precipitations and dust particles which can cause not only blade contamination, but also troubles in combustion chamber operation or erosive wear out of the whole unit [1].

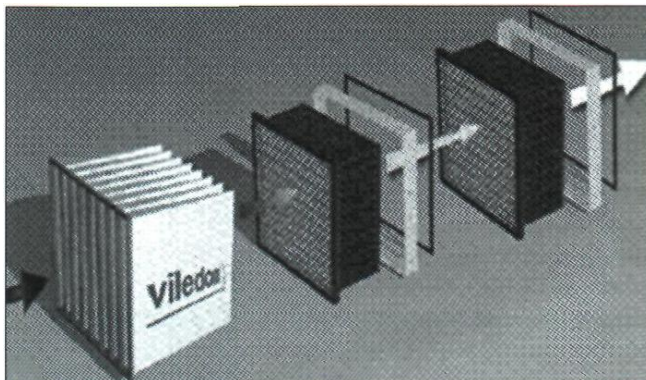


Fig. 1. Air Filter System

Therefore, air filters are successively installed according to their permeability in the air inlet zone. The most efficient method for air cleaning is to use three-stage cleaning system: primary filter, second stage, and fine filter [2].

Fuel filtration is intended to stop negative effect of impurities of metals, sodium salt and potassium salt, as well as water and solid particles in oil fuel. Impurities in fuels cause high-temperature corrosion, ash deposit, plugging, fuel system corrosion and lead to significant operation costs. Fuel filtration in gas-turbine unit is carried out through fuel filters (Fig. 2).



Fig. 2. Round Fuel Filter Applied in GTU

Besides filtration in GTU, fuel is preliminary refined in gas-distributing station through absorbers, adsorbers, separators and cyclone dust collector. The latter has become widely spread due to its simplicity and efficiency. These devices are installed before the gas heating equipment in gas-distributing station.

It should be mentioned about oil filtration which includes:

- 1) engine oil filtration;
- 2) blower oil filtration;
- 3) oil filtration in piston section.

Filtration is carried out through oil filters and separators, which purify oil from mechanical particles and free water. Filtering layer in oil filters consists of metal lath, perforated plates, rings impregnated with mineral oil; they can be cellular and self-cleaning. The latter is continuously moving mesh belt which is cleaned from dust in oil bath.

The last stage in GTU cleaning is exhaust gas cleaning which is carried out to provide environmental sustainability.

The most widely-spread exhaust gas cleaning units are the following:

1. Absorption by liquids.
2. Adsorption by solid sorbents.
3. Catalyst cleaning of combustion gas.

The latter is the most producible and efficient because it allows to accelerate oxidation reaction of CO and sulfides, converting them into CO₂ and hydrogen sulfide at comparatively low temperature and standard pressure [3].

When all GTU units are cleaned, emission level should be controlled. CO content in exhaust gases is the main reason for fuel costs increase (chemical underburning). Continuous monitoring of exhaust gas content allows to operate boiler unit in real time and sustain optimal air/fuel ratio. It leads to significant fuel saving and environmental sustainability.

The last aspect which should be also considered in connection with GTU cleaning is compressor blade cleaning, which is not connected with cleaning of GTU working bodies and in most cases it is carried out by separate systems.

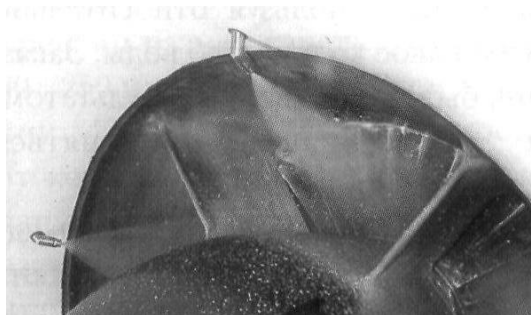


Fig. 3. "Gas Turbine Efficiency" Unit Operation in Airplane Turbine

Despite air cleaning system, oil and fuel filtration, compressor blades can be also contaminated. It can be explained by impossibility of complete cleaning and seal failure of the GTU body. These contaminations can be removed by flushing which is a very complicated process.

The main challenging in flushing is a correct definition of all process characteristics. It is necessary to define following parameters: pressure value enough for achievement of final compressor stage; drop size when liquid will have sufficient impulse but nondestructive one; composition of cleaning fluid which components will not settle on the compressor blades. If all characteristics are correctly defined, it is possible to increase outlet capacity up to 5 % after water cleaning during "dry run" [4].

It is obvious that to ensure operational reliability and efficiency, GTU cleaning should be always considered.

References

1. Газотурбинные Технологии.- Москва: Московская типография №13, Апрель 2007. – 48 с.
2. Газотурбинные Технологии.- Москва: Московская типография №13, Октябрь 2007. – 48 с.
3. Р.И. Кузьмина, В.П. Севостьянов. Каталитическая очистка газовых выбросов от оксида азота и углерода, 2009 – 6 с.
4. Газотурбинные Технологии.- Москва: Московская типография №13, Март 2007. – 48 с.
5. Рудаченко А.В., Чухарева Н.В., Байкин С.С. Газотурбинные установки: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 139 с.

ANALYSIS OF DUAL POROSITY MEDIA BY PRESSURE BUILT UP

D.A. Galios, U.M. Karnaukhova

Scientific advisor professor M.L. Karnaukhov
Tyumen State Oil & Gas University, Tyumen, Russia

In recent years lots of suggestions appeared about complex reservoir's structure. Such features of reservoir systems can be observed in Western Siberia. Some methods of reservoir structure detection using hydrodynamic researches are known. But these methods let solve a limited circle of problems using trivial analytic solutions.

It is necessary to give a short review of porous fractured medium. It is now widely recognized that fluid flow and solute transport through geologic media are strongly influenced by spatial variations in medium properties such as permeability and porosity. The fractured media are represented by two media overlapping continua, one representing the fractures and the other representing the porous matrix. The two media exchange fluids and solutes conductive through a coupling term because of pressure head and concentration gradients. Therefore, at any point, there are two pressure heads, two flow velocities and two liquids contents, one for each these two overlapping continua. In typical fractured media the matrix blocks have high porosity for fluid storage, while the fractures have high permeability and low fluid storage.

Naturally fractured porosity medium is special type of collectors, which is presented by dual porosity system with multiplex structure. It has two general characteristics the porosity and permeability. All space of this medium could be offer by two multifarious types of collectors, which are interdependent. It helps to built accurate structure, which consists of interstice and fractures and has different parameters. Complexity of studying is impossible selection of core because we can't define destination of fractures system. Geological model in difficult type of collectors has peculiarity of building which could be transform usual type of design. The analysis of the general problem shows that tectonic damages are general source of interstice which is inside of medium. The most promising approach is way which takes into account specific of this collector. We have developed a new approach to the fractured porosity space which is based on idealized cube which is dissected by system of fractures.

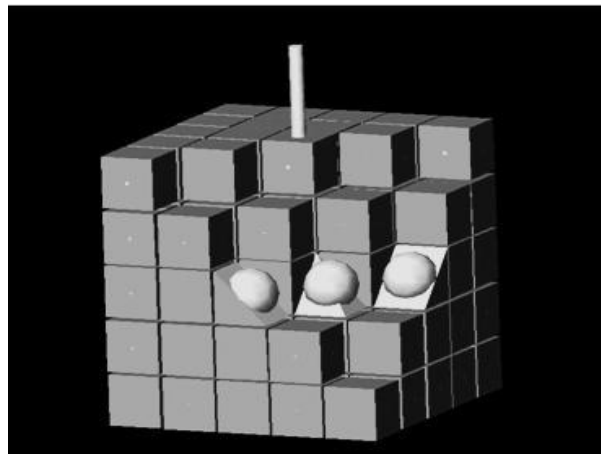


Fig. 1. Formalization of real rock matrix-fractured medium

Basement of formalization is boiled down to numerical algorithm. We used porous space which is present by sphere. Centers of balls are initial point in dual porosity system. System of fractures cleave matrix on blocks. This model has special flux of fixed flow which have difficult trajectory of movement. Reference conditions for homogeneous and fractured types of collectors should be added. Noteworthy is the fact that fluid flow and solute transport in fractured porous medium may be described by either explicitly or implicitly accounting for the fractures. Because the specific geometry and other characteristics of the fracture system are generally unknown, it is almost impossible to explicitly model individual fractures or individual matrix blocks in real situations. Main parameters are used for describing are deterministic permeability and volume coefficient. The dual porosity effects are described it terms of the two parameters that relate primary and secondary properties. The first parameter, ω , is the dimensionless fracture storage parameter, which is the ratio of the storability in the most permeable medium to that of the total storability of the reservoir (e.g., matrix plus fractures). The second parameter, λ , is the dimensionless interporosity flow parameter, and is related to the ratio of the permeability of the least permeable layer (or medium) to the permeability of the most permeable layer (or medium). Here is factor that depends on geometry of the interporosity flow between the matrix and the fractures. Using of geological model for algorithmization of numerical calculations similar with model of electrical chain, which have system of blocks with different resistant. It case more suitable for using in computer design and numerical solution because it iterate processes in strata. System is offered like line of electrical resistors which turn on chain logically. Principal of working is based on gradient capacitive and permeable data.

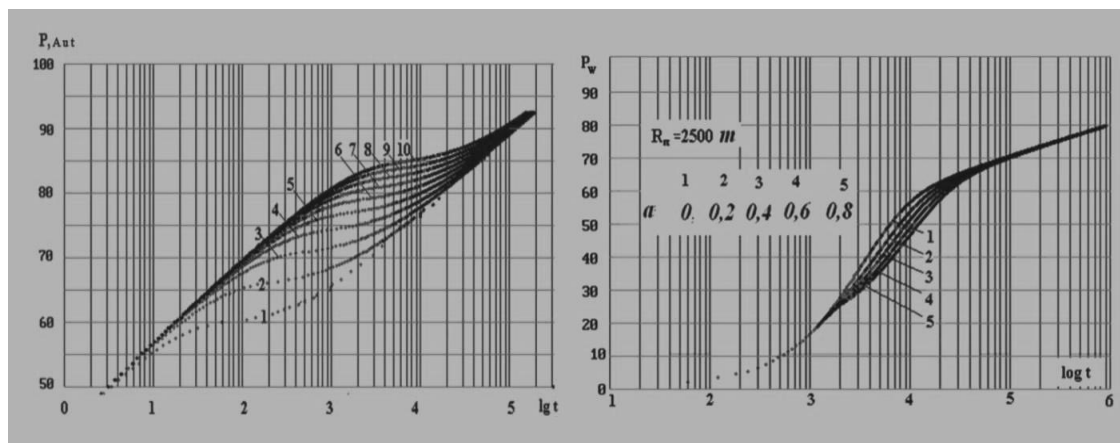


Fig. 2. Solution of equation is based on numerical method

We can explain changing in strata with specific of dual porosity system which will be basement on this model. Low pressure will be faster than in matrix system because permeable characteristics of fractures will be above of matrix blocks. But volume coefficients so small that fluid storage will be drain very fast. We will see inflow from matrix blocks to fracture at this moment. But low properties of this part of collector gave influence on inflow at this time. Interaction between interstice and fractures show up step by step with line on pressure built up in half logarithmical system of scales. Manufacture of layer on large distance of radial flow is reason of difficult filtration processes. But we observe restoration of pressure after some time which will be converge to equilibrium in system. Numerical equations which base on algorithm for computer design will be used in double layer pressure built up curves. We can mark out 3 areas with personal

properties. First area conforms to inflow of liquids from fractures to the well. Second area conforms to inflow fluids from matrix blocks to fractures. Third area flux conform flow in fractures because we start to see steady state phase. We thus arrived at the following conclusion that observes difficult type of interaction in dual porosity system with phased lowering of pressure.

Double porosity test are particularly prone to this difficulty, since they include so many different features in their response (storage and boundary effect of well). Any of these may overlap the previous or subsequent feature depending on parameter values (for example, the response may go straight from double porosity transition to boundary effect.) Having described areas on pressure built up curves of porous fractured system we must say about influence of inclined wells. Influence of this factor so high and it can transform results and we can't see effect of dual-porosity system. We observe small attention to this influence of inclined wells, but predominance of inclined wells in Western Siberia is fact. Therefore we take account this factor and made numerical solution which was used for real reservoirs.

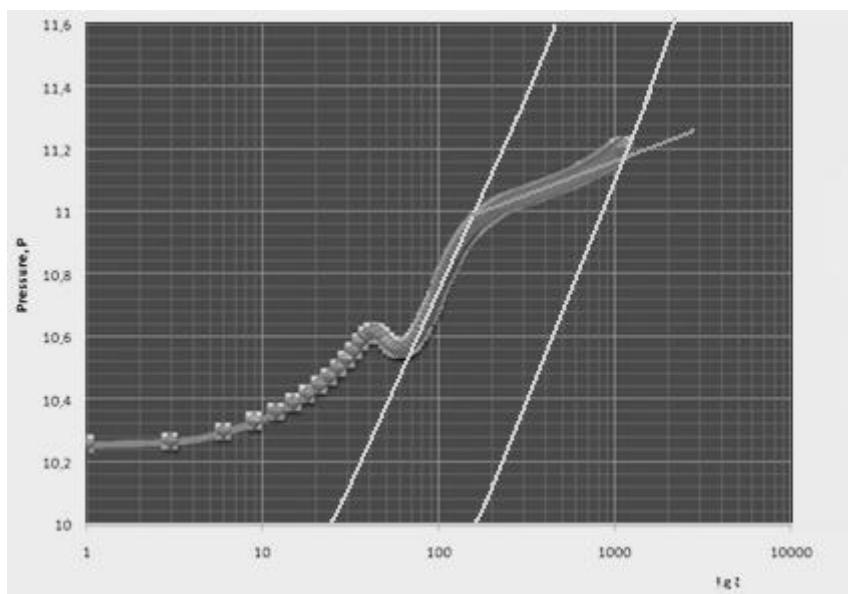


Fig. 3. The Instance from practice with using well factor and numerical method of pressure build up curves

Thus, after carrying out a comparative description and analysis, it became possible to arrive, at the following conclusions: Numerical models of pressure build-up curves in matrix-fractured medium are developed. The results of digital simulation of filtration processes in matrix-fractured medium are given that let us study different situations in practice: boundary effects, bedding formation, fluid heterogeneity, etc. This model allows pressure build-up curves interpretations in inclined-directed well; 3 dimensional model was presented for dual porosity system which was used for numerical solution.

Reference

1. Horne R.N, Modern well test analysis a computer-aided approach. – Stanford University, 2002 – 185 p.
2. Prat G.D., Well test analysis for naturally fractured reservoirs. - Stanford University, 1982 – 126 p.
3. Желтов Ю.П. Механика нефтегазонаосного пласта. – М.: Недра, 1975. – 208 с.

BASIC CLASSIFICATIONS OF LIMESTONES USED FOR PRODUCTIVE CARBONATE SECTION LAYERING

R.R. Guilmoutdinov, M.I. Mannapov, M.A. Petrov

Scientific advisors associate professor N.G. Nurgalieva

Kazan State University, Kazan, Russia

«Almetyevneft» oil and gas production department, "Tatneft " oil company, Almetyevsk, Russia

Nowadays there are many classifications of the limestones applied to the description and lithofacies analysis of sections. However, among the researchers studying carbonate sediments the uniform classification of carbonates haven't been created yet. Probably, it is connected with the fact that each author chooses and uses the classification that conforms to his representations about carbonates to a greater extent, and answers on the problems of research and its object [1]. As a result, in practice we meet difficulties in reference to carbonate rocks of either one or another type according to various classifications, and as a consequence, it complicates the construction of hydrodynamical schemes of deposit development. The practical purpose of the given work is to make an effort in distinguishing among existing classifications the most suitable one for studying or developing deposits of oil concentrated in carbonate reservoirs.

All classifications of carbonate rocks can be conventionally divided into four basic classes:

- Material.
- Cavity space structure based.
- Genetic.
- Structural-genetic.

Material classifications are based on the relative contents of calcite, dolomite and terrigenous component. The basic difference of classifications consists in the percentage of component ratio fraction. Among all existing classifications we would like to note G.I. Teodorovich rock classification of limestone-dolomite and limestone-dolomite-clay rows [2], as the fullest.

Classifications of cavity space structure are based on division of rocks by prevailing type fluid containing and spending system. For example, V.D Viktorin has made classification for carbonate reservoirs of pore and cavity type [3]. In the given classification the author divides carbonate reservoirs according to the productivity (high, middle, low and potentially productive) and the type of cavity space (cavity, cavity-pore, pore, fissured cavity, fissured pore, fissured and fissured cavity pore), assigning marginal values of porosity and permeability to them.

Genetic classifications. Nowadays there are sufficient number of limestone genetic classifications [4, 5, 6, 7, 8]. Authors of the given classifications points out the following genetic types of limestones:

- organogenic;
- chemical;
- detrial.

Besides the above-mentioned genetic types, M.S.Shvetsov [6] also distinguishes cryptogenic type (of unknown origin) and xenogenic (lime accumulations in rocks of a different composition) limestones. K.I. Bagrintseva also determines biochemogenic type in her valuation of carbonate reservoir genetic classification [7], and L.B. Ruhin in his work [5] relates writing chalk to a separate genetic type. Indication of writing chalk as a separate type is connected with the fact that until recently some researchers considered writing chalk to be basically chemogenic and others - organogenic formation. And only application of an electronic microscope has shown completely organogenic nature of rock generating calcite in writing chalk [8].

All above-mentioned classifications are certainly very important in studying carbonate sediments, however they frequently divide carbonate rocks according to only one criterion: either an origin or cavity space features or reservoir properties. However, in the researches of oil deposits concentrated in carbonate reservoirs, structural-genetic classifications will be more applicable. The given classifications are based on structural components distribution in carbonates and their quantitative ratio. One of such classifications is the generalized structural-genetic limestones classification of American lithologist Folk. [9]

In the discussed classification (Fig. 1, 2) the author points out several structural types of limestones. Division of rocks is carried out in the following way: Folk distinguishes micrite and sparite cement as well as intraclastic, oolitic, biomorphic and «pepletic» (products of vital functions) types of formal components (Fig. 1). Thus, limestones are divided into intrasparite and intramicrite, oosparite and oomicrite, biosparite and biomicrite, pelsparite and pelmicrite. The limestones completely consisting of non-formal structural components (micrite, dismicrite and reef rocks (stromatolite limestone) form the separate type.

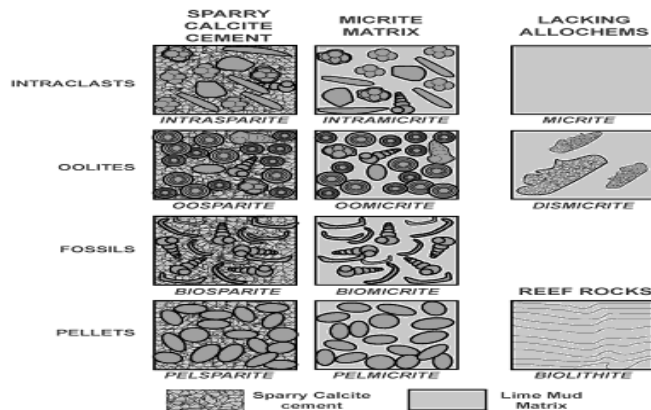


Fig. 1. Classification of limestones by structure generating components (Folk, 1959)

In the classification that is represented in Fig. 2, the author divides rocks according to a quantitative ratio of micrite or sparite cement and formal structural components. Also this classification reflects the grading of formal structural components and their density in the volume of the rock.

Thus, structurally-genetic classifications of limestones contributes to the decision of oil searching and development geology problems as they allow to reproduce the history of studied carbonate rocks development more accurate and also to predict the availability of the cavity space as well as oil deposit.

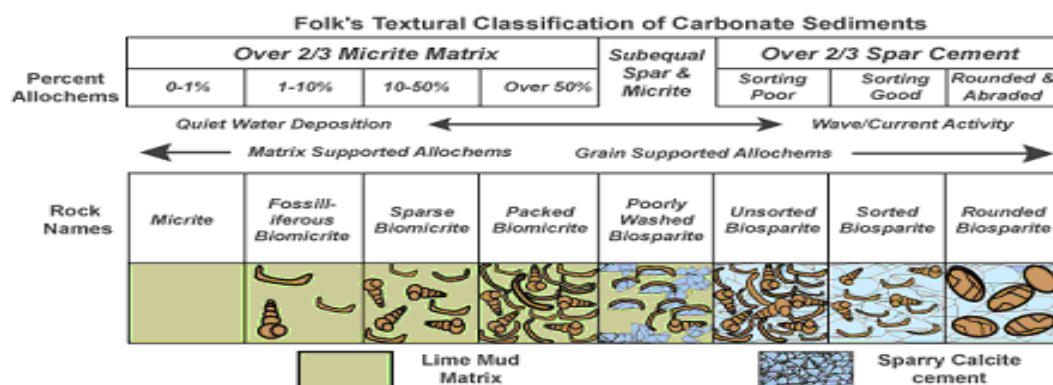


Fig. 2. Texture classification of limestones (Folk, 1959)

References

1. V.P. Morozov, E.A. Korolyov, A.N. Kolchughin. The Lower and Medium Carboniferous Vizeisky, Serpuhovskiy and Bashkirskiy storeys carbonate rocks. – Kazan: PF Gart. – 2008. – 182 p.
2. G.I. Teodorovich. Study of sedimentary rocks. – St-Petersburg. –: Gostoptehizdat. – 1958. – 572 p.
3. V.D. Viktorin. Carbonate reservoirs features effect on oil-deposits development efficiency. – Moscow: Nedra. – 1988. – 150 p.
4. Tvenkhofel. Study of sedimentation. – St-Petersburg. –: The second typography ONTI им. Евгении Соколовой, 1936.– 916 p.
5. L.B. Rukhin. Lithology fundamentals. – St-Petersburg. –: Gostoptehizdat. – 1953. – 671 p.
6. M.S. Shvetsov. Sedimentary rocks petrography. – St-Petersburg. –: Gostoptehizdat. – 1948. – 387 p.
7. K.I. Bagrintseva. Oil and gas carbonate reservoir rocks. – Moscow: Nedra. – 1977. – 231 p.
8. Phanerozoic carbonate reservoir rocks of Russia and its cross-border regions oil-and-gas bearing basin / M.B Belonin, L.G. Belonovskaya, M.H. Bulach. – Under the editorship of M.B Belonin and V.I. Slavin. Volume 1. St-Petersburg. –: Nedra. – 2005. – 260 p.
9. www.strata.geol.sc.edu.

PIPELINE CONSTRUCTION IN HAZARDOUS ENVIRONMENTS – SEISMIC AREAS

K.V. Karneev

Scientific advisor doctor R.N. Abramova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Pipeline construction in hazardous environments - seismic areas is an actual today. There are a lot of such areas in Russia. It is Sakhalin, the Caucasus, Urals. Pipelines in seismic areas are constructed in accordance to landscape irregularities, climatic conditions and specific geological and geomorphological conditions. There are a lot of different designs of pipeline constructions. It is important to understand advantages and disadvantages of every design.

Pipelines in seismic areas (more than 6 to Richter scale) are designed in accordance to additional requirements and specifications. In this case, the following factors are taken into consideration – landscape irregularities, climatic conditions and specific geological and geomorphological conditions in seismic areas. Thus, surface pipeline construction is carried out under such conditions [1].

Pipeline includes flexible tube-coiling of straight and curved sections with allowable elastic deformation, excluding pipeline destruction. The major pipeline damages include axial stretching (compression), bending and collapse of pipeline sections from supporting legs. Vertical movements are less than horizontal movements under seismic wave influence. Therefore, pipes usually collapse along a horizontal plane as a result of axial stretching (compression), especially in those cases when seismic wave propagation coincides with the pipeline direction. It was noticed that even minimum friction on supporting legs and insignificant movements, drastically decrease the dynamic loadings on the pipeline. If the pipeline is on supporting legs which have not been connected rigidly to the pipe, what happens? Firstly, pipeline moves together with the supporting leg. Secondly, the pipe may move in relation to the supporting leg itself. The latter occurs if the force operating on the pipeline exceeds the friction force between the sliding pipe surface and crossbar. Thus, supporting elements must provide not only compensation shifts under the following conditions, such as, temperature and internal pressure changes in the pipeline under standard conditions, but also significant movements in the horizontal plane under seismic activity. [3]

In this case even minimum friction on the supports could significantly reduce the dynamic loads on pipes. At the same time if there is no kinetic friction, then seismic energy is converted to elastic deformation energy in pipelines. This leads to significant bending moments on curved pipeline sections. Such bending moments result in catastrophic damages.

In reality it is practically impossible to avoid pipeline construction in seismic areas. There are several methods including different engineering decisions and seismic-protection construction designs: 1) anchor; 2) platform; 3) underground; 4) elevated.

Anchor constructions. Pipelines with anchor support (Fig. 1) include 1 – foundation where two bow string constructions with elliptic cross-section (3) are bolt down (2). Each bow string is bolt down (4) to the saddle (5). Collar (6) clamps the pipeline (7) from above. Simultaneously, pipeline (7) rests on the saddle (5) with the same profile as external pipeline diameter.

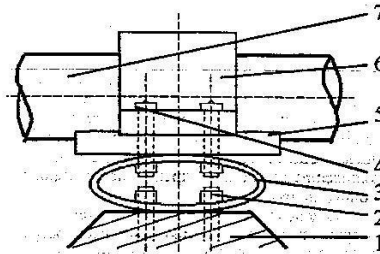


Fig. 1. Pipeline with anchor support in seismic areas

This construction functions in the following way: static pressure from pipeline is transferred to saddle (5), then through spring (3) to the foundation (1) in the ground.

Under seismic activity the spring bends to the corresponding plane through the ground to the foundation, reducing pipeline movement rate. At any direction of seismic activity the pipeline wobbles indicating velocity fading, excluding hydraulic blows and mechanical destructions of the pipe. This regime increases reliability of pipeline operation life and pipeline durability.

The disadvantage is low damping properties of steel springs, including possible pipeline wobbling [3].

Platform constructions. These constructions are used as effective protection system for pipelines on column supports. It is installed between the top part of the support and the pipeline itself.

The seismic-protection platform is a spatial system (Fig. 2) with built-in cable of elastic damping elements of “dry” friction which provide spatial protection against seismic loads. The elements are made of steel flexible cables with high endurance capability and damping characteristics.

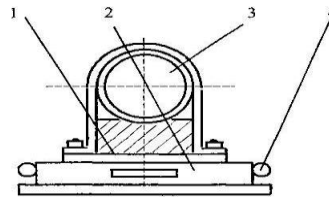


Fig. 2. Seismic-protection platform construction

The basics construction elements include: cable elements installed between internal platform (1) and frame (2). The pipe is installed and fastened on this internal platform. There is a bearing motion block (3) is located along the platform perimeter. Elastic inflexible elements (4) are connected to the cable end. The system operates in the following way:

- platform moves along the cables in the corresponding direction to seismic waves;
- simultaneously, there is tension in cable sections located crosswise to this direction;
- under vertical movement all cable elements located along the platform perimeter work;
- in this case, the system rigidity under vertical movement is higher than under horizontal movement;
- as horizontal movement prevails, rigidity decreases in the horizontal plane providing significant mobility and more effective seismic protection;
- at the same time pipeline movement in operating regime is connected with transporting product temperature and pressure changes. The main disadvantage is its complexity in construction [3].

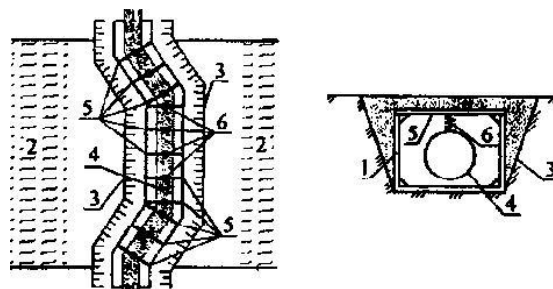


Fig. 3. Dismountable underground linear construction

Underground constructions. The most wide-spread construction used today is dismantable underground linear construction as a corridor, inside of which the pipeline is laid (Fig. 3). The pipeline is laid in ferroconcrete pallets.

- a) construction scheme
- b) trough cross-section: 1 – concrete trough; 2 – seismic zone; 3 – trench; 4 – pipeline; 5 – crossbar; 6 – spring suspension.

Description:

- pipeline is installed in concrete troughs in the arc or curved direction;
- pipeline (contouring the trench) is suspended on a spring to the crossbar, installed at certain distances between trough plates;
- springs are installed in the middle of each pipeline pass;
- these passes are considered to be the most dangerous, as the pipeline amplitude vibration is maximum here;
- such technical design excludes the possibility of seismic activity impact [4].

Elevated constructions. The following construction reduces pipeline vibrations (Fig. 4).

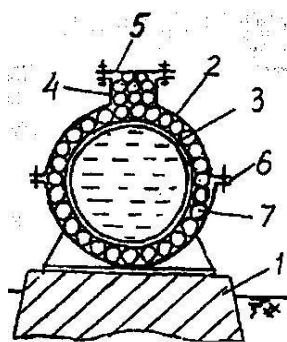


Fig. 4. Elevated construction to reduce pipeline vibrations
 1 – foundation; 2 – box; 3 – pipeline; 4 – pipe junction; 5 – deck; 6 – flange connector;
 7 – flexible balls

This construction includes a foundation is connected to the pipeline through flexible attachment as a supporting cylindrical box, coaxially clamping the pipe. The box top is supplied by pipe junction with a deck. The space between external pipeline surface and the box is filled up with tight-fitting elastic - material balls. These balls are located in one row along the pipeline perimeter. The box is mounted on the cylindrical surface and supplied with flange connections, while the aperture diameter box face walls is more than external pipeline diameter, including elastic spacers in the ring slot gaps. During seismic activity or pipeline vibrations, the external pipeline surface interacts with the elastic balls, which elastically deform between the external pipeline surface and internal box surface. As a result the vibration is quickly reduced. The following reaction is transferred to the foundation. [5]

Thus, there are different pipeline constructions which can be applied in seismic areas. Some designs are very expensive (underground and elevated constructions), or difficult in building (platform and underground construction). Anchor construction is more fit to seismic areas in Russia (Sakhalin). This construction can be build very fast and practically at every landscape.

All above-mentioned constructions are complicated in design and require corresponding improvements and alterations.

References

1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».
2. Пат. 2280208 Россия, МПК{7} F 16 L 1/024 «Трубопровод для сейсмически опасных районов», Тарасов Ю.Д., С.-Петербургский государственный горный институт, Заявл. 06.12.2004 ; Оpubл. 20.07.2006.
3. «Виброзащитные опоры для надземных магистральных трубопроводов», Мансуров И.Я., Безопасность Жизнедеятельности, 2005, №6, стр.52-56.
4. «Строительство трубопроводов в сейсмических районах», Маций С. И., Строительство в прибрежных курортных регионах : Материалы 2 Международной научно-практической конференции, Сочи, 22-25 апр., 2003, стр. 54-56.
5. «Совершенствование конструкций опор для трубопроводов, прокладываемых в сейсмически опасных районах», Николаев А. К., Горный информационно-аналитический бюллетень, 2005, № 11, стр. 264-266.

MONITORING SYSTEMS OF OIL AND GAS PIPELINES

D.G. Karzanov

Scientific advisors associate professor V.G. Krets, assistant O.V. Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

According to the official data of The Institute of strategical development of heat-power engineering complex, 68% of all trunk pipelines have the period of exploitation more than 20 years, which means that they are in “breaking point”. Because of physical deterioration and corrosion of pipes it spills from 10 to 15 million tons of oil yearly. In addition to this, the number of unauthorized incuts into pipelines has increased in recent years. The total value of fines and measures to address the effects is very large, so that management of transport companies cannot leave this problem unattended. That’s why it became necessary to organize ongoing monitoring and verification of pipeline’s route. Today, the market can provide a large variety of monitoring systems. The systems based on acoustic methods of detecting leaks and impacts are widely spread.

Systems based on the method of acoustic emission [4, 1]. The method is based on recording the waves emitted by the solid material in the process of restructuring the internal structure during plastic deformation at the origin and development defects in it, for example cracks, slag inclusions, weld defects, etc [2]. This system can be executed in two versions.

The first one is the stationary system of continuous acoustic emission monitoring [1]. Acoustic emission sensors are installed permanently at a distance of 70-150 meters and commuted by a cable with a stationary part of the hardware, which is placed in a special shelter. Monitoring is carried out continuously at the operation of the pipeline. The system can provide automatic alarm about an emergency or a dramatic change in recorded parameters. But due to the system’s huge cost it is appropriate to install it only at the extremely dangerous parts of pipeline, for instance, at the river crossing.

The system of periodic acoustic emission monitoring is more advantageous in terms of mass application. Only acoustic emission sensors are installed on the pipeline permanently. Cables from the sensors are brought out on the surface of the earth in the terminal box, and mobile hardware is connected only at the time of control. In this case, the collection of information can be made with any desired frequency and in the same conditions for control. Data from each monitor are stored on electronic media. Comparative analysis of these data permits not only to evaluate the state of controlled pipeline at the time of the survey, but also to trace the development of possible defects and avert a dangerous situation. However, this method of control does not allow to monitor in real time and to respond timely to the occurrence of leakage.

Vibroacoustic monitoring system of extended objects [4]. The system represents an optical fiber cable in serial execution, laid along the linear part of the pipeline, without any conductors of electricity, directly connected to the logic module and personal computer of the operator, attached to a logic unit. The action of system is based on the replacement of the optical fiber laid along the controlled object. At first the system analyzes the frequency and the amplitude of the signal, then the intensity and the duration are to be explored. If all these parameters are too different from normal, the system gives the alarm. In fact, one such system substitutes many point sensors. In this case, the fiber acts as a distributed sensor of vibroacoustic disturbances of the environment.

Obviously, that for a timely response to leaks, incuts, etc. it is appropriate to equip pipelines with the monitoring systems operating in real time. But the better result can be gained by an integrated observing system for the state of the pipeline, including the real-time control of the state of the pipeline to respond to spills, impacts, etc., and periodic meticulous control in order to identify developing defects.

References

1. Материалы официального сайта компании "НТЦ "НЕФТЕГАЗДИАГНОСТИКА" <http://www.ntcngd.com>.
2. Материалы официального сайта <http://www.effects.ru>.
3. Материалы официального сайта компании ООО "Петролайт" <http://www.petrolight.ru/acoustic>
4. Шаммазов А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / А. М. Шаммазов, А.А. Коршак, К.Р. Ахмадуллин; Уфимский государственный нефтяной технический университет. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. — 158 с.

THE APPLICATION OF THE METHOD BASED ON MAGNETOMECHANICAL ANISOTROPY FOR DETERMINATION OF STRESSED-DEFORMED STATES IN METAL STRUCTURES

D.F. Khasenova, L.P. Kuznetsova

Scientific advisors assistant A.S. Pashkova, assistant O.V. Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Significance of the assessment of the real technical state and the verification of stressed-deformed states in metal structures including that which is meant for oil, gas and other noxious products’ transportation and storage led to the development of numerous methods and diagnostic facilities (hypersonic, X-ray, capillary and others). Nevertheless, early diagnostics is impossible with traditional methods of nondestructive testing as they are intended for developed fault tracing and consequently are not sufficient for ensuring of solidity of verifiable manufacturing objects. Therefore, the risk of breakage estimate is the most important part in the reliability diagnostics process.

There are a number of variants which permit to mathematically define fracture conditions of rigid bodies according to the theory of strength of materials. The first hypothesis is designated as Maximum Normal Stress Theory. The failure will occur when the magnitude of the major principal stress reaches that which caused fracture in a simple tension test:

$$\sigma_1 \leq \bar{\sigma}, \quad (1)$$

— σ_1 – major principal stress,
 $[\sigma]$ – ultimate stress.

For instance, in terms of elastic and ductile materials this criterion does not conform with the experiment.

On the contrary, the third failure theory based on supposition that the condition for yield is that the difference between the smallest and largest principal stresses equals or exceeds the yield stress well conform with experimental results.

$$\tau_{\max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2}, \quad (2)$$

In this case, yielding will occur when the maximum shear stress reaches that which caused yielding in a simple tension test:

$$(\sigma_1 - \sigma_3) \leq [\sigma], \quad (3)$$

Thereby, it is necessary to verify condition (3) in order to define risk level of failure. By reason of it, mechanical stress concentration factor which characterizes the rate of rise of deviator mechanical stress at i -th point against the nominal value which should be at the same point in the absence of mechanical stress concentration was introduced.

$$\alpha_i = \frac{\sigma_i}{\sigma_{nom}} = \frac{\sigma_i}{MO(\sigma)} = \frac{\sigma_i}{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \sigma_j}, \quad (4)$$

Some difficulties of α_i calculation arise in such a situation when σ tends to zero or changes the sign, videlicet when $MO(\sigma)$ tends to zero and α_i tends to infinity. According to values of deviator mechanical stresses, there are not points with heightened mechanical stress concentration. On the other hand, values of mechanical stress concentration factors exceed the allowable magnitude. Heterogeneity coefficient of stresses was introduced in order to solve this problem:

$$\beta_i = \sqrt{\frac{[\sigma_i - MO(\sigma_i)]^2}{D(\sigma_i)} + 1}, \quad (5)$$

Physical meaning of (5) expression consists in the following: the value of radical indicates the amount of deflection of stress at the given point against the average value of deflection which is characteristic for the given material.

In addition to, it ought to apply such mathematical functions as derivative of order one (gradient) and derivative of order two which enable to accomplish more accurate definition of stressed state of metals. It is convenient to use their modules determined as:

$$\gamma' = \sqrt{\left(\frac{\partial \sigma}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial \sigma}{\partial y}\right)^2}, \quad (6)$$

$$\gamma'' = \sqrt{\left[\left(\frac{\partial^2 \sigma}{\partial x^2}\right)^2 + \left(\frac{\partial^2 \sigma}{\partial y^2}\right)^2\right]^{1/2}},$$

(7)

— $\frac{\partial \sigma}{\partial x}$, $\frac{\partial \sigma}{\partial y}$ and $\frac{\partial^2 \sigma}{\partial x^2}$, $\frac{\partial^2 \sigma}{\partial y^2}$ – partial derivatives of order one and two in the line of “x” and “y”, respectively.

In agreement with the above, the safe state of i -th point is defined with following conditions:

$$\begin{cases} (\sigma_1 - \sigma_3) \leq [\sigma] \\ \alpha_i \approx 1 \\ \beta_i \approx 1 \\ \gamma' \approx 0 \\ \gamma'' \approx 0 \end{cases} . \quad (8)$$

At the present time, the application of magnetoanisotropic transformers (“Complex” line’s devices) for analysis of mechanical stresses fields is attributed to methods of nondestructive testing which are under development. Operating principle of the device is based on quality of ferromagnetic materials to change their magnetic states under the influence

of mechanical stresses (either magnetoelasticity effect or Villari effect). Magnetoanisotropic four-way transformers are two mutually perpendicular U-type magnetic conductors. Energizing coil is situated at the one of conductors and test coil – at another. Transformers use anisotropy of magnetic qualities which appears under external force loading. Directed magnetic flux is actuated in metal in order to determine mechanical stresses of controlled items. To this effect, observation of value of E.M.R. (electromotive force) is conducted. Firstly, magnetization is implemented in several different lines with 45-degree interval, constant magnitudes of magnetic flux and fixed frequency. Secondly, the frequency is changed, but direction and magnitudes of magnetic flux remain the same. So long as the connection between magnetic induction which is directly related with output signal strength and deviator mechanical stresses is nonlinear and defined by complicated function, in particular by magnetic-hysteresis loop that required mechanical stress is the average value which is separately derived from descending and ascending lines of magnetic-hysteresis loop.

After ending measurement, accumulated data are transferred to the computer where they are presented in the form of several maps of areas. There are maps of deviator mechanical stresses, of mechanical stress concentration factors, gradient of deviator mechanical stresses, heterogeneity coefficient of stresses and derivatives of order two of deviator mechanical stresses on the display. All of these maps allow estimating the risk of state of material. So defects arise at the maximum of mechanical stress concentration.

For instance, results of troubleshooting of real engineering project by the instrumentality of magnetoanisotropic defectoscope “Complex-2” are presented. The project belongs to Co Ltd “LUKOIL-Volgograd refining”.

There is appearance of examined area of the reservoir in the figure (the fragment of the first belt). Boundaries of maps coincide with boundaries of examined area. According to the figure, the risk of pinpointed defects on the surface of reservoir wall is minimal (mechanical stress concentration factor range from 1,2 to 1,5). Map of mechanical stress concentration factor enable to conclude that stress level which is located nearby bearing is considerably higher than the one which is located on the surface of the reservoir wall. Values of mechanical stress concentration factor range from 1.02 to 2.3 and increase to 4.6 on the spot of bearing location.

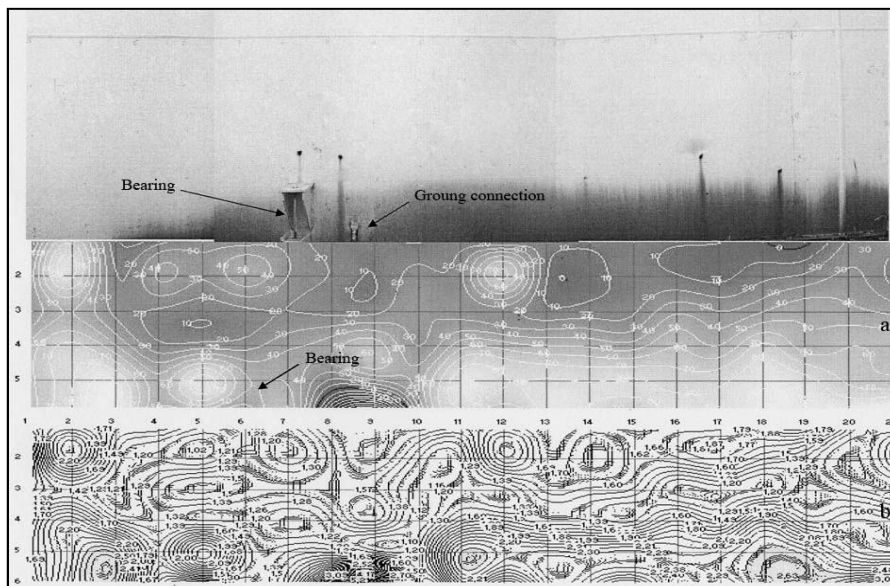


Fig. Reservoir. First (lowest) belt: a – of deviator mechanical stresses; b – mechanical stress concentration factors

Devices whose principle of operation based on magnetomechanical anisotropy permit to detect mechanical stress concentrations and indicate their coordinates. Not only does it allow deducing current technical state of examined area and proceeding to estimation of remaining life, but also this data give the base for grounded solutions concerning removal of concentrators and gradients, i.e. removal of sources of defects appearance and spreading.

References

1. Гурин С.А., Жуков В.С., Жуков С.В., Копица Н.Н. Сканеры-дефектоскопы серии «Комплекс-2»: новые модели. // журнал «В мире НК», №2(24), 2004 г., с.31-33.
2. Пат. 2195636 Россия МПК G 01 №L1/12. Способ определения механических напряжений и устройство для его осуществления. Жуков С.В., Жуков В.С., Копица Н.Н. Заявлено. 05.03.2001; Оpubл. 27.12.2002, Бюл.№36. – 2 с.: ил.
3. Попов В.М., Теплова Н.И., Кашинский С.К., Трыков Ю.П., Гуревич Л.М., Чертков Е.П., Быков Д.И., Жуков С.В. Применение метода магнитомеханической анизотропии для определения напряженно-деформированного состояния технологического оборудования ООО «Лукойл-Нефтепереработка». // журнал «Известия Волгоградского государственного технического университета», №5, 2007 г., с.68-70.

4. Степин П.А. Сопротивление материалов: Учеб. для машиностроит. спец. вузов. – 8-е изд. – М.: Высш. шк., 1988. - 367с.

COMPARATIVE ANALYSIS OF IONIZING GAMMA RADIATION IN TOMSK CENTRAL DISTRICTS

S.M. Kozyreva

Scientific advisors professor L.P Rikhvanov, senior teacher L.I. Asadullina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Our research is devoted to the nuclear physics, and, to be exact, to a radiating background in the city of Tomsk. On the city of Tomsk measurements of capacity of an equivalent dose (further MED) γ - radiations are spent.

The given research is especially actual, because on the territory of Tomsk there are some objects connected with nuclear manufacture which can become additional sources of increase of a radiating background. And as results MED γ - radiations will help to reveal the most dangerous areas of a city.

According to the existing definitions, nuclear physics is the section of physics covering the study of the structure and properties of nuclear kernels, research of interconversions of the nuclear kernels occurring both as a result of radioactive disintegration, and as a result of various nuclear reactions.

The object of the given work – is the research of γ - radiation. γ - radiation is a high-frequency electromagnetic radiation which arises at disintegration of radioactive kernels and elementary particles, at interaction of the fast charged particles with substance, and also at elektronno-pozitronnyh steam annihilation. As the result of influence of γ - radiations on a human body, we can observe the ionisation process that causes the set of malignant reactions. It leads to the mutation of cells and to the formation of cancer cells as a result.

During work the following tasks were set:

- MED γ radiation measurement - in various points of, for revealing possible centres of the intensive radiation.
- The development of the radiation map of the Kirov district of town Tomsk based on the results the received measurements.

To carry out the MED measurements we used combined RKSB – 104 device. RKSB-104 – is a device intended for individual use by the population with the purpose of the control of radiating conditions of district. For reduction of an error of measurements, the experiment was conducted by series of 10 in each point. The results obtained are given in the table.

Table

Ionizing gamma radiation in Tomsk central districts

Street	$\dot{H}, 10^{-3}$ мкЗв/ч
Feodora Lytkina	5,7 ±34,2 %
Kotovskogo	7,4 ±35,8 %
The crossing of Vershinina and Nakhimova	6,9 ±48,6 %
Entrance to settlement Zone	5,6 ±34,2 %
Lagernyj garden	13±36,1 %

As a result of the conducted research we have drawn the following conclusions:

- According to the data of MED γ – radiation measurements conducted in several areas of Kirov district, it is possible to conclude that the centres of the increased radiation are not observed
- Consequently, it is logical to assume that the Kirov district is safe enough for residing.

GEOECOLOGICAL PROBLEMS CONCERNED WITH EXPLORATION AND OPERATION COALS OF KANSKO-ACHINSKY RESERVOIR

A.A. Kreshchik

Scientific advisors associate professor A.V. Volostnov, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Using coals for energy production is accompanied with a wide range of ecological problems such as intensive transformation of initial natural landscapes and soils, disturbance of forming, lowering of ground-water surface, impoundment of the earth crust separate sections, methane releases, underground fire [4], and problems concerned with dust and other chemicals emissions to the hydrosphere, atmosphere, pedosphere and biosphere by different trophic chains [6].

Coal heat-and-power engineering is a multicomponent pollutant and it has become a cause of the natural environment pollution due to organic (multiring aromatic hydrocarbons, etc.) and inorganic (CO₂, NO, SO_x, Hg, As, P, U, Cl, etc.) chemicals and suspended particles (dust) releases [1].

The objects which influence the environment negatively in the course of the coal deposit development may be wells and shafts, underground and open mine workings, drainage systems, waste dumps and slime-accumulators, pound-accumulators of sewages and pit-run water, concentration plants, water scoops of groundwater.

The objects having negative effect on the environment at the coal deposit development are:

Operating mines and open-cut mines:

Underground and surface hydrosphere – complete removing (liquidation) of water-bearing rocks on the career's area; drawdown (decline of hydraulic drop), total or partial dehydration of aquifers involved to the drainage; disturbance of surface flow; development of underground water depression around shaft and career, its expansion and deepening; problems with dietary habits and groundwater decrement; forming of shaft (career) water, differentiating from underground water in chemical composition, physical and corrosive properties; pollution of underground groundwater by shaft (career) water; water logging, territory underflooding because of massif falling and formation of failed trumpets above the mined-out space;

Landscape, relief – formation of landslides in beads, slopes and spoils of careers; retrieving and relocation of rocks and coals with formation of underground voids, earth surface falling, fracture formation on the worked-out area or ditch formation by digging and waste dump forming;

Subsurface and surface atmosphere – disruption conditioned by the gaseous processes, - pressure and gas volume changes in coal beds and near-by rocks. These changes occur because of discontinuity and degassing in massifs by mining operations; the greatest complications are sudden outbursts of coal and gas, inflammations and gas explosions; entry of gas to the day surface via gas-intake channels;

Coal rock mass – coal spontaneous combustion in-situ and in spoils; waterlogging because of surface flow trouble; changes in chemical composition and salinity of subsurface water by rainwater and melt water infiltration flowing from spoil surface;

Surface atmosphere – atmospheric pollution by toxic gases and dust;

Landscape – essential anthropogenic troubles and landscape pollution of allotment territory;

Drainage systems:

Subsurface hydrosphere – ascent of the underground water level, enhancement of its mineralization and chemical compound as a result of water infiltration through the substratum;

Processing plants, slime sediment tubes:

Underground and surface hydrosphere – lifting the level of subsoil water near the processing plants resulting from water leakages of technological systems; lifting of the level of subsoil water near the slime-accumulators due to slurry decantation; pollution of underground and surface water by the refinery water [5].

One of the main geocological questions concerned with coal firing is the presence of toxic contaminants in coals. In the Kansko-Achinsky coals we can find elevated concentrations of F, V, Ni, Co, but such concentrations are lower than MPC (maximum permissible concentration). Research shows that in general the Kansko-Achinsky coals don't contain concentrations of toxic elements, which are higher than MPC. Only small separate areas can be found with toxic elements which are higher than MPC [2].

On the whole, concentrations of toxic elements in the Kansko-Achinsky coals are significantly lower than those in the other country's reservoirs coals, and these concentrations don't reach the potentially risky values.

The Kansko-Achinsky coals are not environmentally dangerous coals. According to this characteristic these coals are the cleanest coals in Russia.

In the research there was also analysis made by the fragmentation radiography method. This analysis studied uranium forms of occurrence in coals and as a result of this analysis the data about probable uranium emission were obtained in condition of coal combustion. In the course of investigation the character and density of the uranium tracks distribution were determined. The analysis showed that virtually all samples are characterized by maldistribution and different density of tracks accumulation. It was also revealed that the most part of uranium is concentrated in the scattered form and it can be a cause of great hazard during the industrial coal firing. It was so explained by the fact that the most part of uranium can be accumulated through the different cleaning systems of gas combustion.

To protect man and environment in the process of coals extraction, transportation and firing it is necessary to take the ecological measures and perform radiological control of the debugging zones and termination products [3].

References

1. Volostnov A.V., Arbutov S.I. New presence of uranium given in forms in coals the central Siberia received by method f-radiography // Radioactivity and radioelements in the human environment. Materials of the second international conference. – Tomsk, 2004. – P. 119-122.
2. Yudovich Y.A., Ketris M.P. Valuable contaminant-elements in coals. – Yekaterinburg, 2006 –538 p.
3. Chalaïduk M.S. Geocological problems concerned with coal field development. Collection of Usov Conference. – TPU, 2007. –611 p.
4. Reference book of the geological environment. Edited by G.V. Voitkevich. – Rostov-on-Don, 1996. –445 p.
5. Sanina N.B., Chernov A.U. Distribution and balance of toxic metals in the natural-anthropogenic systems of fuel-energy complexes of Baikal // Geocology, engineering geology, hydrology, cryopedology, 2002. №2. – P.145 – 155.
6. Coal base of Russia. The basic laws of coal formation and coal placement in Russia. – Moscow, 2004. –779 p.

ENVIRONMENTAL ASPECTS OF HEAVY METAL FOOD POLLUTION ENTRY OF TOKSIKANTS IN THE HUMAN BODY WITH FOODSTUFF**E.D. Ksenofontova**Scientific advisors associate professor N.A. Osipova, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The estimation of environmental harmful factors impact on human health is rather a promising scientific trend. A great deal of various chemical substances both necessary for living activity and toxic find their way to a human body with drinking water and foodstuff. Food is one of the major factors performing the relation of a man with the environment and determining his health [1].

Requirements are put in a basis of indicators of safety of a foodstuff according to [2] on restriction in foodstuff and food raw materials of admissible levels of the maintenance of the basic groups of the hazardous to health person of substances of a chemical, biological and radiological origin [3].

Toxic metals concern the cores regulated загрязнителям (lead, cadmium, mercury, tin, etc.), arsenic, pesticides and them, nitrates, nitrites, polycyclic hydrocarbons, fluoric connections, growth factors of agricultural animals, and also the organic and inorganic connections migrating in foodstuff from packing materials, indicators of a biological origin - bacteria and their toxins.

In work for health from hit together with food the estimation of risk is spent to a human body of heavy metals: Pollution of sel'sko-economic production by heavy metals occurs, mainly, owing to cultivation of sel'sko-economic cultures on the polluted soils in city boundaries and residential suburbs. Heavy metals get to soil at the expense of pollution of atmospheric air by emissions of the industrial and extracting enterprises, power stations and transport, intensive development of irrigation plant growing, at the expense of pollution of underground water sources, use of fertilizers, a congestion of a waste on dumps, etc. [4, 5]. Because of deterioration of self-clearing ability of soils in connection with increase of the general level of pollution of environments these ways of receipt affect in grown up sel'sko-economic production and quality of meat products at выпасах cattle in residential suburbs more and more. Chemical pollution of agricultural food production participates directly in formation of doses (mg/kg) of the toxic substances arriving in an organism.

In this connection the estimation cancerogenic risks for population health has been spent at alimentary receipt toxic загрязнителей with a foodstuff [6]. To estimate risk, it is necessary to calculate doses of receipt of chemical substances. Mid-annual concentration in food raw materials and foodstuff on territory of Russia as a whole have been for this purpose used. The Majority of analytical researches concern eight most important in the hygienic control of foodstuff: mercury, cadmium, lead, arsenic, zinc, copper, tin, iron. [7]. Lead, arsenic and cadmium have been chosen from above noted toxic elements for a risk estimation. The data about daily allowances consumption of products, values of factors of cancerogenic potential is resulted in [6]. The share of consumption of local production was accepted equal 25 %.

Toxicity of connections of arsenic is known for a long time. The intoxication arsenic is shown by a nausea, vomiting, pains in a stomach, weakness, muscular pains, prostration, pigmentation. The arsenic wide circulation in soil, the fresh waters, added with anthropogenous pollution from the industrial enterprises and use of some protection frames of plants, causes its indispensable presence at the majority of foodstuff.

The considerable maintenance of lead in foodstuff is caused by its anthropogenous origin, and it is already dangerous, since lead does not concern vital elements, and represents typical. The intoxication lead is accompanied by infringement of processes of biosynthesis of such vital connections, as haemoglobin, nucleic acids, proteins, hormones. It is in turn reflected in functions of a gastroenteric path, nervous system, thermoregulation, blood circulation. Toxic and cumulative properties of lead are especially dangerous to children possessing большей sensitivity of developing bodies to toksikant, and for older persons at which secretory functions of intestines are slowed down.

Cadmium is the most dangerous загрязнителем foodstuff. The cadmium maintenance in a foodstuff is insignificant, however at the expense of anthropogenous influence it sharply increases. The cadmium most part at long absorption accumulates корковым a layer of kidneys. Level of the maintenance of cadmium raising in the course of time in kidneys gradually leads to their damage. It is known also that at damage of kidneys owing to a poisoning with cadmium there can be the secondary displays consisting in infringement of mineral structure of bones.

The risk cancerogenic for health of the person from regular consumption of the given foodstuff is the likelihood size characterising probability of that as a result of such food at the person cancerogenic diseases can develop. The risk at level 10 minus of the sixth corresponds to one additional case of serious disease or death on 1 million persons подвергшихся to influence. Such risks are perceived by people as пренебрежимо small, not different from usual, daily. Do not demand additional actions for their decrease, are subject only to the periodic control.

The risk in the range of 10⁻⁶ – 10⁻⁴ the fourth corresponds to a zone of conditionally comprehensible (admissible) risk; at this level the majority of hygienic specifications foreign and recommended by the international organisations for the population as a whole is established. Values of risk individual cancerogenic above 10⁻⁴ should be regarded as raised.

Results of calculation of levels of the individual cancerogenic risks connected with presence of cadmium, arsenic and lead in grain, vegetables and meat products are reflected in the table. The cancerogenic risk connected with presence of cadmium and lead in grain, vegetables and meat products, and also with arsenic presence in meat products, does not exceed 10⁻⁴ and, hence, is in admissible limits. The risk levels connected with presence of arsenic in grain and vegetables, are on border admissible and raised. They demand more careful complex studying in aggregate with other factors of environment for the purpose of a degree establishment the given problem and working out and carrying out of certain actions for decrease in risks.

Table

Values of individual levels of cancerogenic risk

	Individual cancerogenic risk			Total cancerogenic risk
	Arsenic	Cadmium	Lead	
Grain	$1,46 \cdot 10^{-4}$	$0,61 \cdot 10^{-4}$	$0,03 \cdot 10^{-4}$	$2,09 \cdot 10^{-4}$
Vegetables	$1,62 \cdot 10^{-4}$	$0,27 \cdot 10^{-4}$	$0,02 \cdot 10^{-4}$	$1,91 \cdot 10^{-4}$
Meat products	$0,94 \cdot 10^{-4}$	$0,16 \cdot 10^{-4}$	$0,01 \cdot 10^{-4}$	$1,62 \cdot 10^{-4}$

Apparently from the table, the total individual risk of development of a cancer within 70 years of a life is mainly caused by arsenic. It signals about possible additional number of cases of diseases by malignant new growths because of consumption of such food in comparison with background level. It is possible to do more detailed conclusions taking into account the data of monitoring of frequency and levels of pollution of a foodstuff

The received results testify that food raw materials and foodstuff in territory of Russia as a whole are not characterized by extreme levels of pollution by toxic elements. Nevertheless, it is necessary to continue the control over safety of products and the prevention food raw materials the various nature, to carry out the analysis of structure of consumption, level of pollution of a foodstuff, an estimation of a dose of receipt of toxic substances in an organism and influence of these factors on a population state of health.

References

1. Environment and health: approaches to a risk estimation. / under ShCherbo A.P.'s edition, - SPb.: МАПО, 2002. – 370 with.
2. SanPiN 2.3.2.1078-01 "Hygienic requirements to safety of foodstuff and food value"
3. SanPiN 42-123-4089—86ПДК heavy metals and arsenic in food raw materials and foodstuff.
4. An estimation of receipt of heavy and toxic metals in the basic foodstuff.
5. V.Gorbunov, S.M.Ljapunov, O.I.Okina / library.mephi.ru/data/scientific-sessions/2002/5/350.html
6. Ekologo-hygienic consequences of last ecological damage in industrial regions of Siberia. A.P.Mihajluts, A.M.Vasilovsky, J.S.Chuhrov / Eko-certify as ill InEka, 2008. №3 (128)
7. A management according to risk for population health at influence of the chemical substances polluting environment. A management of the River 2.1.10.1920-04. M: the federal centre of Gossanepidnadzor of Ministry of Health of the Russian Federation, 2004. 273 with
8. Кузубова, Л.И. element in foodstuff. Hygienic characteristics, maintenance specifications in foodstuff, definition methods: the State-of-the-art review / L.I.Kuzubova, O.V.Shuvaeva, G.N.Anoshin. — Novosibirsk, 2000. — 68 with.

REGIONAL FEATURES OF ELEMENT STRUCTURE OF CHILDREN'S BLOOD IN IRKUTSK AREA

T.O. Lebedeva

Scientific advisors associate professor N.V.Baranovskaya, associate professor I.A. Matveenko
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Any system of organs and tissues contains all elements from D.I.Mendeleyev's table of in a human body, as was stated by the great scientist geochemist, academician V.I.Vernadsky in the 1930's. As a whole, accumulation and distribution of macro - micro-and ultraelements in separate human organs and tissues is likely to depend on blood supply of the bodies possessing ability to store more or less quantity of blood (e.g., spleen - «a cemetery of erythrocytes», liver - «blood depot»). The element structure of blood is a sensitive indicator reacting to anthropogenous changes of environment that is expressed in accumulation level and spatial distribution features of elements and their relations (N.V.Baranovskaya, 2007). For human blood the relative stability in structure is typical and its dynamic specificity (A.A.Kist, 1969) is stated. In people of unhealthy work the occupational diseases due to accumulation of some elements in blood, e.g. rare-earth are revealed that can lead to lung cancer (A.M.Rashevskaya, 1968).

Blood samples were selected by the medical workers with syringes of 5 ml. Then blood was dried at temperature 50-60°C. All analyzed samples of the rest dried blood of Irkutsk area inhabitants makes 38. Tests were analyzed in nuclear-geochemical laboratory by the method of instrumental neutron-activation analysis (INAA) at the training nuclear reactor of Tomsk Polytechnic University on the presence of 29 elements.

On the basis of the obtained results the comparative analysis of element distribution in blood of inhabitants of various regions (Irkutsk and Tomsk areas) (Fig.) has been carried out. Distribution of chemical elements in human blood is non-uniform (Fig.).

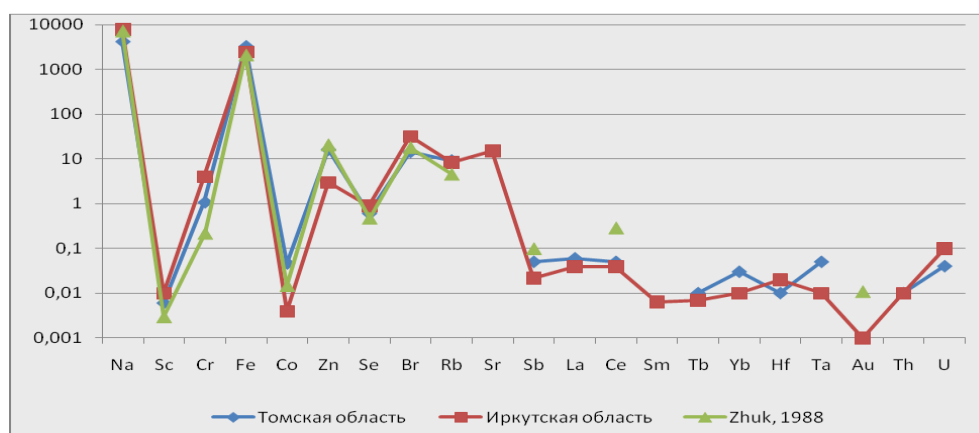


Fig. Element distribution in blood of inhabitants of Irkutsk and Tomsk areas

In blood of inhabitants from Irkutsk area the elevated concentrations of sodium, scandium, chrome, bromine, strontium, hafnium and uranium is observed, that is possible to consider as a regional specific feature. In blood of inhabitants of Tomsk area the elevated concentrations of cobalt, zinc, antimony, lanthanum, ytterbium, tantalum is stated.

We have calculated the index of element accumulation in blood of inhabitants in the investigated regions in respect to their concentrations in sea water (from R.Hornu, 1972). The given indicator was chosen owing to the fact that the element structure of blood of the person is identical to that of sea water (A.A Kist, 1987). On the basis of biogeochemical indicator one can determine the elements which, first, are accumulated in blood of inhabitants of various regions concerning the concentration in sea water, secondly, establish the difference between accumulation of elements in regions, i.e. regional features (Table). In blood of inhabitants of Tomsk area the indicators of sea water are essentially higher than in blood of inhabitants of Irkutsk area. In blood of inhabitants of Tomsk area the following elements are determined: iron, rare-earth elements, gold (Table). For blood of inhabitants of Irkutsk area the spectrum of the following elements is revealed: iron, chrome, mercury, cerium and a number of rare-earth elements. One of the basic features of Irkutsk region is mercury accumulation that is most likely explained by the operation of the industrial enterprises. The specific feature of blood element structure of any region inhabitant is the high concentration of iron as it is a part of the main blood hormone - haemoglobin.

Table

Biogeochemical numbers of element accumulation

Tomsk area	Fe ₃₀₅₁₆₁ – Ce ₃₀₇₈₀ – Yb ₂₇₇₈₂ – Au ₂₂₀₉₅ – Sm ₂₀₅₂₄ – Cr ₁₅₇₆₈ – Eu ₁₅₇₃₃ – Lu ₁₂₉₆₅ – La ₁₀₃₇₂ – Hg ₇₁₂₆ – Ag ₄₆₁₄ – Zn ₂₉₈₆ – Th ₂₈₅ – Ba ₂₄₂ – As ₁₈₆ – Se ₁₄₅ – Sc ₁₃₅ – Sb ₁₃₀ – Rb ₉₀ – Co ₈₆ – Cs ₇₃ – U ₄₂ – Ca ₂ – Sr _{1,5} – Na _{0,7} – Br _{0,3}
Irkutsk area	Fe ₂₄₁₇₁₀ – Cr ₈₀₀₀₀ – Hg ₅₃₆₆₆ – Ce ₇₆₉₂₂ – Yb ₅₀₀₀ – Eu ₄₃₄₈ – Sm ₃₇₆₅ – La ₃₃₃₃ – Ag ₂₅₀₀ – Au ₂₅₀₀ – Lu ₂₀₈₃ – As ₆₆₇ – Zn ₃₀₀ – Th ₂₈₀ – Sc ₂₅₀ – Se ₂₂₅ – Rb ₇₀ – Cs ₆₀ – Sb ₄₄ – U _{33,3} – Co ₈ – Sr _{1,8} – Ca _{1,3} – Na _{0,7} – Br _{0,5} – Ba _{0,03}

Thus, the element structure of blood can be used as an indicator of environment transformation.

LITHIUM AND STRONTIUM IN FORMATION WATER OF KUIUMBINSKOE OILFIELD

A.A. Limareva, A.S. Pazdnikova

Scientific advisors professor M.B. Bukati, associate professor R.F. Zarubina,
senior teacher N.V. Suhorukova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Formation water is passing water of petroleum oilfields. In formation waters there are many components which have practical meaning. Water usage with microelements as mineral feedstock has a significant importance at present.

The urgency of work is caused by requirement of industrial extraction of rare elements, in particular lithium and strontium, from formation waters of petroleum deposits.

The aim of work is the estimation of waters in Kuiumbinskoe oilfield for the further industrial extraction of lithium and strontium.

Kuiumbinskoe oilfield is located southwest of the Siberian platform in Tunguski artesian basin. The main water object is the river Podkamennaya Tunguska which flows into Yenisei.

43 water tests were analyzed on the contents of microelements and makrocells in the educational scientific industrial centre "Water". The results of the analysis were investigated on lithium and strontium content and their connection with various parameters of formation waters.

Industrial requirements of associate waters in the oilfield as source of mineral feedstock are determined by the normative document. For lithium the industrial concentration is 10 mg/l (pic. 1), for strontium - 300 mg/l (Fig. 2).

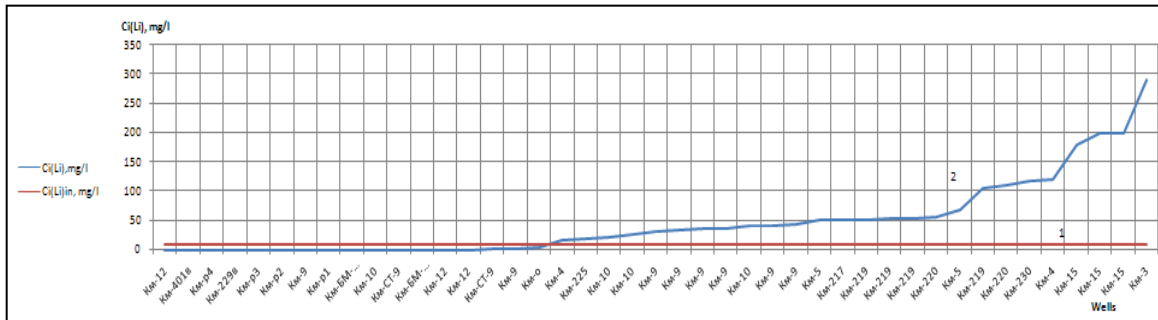


Fig. 1. Lithium concentration in formation waters of Kuiumbinskoe oilfield (2) in comparison with industrial norms (1)

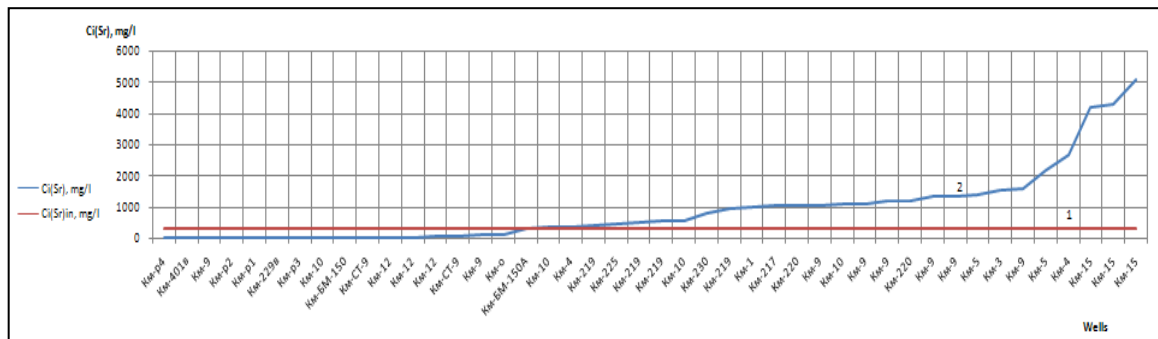


Fig. 2. Strontium concentration in formation waters of Kuiumbinskoe oilfield (2) in comparison with industrial norms (1)

Fig. 1 and Fig. 2 show that the extraction of elements is appropriate for the majority of wells in the oilfield (for 27 from 43). The concentration of elements begin to grow according to numbers of points from a southeast part of a oilfield to northwest and achieve the following concentration: lithium 290mg/l and strontium 5100 mg/l. In the majority water tests the real concentration exceeds industrial from five to twenty five.

Gross composition of passing waters varies in different oilfields and the technique of extraction of rare components depends on it. That’s why it was necessary to learn what parameters influence lithium and strontium in formation waters. The reaction of lithium and strontium concentration is investigated depending on mineralization and concentration of macroions.

The abundance of lithium and strontium increases with growth of mineralization. The size of water mineralization where the lithium and strontium concentration is great (northwest part of a oilfield) makes 365,39; 412,5 g/l (formula 1) and water chlorine sodium in areas with the lowered content of lithium and strontium (southeast of a oilfield) - 14,26; 97,27 g/l (formula 2) waters are chlorine calcium.

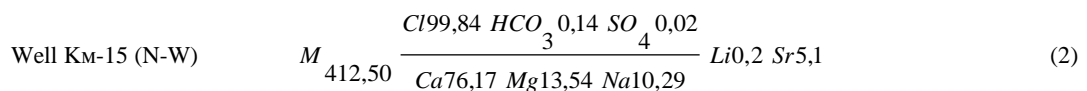
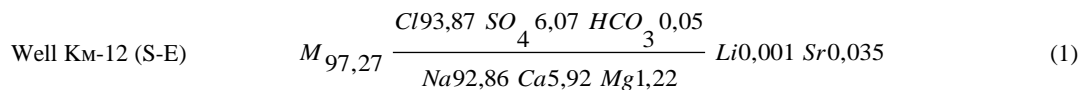


Fig. 3 shows lithium distribution depending on macro ions of groundwaters in Kuiumbinskoe oilfield, on the picture 4 – strontium. A stable increase of lithium concentration can be seen within 32-200 mg/l and of strontium – 350-5100 mg/l depending on macrocells content. There is a tendency to a positive connection of strontium with magnesium and sodium, lithium – with chlorine, calcium and sodium.

If we compare formation waters of Kuiumbinskoe oilfield with formation waters of Russian platform (according to K.E. Pitvevoi [1]), it can be seen that they have separate common features: there is a dependence of strontium content on concentrations magnesium and sodium, lithium – on concentration chlorine. But there are differences in connections of lithium with macro composition of a formation waters. So a lithium has connection with magnesium in a formation waters of Russian platform, but in groundwaters of Kuiumbinskoe oilfield – doesn’t have.

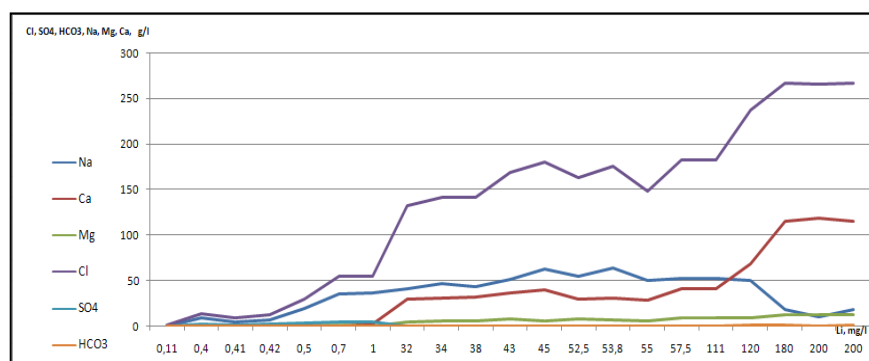


Fig. 3. Lithium reaction depending on macro ions of groundwater of Kuiumbinskoe oilfield

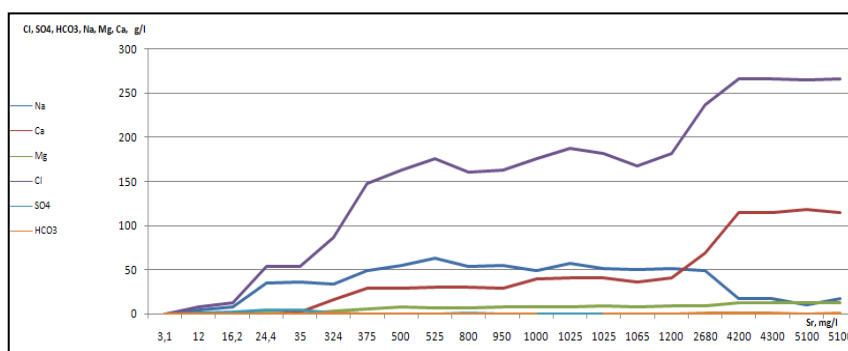


Fig. 4. Strontium reaction depending on macro ions of groundwater of Kuiumbinskoe oilfield

According to research on the example of well КМ-9 lithium and strontium content depend on a strata pressure and a depth. (Fig. 5). Connection of these parameters with a concentration of lithium and strontium is rather complicated. As depth and pressure increase, trace elements also increase; a complexity of distribution is apparent in a sudden change of their content in ground waters on short intervals of depths and pressures.

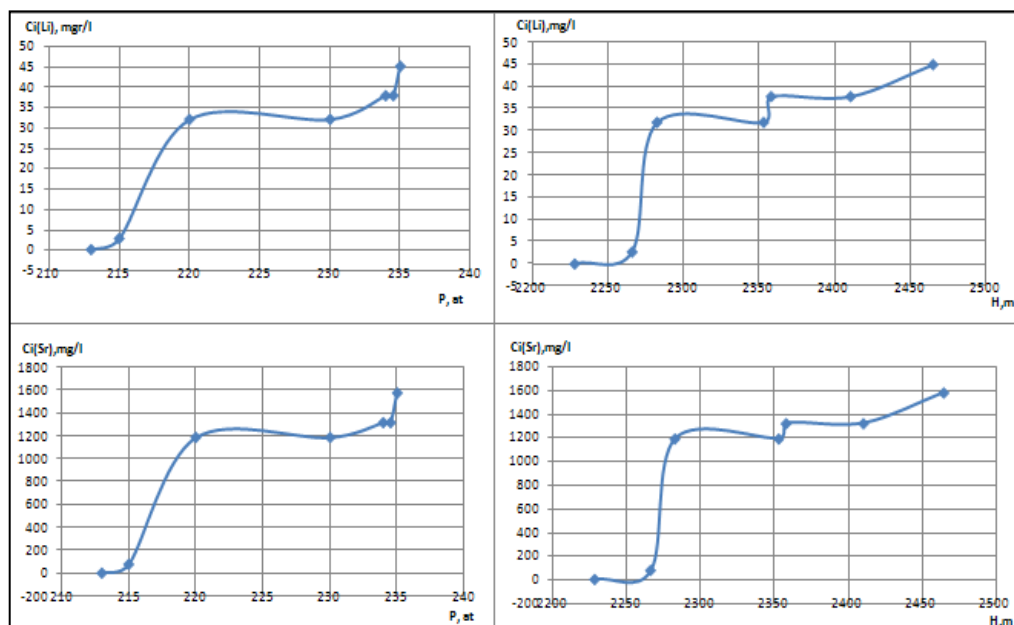


Fig. 5. Dependence of lithium and strontium content on a strata pressure (1) and depth (2)

Lithium content increases from 3 to 32 mg/l and strontium from 78 to 1190 mg/l in interval 40 m, depth from 2230 to 2270 m, pressure from 215 to 220 at, then has a constant value. Therefore, depth and formation pressure can be considered as factors, which hasn't a connection with formation waters composition. For example, a macro composition of water in well КМ-9 is the same on different depths and pressure, waters are calcium-sodium chloride (3, 4).

$$2230 \text{ m, } 215 \text{ at} \quad M_{13,06} \frac{Cl_{97,60} \text{ SO}_4 \text{ 0,004 HCO}_3 \text{ 2,40}}{Na_{47,64} \text{ Ca}_{40,76} \text{ Mg}_{11,60}} \text{ Li}_{0,0028} \text{ Sr}_{0,078} \quad (3)$$

$$2270 \text{ m, } 220 \text{ at} \quad M_{207} \frac{Cl_{99,97} \text{ SO}_4 \text{ 0,0006 HCO}_3 \text{ 0,03}}{Na_{49,44} \text{ Ca}_{39,86} \text{ Mg}_{10,70}} \text{ Li}_{0,032} \text{ Sr}_{1,91} \quad (4)$$

From the foregoing it seems reasonable to conclude that north-west part of Kuiumbinskoe oilfield has great potential for lithium and strontium extraction from formation waters.

Dependence of lithium and strontium content on macro ions of formation water is determined. Strontium has connection with magnesium and sodium, lithium – with chlorine, calcium and sodium.

There is a common tendency to increase content of lithium from 3 to 32 mg/l and of strontium from 78 to 1190 mg/l in interval 40 m of depth from 2230 to 2270 m within pressure from 215 to 220 at on the example of water test, well КМ-9.

References

1. К.Е.Питьева. Гидрогеохимия. – М.: Изд-во МГУ, 1988. – 315 с.
2. Временные требования к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений как источника минерального сырья. – М.:ГКЗ СССР, 1991 г.

DEVELOPMENT OF «EURO – 3 – 4» HIGH-OCTANE GASOLINE BASED ON ZEOLITE CONTAINING CATALYSTS THROUGH NANOTECHNOLOGY

A.S. Medvedev, I.S. Khomjakov

Scientific advisor professor V.I. Erofeev, associate professor R.N. Abramova

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Tomsk State University, Tomsk, Russia

Due to a heightened awareness of the environmental problems worldwide, there is a need of gasoline containing small quantities of compounds considered harmful to the environment or the public health. Some components of gasoline are restricted because of their negative impact on the environment. A lot of refineries have to change their strategy in order to meet the regulations on the composition of vehicles fuels (such as European emission standards). Furthermore, a high octane number is required. Consequently, there is a need to increase the gasoline octane number and at the same time, to protect the environment. Some regulations on the content of gasoline are a low aromatic (<35 %), benzene (<1 %), sulfur (<30 ppm) and olefin (<10 %).

Acidified zeolites, such as ZSM-5 (MFI) can successfully conduct a catalyst to achieve this aim. They can, through their activity and selectivity, enhance the octane number of gasoline. Combined with nanosized metals or modified through their SiO₂/Al₂O₃ structural ratio, one can improve their catalytic activity. The ZSM-5 (MFI) zeolites used in our study are synthesized hydrothermally using different organic substances as the template. Then zeolites are exposed to promotion such as calcinations and temperature vapor treatment and they are mixed with nano sized metals by a solid-phase method.

Then zeolite catalysts are characterized by X-ray spectrum analysis infra-red spectroscopy and transmission electron microscopy, acid properties are investigated by temperature programmed desorption of ammonia. The chemical composition of the zeolites studied is M_{2n}O·Al₂O₃·xSiO₂·yH₂O.

The compositions of FCC gasoline were shown as follows: paraffins 28.3 %, i-paraffins 39,8 %, aromatics 2,7 %, naphthenes 28,7 %, olefins 0,5 %, RON 77,8.

The catalytic activity studies were conducted at atmospheric pressure in a steel tube reactor equipped with an internal chromel-alumel type thermocouple for temperature measurements. The gas condensate feed was continuously injected from a plunger pump. The products were analyzed by gas chromatography using a Cristall-5000M with a DB-1 capillary column. The column temperature was programmed to obtain an adequate separation of the products; also gas chromatography analysis gives the opportunity to calculate the research and motor octane numbers of liquid products. The LHSV (liquid hourly space velocity) was kept at 2 h⁻¹. Different zeolites are tested within different temperatures.

The changes of gas/liquid ratio and aromatic content in product oil on the modified catalysts in FCC gasoline upgrading process are shown in Tables 1, 2. It can be seen that all catalysts had a strong activity, the aromatic content and research octane number in FCC gasoline increased with rise of temperature, while the liquid yield decreased.

According to the most important parameter, we could manage to select the less expansive reaction. After studying four different commercial types of zeolites within different temperatures, the Sud-Chemie zeolites appear to be the

most suitable. We compared their efficiency with the catalysts synthesized and modified in our laboratory. For each temperature, the reaction is much more efficient with our catalysts.

Table 1

Conversion of FCC gasoline on metal nanoparticles-zeolite (ZKE) containing catalysts

Type of zeolites	Temp. (°C)	% mass of gas	% mass of liquid	% mass of aromatics	Octane number
ZKE	350	34,9	65,1	21,8	92,3
	375	36,8	63,2	23,4	94,7
	400	42,9	57,1	26,7	96,7
	425	45,1	54,9	26,7	95,5
1 % Mo + 99 % ZKE	350	22,2	77,8	17,6	91,9
	375	30,4	69,6	23,1	94,4
	400	37,3	62,7	27,7	95,2
	425	41,8	58,2	31,4	96,8
3 % Mo + 97 % ZKE	350	20,4	79,6	16,8	91,0
	375	26,4	73,6	20,1	92,9
	400	30,9	69,1	23,8	93,8
	425	34,0	66,0	26,0	94,6
1 % Zn + 2 % Cu + 97 % ZKE	350	15,4	84,6	12,1	86,1
	375	23,2	76,8	16,9	89,7
	400	31,7	68,3	22,7	92,5
	425	36,1	63,9	27,5	94,0

Table 2

Conversion of FCC gasoline on metal nanoparticles-zeolite (VKZ) containing catalysts

Type of zeolites	Temp. (°C)	% mass of gas	% mass of liquid	% mass of aromatics	Octane number
VKZ	350	30,3	69,7	19,0	93,4
	375	39,0	61,0	25,3	96,6
	400	44,8	55,2	29,1	98,9
	425	47,8	52,2	31,2	96,5
1 % Cu + 99 % VKZ	350	20,0	80,0	15,3	89,6
	375	30,2	69,8	23,3	93,6
	400	38,9	61,1	29,2	94,0
	425	42,5	57,6	32,7	95,7
3 % Cu + 97 % VKZ	350	13,2	86,8	10,9	86,7
	375	23,4	76,6	17,9	91,4
	400	35,6	64,4	23,5	95,1
	425	43,2	56,8	28,6	97,8
3 % Zn + 97 % VKZ	350	21,6	78,4	17,1	90,4
	375	27,9	72,1	21,9	92,9
	400	37,0	63,0	32,7	94,8
	425	41,5	58,5	40,2	98,1

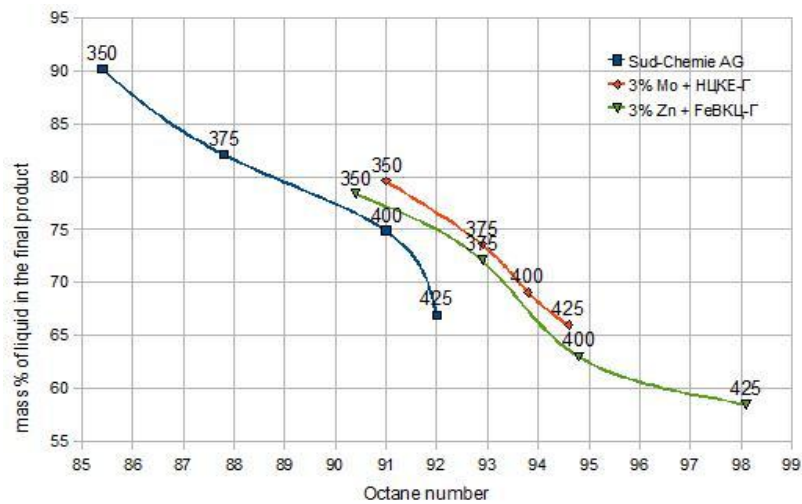


Fig. The dependence of liquid yield on the research octane number

Funding for the following research was provided through Russian and international grant programs – Education Ministry of Russian Federation “Research and Development in priority development technological trends, Russia 2007-2012” (contract №02.513.11.3336).

CHEMICAL COMPOSITION OF SMALL RIVERS IN TYEMNOE SWAMP AREA (TOMSK REGION)

O.S. Naimushina, A. El-Shinawi

Scientific advisors professor S.L. Shvartsev, associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Objects of research are the rivers Shishkoboika, Mostovka, Chernaja and Kamyishka which are the right in-flows of the river Tom, flowing into it on the site of the bottom current (Fig.). These rivers are referred to small waterways with the catchment basin area up to 5000 km² [4]. Thawed snow waters, liquid precipitations, and underground waters contribute to the rivers input. Besides, the considerable role is played by swamp waters as these surface waterways originate from the swamp Tyemnoe.

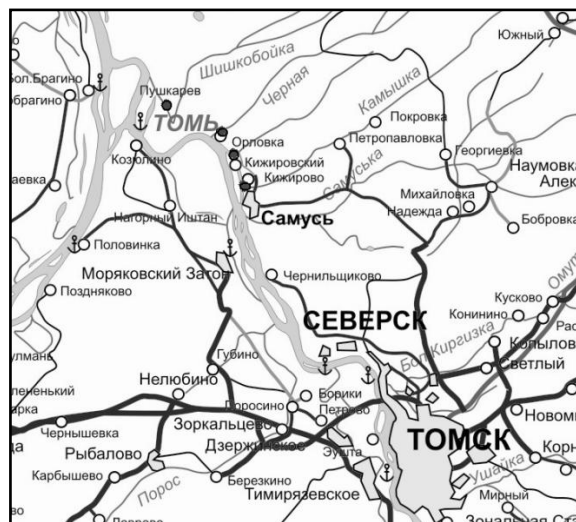


Fig. Arrangement of the sampling points

According to the map of geomorphological zoning, catchment areas of the rivers Shishkoboika, Mostovka, Chernaja and Kamyishka are located within Tomsk-Kamensk region of the Chulymo-Yenisei area in the Western-Siberian geomorphological province. Prevailing types of the relief are lake-alluvial, forming watersheds and erosion-accumulative areas developed within river valleys. Dune-ridge and plain-cavity relief types have the subordinated significance [2].

Water-bearing complexes of quaternary, palaeogenic and carboxylic blankets are allocated within considered territory in terms of the lithological-stratigraphic principle, bedding conditions, movements and formations of underground waters. Underground waters are mainly hydrocarbonate calcium and calcium-magnesium, fresh with a mineralization from 0,25 to 1,5 g/l, neutral or alkaline. As a whole, distribution of the macro- and microcomponents, biogenic and organic substances in underground waters of catchment area of the rivers Shishkobojska, Mostovka, Chernaja and Kamyishka obeys the same laws as for the entire catchment area of the river Tom [4].

Table 1

Chemical Composition of Investigated Waters, mg/l

Parameter	Shishkobojska	Chernaja	Mostovka	Kamyishka
	1	2	3	4
Eh	265	269	272	275
pH	7,02	6,91	7,02	7,56
CO ₂	8,8	8,8	8,8	4,4
HCO ₃ ⁻	110	98	122	146
SO ₄ ²⁻	<2	<2	<2	<2
Cl ⁻	1,01	3,08	1,4	1,23
Ca ²⁺	28	24	36	40
Mg ²⁺	4,88	4,88	2,44	6,1
Na ⁺	2,4	5,9	3,3	4,9
K ⁺	0,5	0,9	0,9	0,7
Fe	11,3	7,57	7,76	2,76
Salinity	147	137	166	199
NH ₄	1,15	2,07	1,89	0,61
NO ₂	<0,003	0,09	<0,003	<0,003
NO ₃	3,12	8,36	1,98	0,6
PO ₄	0,736	1,05	0,912	0,352
Si	6,03	6,12	6,67	6,26
F	0,1	0,15	0,15	0,18
Al	0,066	0,174	0,263	0,042

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 amount of atmospheric precipitation the given territory belongs to the zone of moderate humidifying. There are 517 mm on the average.

Four samples have been selected from investigated objects in September, 2009.

The river Shishkobojska. Water sample was selected in a place of crossing the river by an oil pipeline, in 5700 m from enterprise "Sibnefteprovod" by the service road. The territory is very swamp; vegetation is presented by a grass, bushes, and birches. The river is coffee-coloured, opaque, and very muddy, without obvious smell. Depth in place of sampling is 80 cm, length of the river is 19 km, water flow discharge is 0,074 m³/sec.

The river Chernaja. Water sample was selected under the bridge Tomsk - Orlovka. The vegetation of the given territory is presented by grass and bushes. The river is coffee-coloured, muddy, without smell. Depth of the river in the sampling is 60 cm, length of the river is 39 km, water flow discharge is 0,51 m³/sec.

The river Mostovka. The point of sampling is in 300 m downstream from the bridge before village Orlovka. The territorial vegetation is wood, presented by birches and pines. The river is coffee-coloured, muddy, without smell. Depth in the sampling is 50 cm, length of the river is 21 km, and water flow discharge is 0,017 m³/sec.

The river Kamyishka. The point of sampling is in 100 m from the mouth, in the immediate proximity from Samussky ship-repair factory, in 500 m from the village Kizhirovo. The vegetation is presented by grass and bushes. Colour of the river is swamp-green, the water is muddy, has unpleasant specific smell. Depth in the sampling is 80 cm, length of the river is 41 km, water flow discharge is 0,26 m³/sec.

Water of the investigated small waterways Shishkobojska, Mostovka, Chernaja and Kamyishka according to the received data is fresh low mineralization from 137 mg/l in the river Chernaja to 199 mg/l in the river Kamyishka (Tab. 1), by O.A.Alekina's classification hydrocarbonate calcium. By pH the river waters are neutral, by hardness - soft (Tab. 2). The lowered values of mineralization and pH in the rivers are likely to result from the water food of the swamp waters containing raised amount of natural organic acids.

Table 2

Classification of Investigated Rivers

Object	By mineralization	O.A.Alekin's classification by chemical composition		By pH	By hardness
		Class	Group		
Kamyishka	Low mineralization	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Neutral	Soft
Mostovka	Low mineralization	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Neutral	Soft
Chernaja	Low mineralization	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Neutral	Soft
Shishkobjka	Very low mineralization	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Subacidic	Soft

In river waters there are very high concentrations of Fe^{gen} whose quantity makes from 2,76 to 11,3 mg/l; Al - from 0,0042 to 0,263 mg/l; NH₄ from 0,61 to 2,07 mg/l; PO₄ from 0,352 to 1,05 mg/l and F whose quantity in the river Kamyishka makes 0,18 mg/l. As a result, high degree of disturbance in fishery specifications is observed. Thus it is necessary to note that in this case there is the discrepancy of river waters owing to the influence of natural factors that is not determined by pollution, but the entry of swamp waters into the river networks from swamp sites of the river valleys and superficial drain from catchment area [1,3]. In general, natural reduction of Fe concentration and increase in mineralization in the process of increase in waterways arrangement is observed that is explained by consecutive increase in mineralized underground waters and reduction in influence of swamp waters in the water food.

References

1. Гуляева Н.Г. Методические рекомендации по эколого-геохимической оценке территории при проведении многоцелевого геохимического картирования масштабов 1:1000000 и 1:200000. – М.: ИМГРЭ, 2002. – 70 с.
2. Нехорошев А.И., Савичев О.Г., Кривошапка А.И. и др. Качество речных вод Томской области // Мат.конф. «Состояние водных экосистем Сибири и перспективы их использования». - Томск: «Дельтаплан», 1998. - С. 333 - 336.
3. Оценка качества природных вод различного назначения: методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу «Анализ и улучшение качества природных вод» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 280400 «Природообустройство» специальности 280302 «Комплексное использование и охрана водных ресурсов» / сост. Р.Ф. Зарубина, Ю.Г. Копылова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 115 с.
4. Савичев О. Г. Реки Томской области: состояние, охрана и использование. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003.

BS-10 STRATUM ROCK LITHOLOGIC-MINERALOGICAL COMPOSITION FEATURES (TEVLINO-RUSSKINSKOYE OIL-FIELD)

M.A. Naumova, R.R. Guilmoutdinov

Scientific advisor associate professor N.G. Nurgalieva
Kazan state university, Kazan, Russia

Lithologic-mineralogical composition of Tevlino-Russkinskoye oil-field BS-10 stratum rocks has been studied on the basis of 6 samples. The samples have been taken from 4 boreholes from the depths corresponding to various oil-water contacts against the present one. Thin sections have been made out of these samples and optico- microscopical study as well as radiographic analysis has been carried out.

The main task of this work is to study epigenetic phenomena [1] effecting reservoir and cap structural and compositional characteristics. Epigenetic phenomena demonstrations are controlled by oil reservoir zonality: by cap, oil-, water-oil- and water- saturated zones.

The cap is represented by strongly clayey horizontally laminated medium-grained quartzose silt with basal cement. Its grains are subrounded or angular; pelitomorphous and recrystallized quartz, feebly pelitized feldspar grains are being occurred.

There are medium- and fine-grained (Fig. 1) quartzo-feldspathic graywackes in oil-saturated zone. Rock fragments are represented by feebly altered felsite, less frequently by hornstone. Acid and medium weakly altered plagioclase content is well above than content of quartzose feldspar. Grains are subangular, isometric, subrounded. Quartz grains recovery and corrosion are feebly marked, there are rare microstylolitic contacts between them. Cement is porous- pelliular, clayey. Porosity is intergranular, about 20 %. Epigenetic changes are not evident.

Considerable epigenetic changes take place in oil-water zone. Feldspar, including acid plagioclase, is considerably pelitized. Quartz grain heavy corrosion is evident, as well as microstylolitic contacts between them.

In water-saturated zone rock fragments are represented by weakly altered felsite, less frequently by hornstone. Acid plagioclase is visibly pelitized, its content is much more than content of quartzose feldspar. Grains are subrounded, isometric or elongated. Quartz grains are notably corroded and clustered in some areas, where microstylolitic contacts are marked.

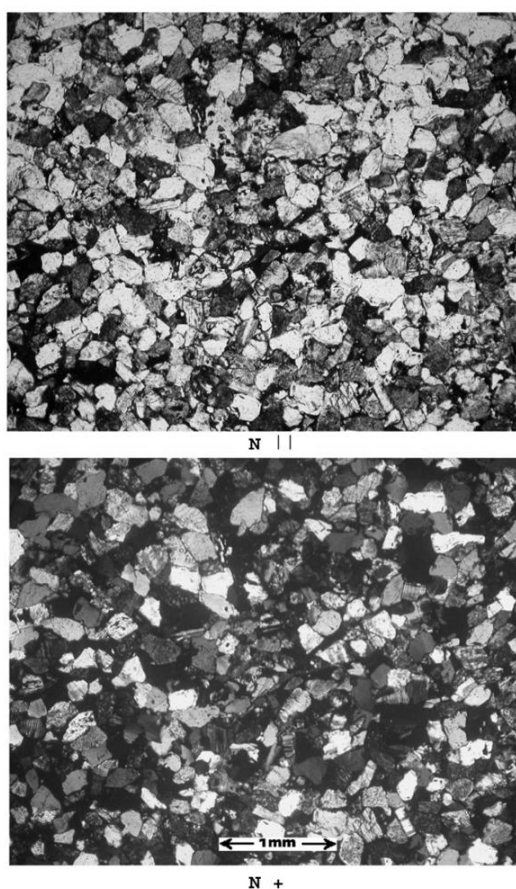


Fig. 1. Reservoir (sample 2_67)

Since diffraction patterns were interpreted (Fig. 2, 3) the following features of mineralogical composition and explored disperse component structural specificity have been revealed. Ferruginous chlorite (C) is all the samples clay fraction prevalent mineral. Obviously that it is secondary and its structure is not quite ordinary. Ferruginous chlorite produces an integer basal reflex set on anomalously low interplanar spacing $d(001) = 14,21 \text{ \AA}$, that points to Al^{3+} high concentration in mineral tetrahedral mesh. 002 reflex intensity (I) is twice as large as 004 reflex intensity, that is impossible in any degree of Mg^{2+} and Fe^{2+} distribution irregularity between 2:1 “talc” bed and “brucite” mesh. On the basis of literary data [2, 3], reflex intensity relation increases if Mg^{2+} is dominant in “talc” bed while Fe^{2+} prevails in “brucite” mesh. But it increases only up to meaning 1,4. So it’s might be true that there are not only bivalent cations but also Al^{3+} in octahedral mesh of this ferruginous chlorite. All the listed facts are indicative of obvious presence of mineral structure transformation, when fragments of effusive rocks and felsites might have been a source of Fe^{2+} , while only biogenic rock aluminosilicates alteration products might have been a source of $\text{Al}(\text{OH})_3$. Therefore the whole of observable stratum has gone through metasomatism, associated with the presence of oil, in some degree.

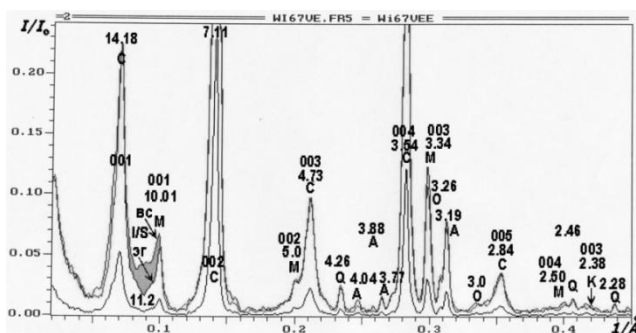


Fig. 2. Sample 2_67 (reservoir) diffraction spectrum. Symbols for phases: C – chlorite, K – kaolinite, M – mica, Q – quartz, I/S – mix-layered phase “illite - smectite”

The second prevalent mineral is dioctahedral mica, producing an integer basal reflex set on interplanar spacing $d(001)=9,984\text{\AA}$; its concentration is not high. Amount of tetrahedral Si^{4+} , that has been defined as $x = (10,392 - d001) : 0,134$ [2], is 3,045, i. e. rather more than 3, that is typical for illitization of smectite at late catagenesis stage but not for allothigenic muscovite [2].

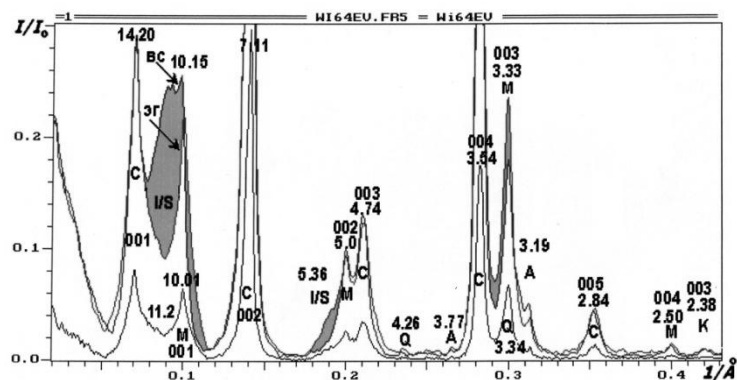


Fig. 3. Sample 1_64 (pool cap) diffraction spectrum. Symbols for phases: C – chlorite, K – kaolinite, M – mica, Q – quartz, I/S – mix-layered phase “illite - smectite”

Samples 2_67 and 3_69 locate above oil-water contact, their structure and clay component mineralogical composition well correspond to background epigenesis and they are preserved by oil. The dominant mineral is 14Å ferruginous chlorite with slightly anomalous diffraction characteristic that might be accounted for the presence of Al^{3+} not only in tetrahedral mesh of mineral structure but also in octahedral one. Sample 1_64 represented by clayey siltstone has the similar mineralogical composition. It locates in the pool cap. This rock is impermeable, and there is much more illite-smectite phase in it than in all the studied objects, but present chlorite has anomalous structure too. One can assume that clay minerals structure metasomatic changes connected with appearance of biogenic Al^{3+} begin from partial Mg^{2+} and Fe^{2+} replacement by Al^{3+} in chlorite octahedral meshes before the appearance of tosudite and divermiculite phases. The process develops in the whole of productive strata. So in the sample 6_18, represented by water-saturated sandstone located below oil-water contact, only primes of regular mix-layered phases with $\text{Al}(\text{OH})_3$ meshes formation are fixed.

References

1. V. A. Drits, A. G. Kossovskaya. Clay Minerals: micas and chlorites. Nauka. Moscow, 1991. – 175p. – P.38.
2. G.A Krinari, A.A Shinkarev, K.G Giniyatullin. Abiogenic and biogenic decomposition of minerals: differences, mechanisms and practical application // Zapiski Vserossiskogo Mineralogicheskogo Obschestva. 2005. –Part CXXXIV. Issue 1. – P. – 17-32.
3. R.S. Sakhigareev. Reservoir secondary alterations in a formation and destruction process for oil deposits. Nedra. St-Petersburg. 1989. – 260 p.

APPLICATION OF ELECTROPHYSICAL METHODS TO ROCK BREAKAGE

A.M. Neustroev

Scientific advisors associate professor V.I. Brylin, assistant T.V. Bocharova
National Research Tomsk Polytechnic University, city of Tomsk, Russia

Along with developing already existing mechanical methods of rock breakage there appear novel technologies based on application of such processes which have never been applied to it. New methods application perspectiveness and development of conventional methods of rock breakage shall be determined basing on their application practicability and on such performance indicators as efficiency, prime cost, energy required for rock breakage, operation data of equipment, safety, etc.

One of rather prospective methods for drilling deep wells is drilling with using electrophysical methods. When rocks are broken by electrophysical methods, there appear phenomena relating to heating rocks due to electric current traveling along a channel formed or due to energy absorption by some minerals in a variable electromagnetic field. Naturally electric and magnetic properties of rocks are essential in such processes.

Work on breaking and weakening rocks by application of high-frequency heating and electric discharge breakdown was started by A.V. Varzin, V.S. Kravchenko and A.P. Obratsov in 1949. The electric breakdown in dielectric solids is known to be accompanied with mechanical destruction of these solids. Most types of rocks are bad current-conducting materials. Therefore there appeared an idea to apply well-known phenomena of thermal and electric breakdown occurred in the dielectric environment to break rocks. Electric and thermal breakage of rocks includes a number of processes occurring in a certain sequence and resulting in rock destruction. The electromagnetic or electric energy is introduced into rock and is accumulated there in a given volume. The rock converts this electromagnetic energy into heat that results in its volume expansion and breakage. In electromagnetic methods of rock breakage the rock serves as an

energy converter, it converts electromagnetic energy into thermal energy and the thermal energy – into mechanical, as well as it serves as a tool of breakage. Rock's electrical conductivity varies with increase of the electromagnetic field's frequency: as a rule, when the electromagnetic field's frequency increases, the rock's electrical conductivity increases too. Strictly speaking the frequency increase makes the rock absorb more energy. Dielectric permittivity of rock relates to its electrical conductivity: dielectric permittivity of high electrical conductivity rocks amounts to 102 - 103 relative units, but that of dielectric rocks does not exceed 5 - 7 relative units.

Electrical properties of rocks vary in a wide range that requires a wide range of the electromagnetic field's frequency varying from 50 to 1013 Hz. This makes it possible to select a certain frequency affording to accumulate energy in a given volume of rock for each type of rocks. All the electromagnetic energy introduced into the rock is converted into thermal energy. The rock heated expands and creates tension stresses which generate postcritical cracks. Generation and development of such cracks break the rock. Accumulation of energy in a working substance results in increasing the efficiency of rock breakage and decreasing the energy volume required to break the rock. Thus the efficiency of electro thermal breakage is higher for hard rocks, as distinct from mechanical destruction of rock the efficiency of which decreases as the rock strength increases. Let us specify one more peculiarity of electro thermal breakage of rocks. That is even after the rock is disintegrated and the working substance goes up to the surface, it still maintains the tension stresses in the rock that makes it possible for cracks to keep developing. One cannot observe such a phenomenon when rock is disintegrated mechanically.

There are two types of electro thermal breakage of rocks, i.e. volume and surface breakage. The volume breakage of rock is characterized with that the breakable volume of rock significantly exceeds the working volume; it is by 2-3 orders greater. But the surface breakage shows that the breakable rock volume is roughly equal to that of the working energy carrier. Both types have their own advantages and disadvantages, as well as their effective application areas.

It was proposed to break hard rocks with a high-frequency contact method. The method is based on the following: the voltage of a certain frequency is applied to the rock via the rock-pins contact. In consequence of application of high-frequency electrical field and conduction currents, the rock between the contact pins becomes warm and a thermal breakdown occurs in it. Resistive dielectric rocks or semi-conducting rocks become current-conducting along a thermal breakdown channel. As the electric current keeps heating-up the current-conducting channel, thermoelastic stresses appear in the rock that are able to break it. This method can be applied to disintegrate any hard rock. Conditions of thermal breakdown occurring in different rocks depend mainly on electric and magnetic properties of such rocks. Therefore electrical current of a certain frequency should be used to break a certain type of rocks. Black iron ores and other ores of lower specific resistance can be broken by a contact method, particularly by applying the electric current of frequency 50 - 8000 Hz, and, for example, oxide ores from the Krivorojsky basin, can be disintegrated by current of frequency 60 - 300 kHz. The less iron is contained in ore, the higher frequencies are required to break it. In order to break higher specific resistance rocks by this method, it is necessary to use electric current sources of higher frequencies. An example assembly for breaking such rocks consists of a ГС-48-type generator placed on a car trailer. The generator including an anode transformer and control circuits is shielded. The contact pins are connected with a secondary winding of the air-core transformer via a high-frequency coaxial cable. Rock samples are broken in a following way. First the contact electrode pins are placed on a rock sample and a high-frequency voltage is applied to them. An arc is drawn between the electrodes and the rock and a current-conducting channel is formed in the rock. The energy released in a channel zone heats up the rock and breaks it. Now the rock breakage is accompanied with a distinctive cracking noise that goes to prove the crack generation and development. The rock is broken without a fly-rock hazard, dust formation and it ensures complete safety for personnel.

The generator generates a certain operative power therefore the load applied should be selected and agreed. The generator's scheme is selected basing on what technological process will be performed using the high frequency electric currents. Generally two main schemes are used, the one is for laboratory testing and the other one is for field trials. The generator's scheme used for laboratory testing is similar to that used for thermal treatment of metals. Here the oscillating counter consists of an inductance L1 and capacitance C1. The primary winding of a high-frequency transformer is the inductance L1, and the secondary winding of it is the inductance L2. The contact electrode pins are connected to outlets of the secondary winding consisting of 2-4 winds, via a coaxial cable. The electric circuit consisting of the secondary winding L2, contact electrode pins and a rock sample is a load-applying counter. In this case the counter is a periodic because there is no capacitor in it. The scheme mentioned is used to break rocks of lower electrical resistance.

In a two-circuit scheme the capacitor C2 together with the rock sample capacitance and the inductance L2 form a load-applying counter adjusted in tune with the main oscillating counter of the generator. This scheme is intended for breaking rocks of rather high electric resistance. After the electric breakdown the current-conducting channel shunts the capacitance C2 and a thermal breakdown occurs that breaks the rock.

In a two-circuit scheme the load-applying counter is adjusted in tune with an oscillating counter of the generator after the electric breakdown occurs in the rock sample. In this scheme the tuning happens during the thermal breakdown that makes it possible to release the effective energy rather fast and disintegrate the rock sample. Also the alternative current of industrial frequency in combination with the high-frequency current can be used to break rocks. The inductance L2, capacitance C2 and contact electrode pins form a circuit for high-frequency current. And the secondary winding of the transformer (the source of alternative voltage), the throttle L3 and contact electrode pins form a circuit for the current of industrial frequency. Thus it is possible to use a high-frequency assembly as an electric current source to heat up the current-conduction channel and create the thermal breakdown. In case when the current-conducting channel is of high electric conductance, a current of industrial frequency or combination of it and high-frequency current can be used. When the current-conducting channel is formed, a powerful pulse discharge can be used to break the rock.

Experimental and testing works have proved prospects and technological advantages of a high-frequency contact method of rock re-breakage. Large-scale implementation of the method in practical terms allows improving the technical process and organization of work greatly and increasing the labor productivity. In order to accelerate upon the introduction of the method into industrial use it is necessary to know conditions of thermal breakdown in different rocks and to find simple and easy ways of determining optimal parameters of rock breakage (electrical field's parameters, frequency and energy) for different types of rocks. And, surely, it is necessary to produce high-frequency units using simpler electrical-circuit schemes and to master the application of technology to subsurface and open mining.

Electrophysical methods, as they are or in combination with mechanical methods of rock breakage, should be studied and tested in order to use them for different purposes including weakening hard ores before processing or weakening hard rocks before mining and drilling.

References

1. Emelin M.A., Morozov V.N., Novikov N.P., Protasov Yu.I., Smolyanitsky A.A. Novel methods for rock breakage.- Moscow, Nedra, 1990.
2. Kulichikhin N.I., Vozdvijensky B.I. Exploration drilling. Moscow: Nedra, 1973.
3. Novel ways of well drilling./Review.-Moscow: ВНИИОЭНГ, 1968.
4. Rjevsky V.V., Protasov Yu.M. Electrical breakage of rocks. - Moscow: Nedra, 1972.
5. Epshtein E.F. et al. Novel technologies of rock breakage. Moscow: Gosoptechizdat, 1960.

COMPARATIVE ANALYSIS OF LIQUEFIED AND COMPRESSED GASES APPLICATION AS MOTOR FUELS

D.A. Ovcharenko, E.S. Shmyrin

Scientific advisors professor A.V. Pankratov, assistant O.V. Belousova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The main objective of the article is to carry out a comparative analysis of liquefied and compressed gases application as motor fuel according to the following characteristics:

- from the point of view of ecologic safety;
- assessment of advantages and disadvantages of equipment for liquefied and compressed gases transport and storage;
- relative economic reasonability of their usage.

It is not a secret that natural gas is becoming one of the main sources of energy, as its reserves (especially as gas hydrates) are rather high.

Because of exhaustion of oil fields, transfer of transport and oil fuel replacement to natural gas is unavoidable under the following reasons:

- oil reserves are limited, that is why in the near future may appear the condition under which oil extraction volume will not satisfy a growing demand on oil product;
- price rise of motor fuel due to price rise of oil will continue and may reach critical value.

Gas application as motor fuel appears especially attractive. The major advantage in favor of this is the fact that gas is thrice as cheaper than oil.

At present, there exist measures to tighten ecologic standards. Many market economy countries abandon to use oil and diesel fuel transferring to natural gas. Partial combustion products practically do not form. Nitrogen oxide releases in less quantity. Under the condition that the gas engine is correctly adjusted, carbon dioxide releases into the atmosphere appear to be 5-10 times as less as these with an oil engine, nitrogen dioxide – 1,5-2,0 times less and hydrocarbon – 2-3 times. When carrying out researches, the conclusion was drawn that natural gas application in engines allows to 20% decrease warming releases.

Different techniques of gas transport are widely used worldwide. One of them is water transport by methane carriers. Before being transported, gas is liquefied. After arrival to the harbor, liquefied gas is transferred to gaseous substance by means of regasification on special terminals and is given through pipeline system to the ultimate user.

Presently, in Russia (except for Sahalin-2 Project) there operate the following enterprises which liquefy natural gas: "Kriogas" – Sankt-Peterburg, "Gasprom Transgas Yekateriburg" – a system on liquefying natural gas in Pervouralsk. A construction of the system on liquefied gas production (productive capacity of 2,8 tons per hour) on the delivery measuring station in Yekaterinburg is carried. [1]

In comparison with compressed gas, liquefied gas technologies have a series of important advantages:

- liquefied natural gas may be delivered from any liquefying plant to any regasification terminal;
- liquefying technology makes it possible to change production and deliver volumes of gas depending on market conditions;
- liquefied natural gas appears to be the only suitable technology for transoceanic transport;
- liquefied natural gas gives a possibility to supply distant regions with gas;
- natural gas liquefying increases its density to 600 times, which enhances efficiency and ease of storage;
- the product is of higher purity;
- a possibility to obtain compressed gas without any compressing equipment;
- increase of automobile transportation length;

- absence of containers to work under high pressure;
- a possibility to attain liquefied gas on the production site and delivery measuring stations without any compressing equipment;
- a low specific index of equipment weight to transported gas;
- a high index of liquefied gas dressers application at the expense of low residual pressure.

In Fig. 1. there is a diagram, which makes it possible to assess efficiency of a traditional and cryogenic technologies application.

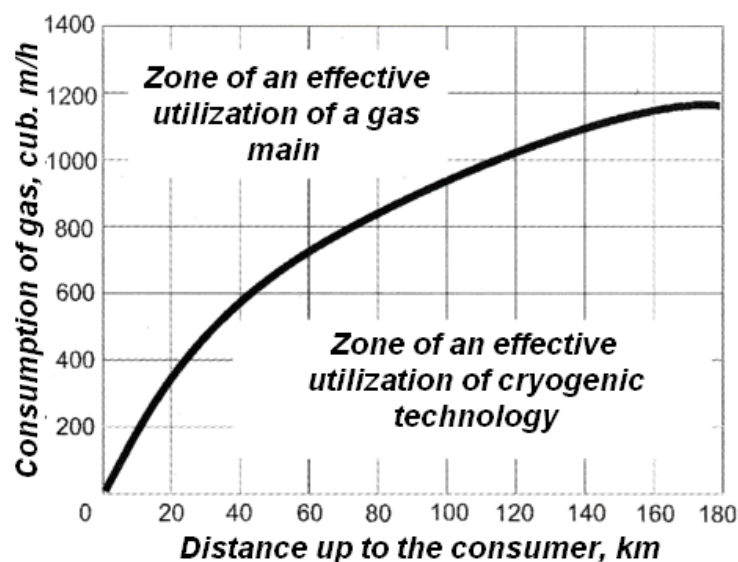


Fig. 1. Economic efficiency of gasification on traditional and cryogenic technologies

Compressed and liquefied natural gas application practice as motor fuel revealed a series of disadvantages of compressed gas:

- a small automobile transportation length, which is unacceptable for long distances in Russia;
- heavy load of vessels and their dimensions, which decreases a possibility to place indispensable quantity of vessels and decreases carrying capacity of a vehicle;
- remoteness of automobile gas filling compressing stations from automobile plants, wasted expense of time and recourses;
- inefficient application of mobile gas filling stations due to their high steel intensity and additional expenses on installation of a compressor for gas pressure increase on mobile gas filling stations;
- absence of a branched net of automobile gas filling compressing stations which are convenient for a consumer of compressed gas and high fundamental and exploitation expenses on their maintenance [2].

In Fig. 2, there is presented an assessment of economic component of chemical potential of alternative motor fuels, such as compressed gas with pressure 20 and 32 MPa, liquefied gas with pressure 0,4 MPa, liquefied hydrocarbon gas (propane-butane) with pressure up to 1,6 MPa, hydrogen with pressure 40 MPa, which are place din the vessel of 50l in comparison with petrol A-92 at price of 14,1 rub./l. (May, 2005) [3].

Despite a considerable reserve of fuel distance from one filling station, liquefied hydrocarbon natural gas yields to compressed gas due to constant price rise on propane-butane fuels. It is a well-known fact that when prices on petrol and diesel fuels rise, the price on liquefied hydrocarbon gas goes up as well. Besides, compressed gas pressure increase in the vessel from 20.0 to 32.0 MPa raises fuel distance from one filling station to 60 %.

The most efficient way of natural gas use as motor fuel is compressed natural gas.

We consider the range of liquefied gas use as motor fuel, shown in Fig. 1, has a series of advantages. Expenses on transfer of the engine from oil fuel gas (both compressed and liquefied) are close, though steel intensity of fuel system on liquefied gas is considerably lower, than on compressed gas. The cost of cryogen fuel vessel for liquefied gas does not differ from that on metalloplastic vessels for compressed gas, and when transferring to pressure for 32.0 MPa, it may appear even lower. The quantity of methane in cryogen fuel vessel of 56l by volume and index its use 0.8 is equivalent to 25-27 vessels of compressed natural gas under pressure 20.0 MPa. [4]

Liquefied gas application in rail way transport makes it easier to transfer a main line diesel locomotive to natural gas and decreases the cost of transportation, and in agriculture increases production efficiency.

№	The name of parameters	Energy carriers				
		CNG	LPG	LNG	DF	Gasoline
		3	5	7	8	9
1.	Cylinder volume, liter	50	50	50	50	50
2.	Operating ratio of volume of a cylinder, %	100	90	85	100	100
3.	Weight of used fuel, Kg	6,75	24,3	18,7	41,4	37
4.	Warmth of combustion (lowest): massMJ/Kg	48,7	46,0	48,7	42,5	43,9
5.	Fuel cost price at refueling, rubles of kg	9,0	12,6	8,58	15,7	19,7
6.	Power stock in a tank, MJ	328,7	1117,8	910,7	1760	1624,3
7.	Cost of refueling of a tank, rubles	60,8	219,6	160	650	729
8.	Fuel cost 1MJ, rubles	0,18	0,26	0,176	0,37	0,44
9.	Cost of fuel for run of 1 km, rubles/km (gasoline 2,82 rubles/km from calculation 20 liters of gasoline on 100 km)	1,15	1,665	1,125	2,6	2,82

Fig. 2. A comparative characteristic of energy recourses

References

1. Сайт компании «НГТ Холдинг» - <http://www.ngt-holding.ru/group>.
2. Сайт компании «Научно-Производственная Фирма «ЭКИП» - <http://www.ekip-projects.ru>.
3. Иньков А.П., Скородумов Б.А. Сжиженный природный газ как основа теплоснабжения отдельных регионов//Энергетика и промышленность России. – 2005. - №4 (56). - <http://www.eprussia.ru/epr/56/3668.htm>.
4. Калнинь И.М., Лазарев Л.Я., Масс А.М., Савицкий А.А. Перспективы производства сжиженного природного газа (СПГ) как основы для развития инфраструктуры по обеспечению автотранспорта и населения Московской области моторным и бытовым топливом - <http://www.transgasindustry.com/gas/lng/9/lng1.shtml>.

DIE ERDÖLLAGER IN DER ATSCHIMOV-DICKE (UNTERE KREIDE) IM NORD-POKACHEVO ERDÖLVORKOMMEN (TJUMEN)

E.N. Petrotschenko

Wissenschaftliche Betreuerinnen Professorin A.V. Jeshowa, Dozentin L.S. Ratner
Nationalen Forschungs Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Im Artikel werden die Ergebnisse der Forschungen analysiert, die im Laufe des Betriebspraktikums im Tjumen-Gebiet, Stadt Pokachevo, in der OAG „Lukoil-Sapadnaja Sibirj“ durchgeführt wurden. Dort werden 7 Erdölvorkommen abgebaut. Nord-Pokachevo-Ölfeld ist seit 1977 im Stadium der stabilen Erdölförderung. Die Aufgabe des Praktikums war es, die Betriebsfertigkeiten zu entwickeln, die modernen Technologien und Organisationsmethoden zu studieren. Man sollte auch selbständige Forschungen durchführen, neue Elemente in der Arbeit des Erdölfeld-Geologen kennen lernen und geologische, technische und ökonomische Daten für Kursprojektierung sammeln. Im Laufe des Praktikums wurden die Hauptcharakteristiken des Nord-Pokachevo-Ölfeldes untersucht.

Auf der Fläche des Nord-Pokachevsky Vorkommens ist die Erdöhlaltigkeit der Ablagerungen der Atschimov-Tiefe mit 3 Schichten – Atsch₁⁰, Atsch₁¹, Atsch₂¹ verbunden.

Die Schicht Atsch₂¹ enthält 4 Erdöllager, die durch Erdölzufuhr bestätigt sind. Alle Erdöllager liegen im Bereich der lokalen Hebungen mit kleinen Amplituden, die den terrassenartigen Abhang der nordwestlichen Tauchung erschweren.

Lager 1 liegt in der mittleren Terrasse im Raum des Bohrlochs 214R. Seine Erdöhlaltigkeit ist mit Hilfe der Bohrlöcher 212R und 214R bewiesen.

Im Lager 1 wird der Wasser-Erdöl-Kontakt mit der geeigneten Oberfläche beobachtet. Für die Geometrisation ist die bedingte Kontur des Wasser-Erdöl-Kontaktes angenommen, die die Fläche im Gebiet der produktiven Bohrlöcher bis zum rückwärtigen Nahtverbindung der Terrasse einschließt. In diesen Grenzen betragen die vermuteten Lagerabmessungen 3x2,2km, die Höhe – ca. 26m. Effektive erdölgesättigte Dicken in Bohrlöchern 212R und 214R machten jeweils 12,2m und 19,0m aus.

Das Lager 2 ist innerhalb der durch Isohypse in der Tiefe -2600 m abgegrenzten Hebung, in der oberen Terrasse von der Jukkunsky strukturellen PoNase festgestellt. Im Bohrloch 213R wurde im Ergebnis des Intervalltests 2669.0-

2671.0 m (absolutes Merkzeichen -2598.6-2600.6 m) die Erdölzufuhr mit täglicher Ergiebigkeit von 3.6 m^3 und dem Wasser von 16.6 m^3 erhalten.

Für die Geometrisation wurde der Wasser-Erdöl-Kontakt des Lagers auf der Höhe -2601.2m angenommen. Bei solcher Lage des Wasser-Erdöl-Kontaktes wird das Lager im Bereich der lokalen Struktur lokalisiert und gilt als aufgelagert, gewölbeartig und schwimmend. Die Vorkommenabmessungen werden als $3 \times 3 \text{ km}$, mit Höhe von 10-12m geschätzt.

Das Lager 3 ist im Bereich der Süd-Virtstelor-Fläche entdeckt, die der Schichtoberkante nach eine Hebung isometrischer Form mit kleiner Amplitude darstellt, fixiert innerhalb der mittleren Terrasse in der Tiefe der konturierenden Isohypse von -2620.0 m.

Im Bohrloch 143R wurde beim Test des Schichtintervalls 2688-2694m der Erdölzufluss mit Ergiebigkeit von 4.1 m^3 pro Tag bei der Depression 9.72MPa erhalten. Nach den Angaben der geophysikalischen Untersuchungen verläuft die Grenze der erdöl- und wassergesättigten Speichergesteine im Bereich von 2695.2-2696.0 m.

Im Bohrloch 149R wurde die Schichterprobung im Intervall 2684-2691m durchgeführt. Als Ergebnis wurde ein schwacher Erdölzufluss mit Ergiebigkeit von 1.01 m^3 bei der Depression 13.4MPa erhalten.

Die Lage des Wasser-Erdöl-Kontaktes im Vorkommen wird in der Tiefe -2624m. gefasst. Das Lager in der Kontur des Wasser-Erdöl-Kontaktes wird als aufgelagert, gewölbeartig vorgestellt. Es wird überall mit Wasser unterschichtet. Seine Abmessungen betragen $3 \times 2.3 \text{ km}$, die Höhe – 8 m. Effektive erdölgesättigte Dicken in den Bohrlöchern 143P und 149R machten jeweils 6.2m und 5.8m, aus.

Das Lager 4 ist innerhalb der Malokurragansk Fläche entdeckt. Im Bohrloch 221P wurde beim Schichttest im Intervall von 2722.0-2732.0 m eine schwache Erdölzufuhr mit Wasser nachgewiesen. Die Lage des Wasser-Erdöl-Kontaktes im Bohrloch kann man den geophysikalischen Untersuchungen gemäß in der Tiefe -2662.8m feststellen.

Das Lager wird als aufgelagert, gewölbeartig und schwimmend vorgestellt. Seine Abmessungen machen $2.2 \times 1.2 \text{ km}$ und die Höhe von 4m aus.

Die Schicht Atsch₁

Die Merkmale der Schichteröhlhaltigkeit sind nur in 3 Bohrlöchern - 211R, 212R und 213R nachgewiesen. Die Bohrlöcher liegen in Nebengewölbetteilen der Strukturen, aber bei ihrem Test sind die unbedeutenden Erdölvolumen gefördert. Im Ergebnis der Forschungen in der Schicht sind 4 Vorkommen des Erdöls nachgewiesen.

Das Lager I wird im Raum der Nordkurragansk Hebung festgestellt. Laut Angaben der Untersuchungen aus dem Schichtintervall mit Merkzeichen – 2627.8-2633.8 m wurde der Zufluss von Flüssigkeit mit täglicher Ergiebigkeit von 1.44 m^3 und des Erdöls mit 0.55 m^3 festgestellt. Anhand dieser Ergebnisse wurde im Schichtschnitt bedingt als erdölhaltig ein Flözschmilz mit der Dicke von 1m im Merkzeichenintervall -2627,8-2628,8m ausgesondert.

Das Lager wird als aufgelagert und schwimmend vorgestellt, es erstreckt sich auf den Gewölbetteil der Nordkurragansk Hebung und hat die Abmessungen von $2,7 \times 1,5 \text{ m}$ und die Höhe – etwa 3m.

Das Lager 2 hebt sich im Raum des Bohrloches 212R heraus. Im Bohrloch wurde beim Test des oberen Schichtteils im Abstand von 2684.0-2690.0 eine nichtüberflutender Erdölzufuhr mit Ergiebigkeit $0,82 \text{ m}^3$ pro Tag und Wasserzufuhr mit Ergiebigkeit von 4.82^3 bei der Depression von 13.82MPa nachgewiesen.

Das Lager ist durch den Wasser-Erdöl-Kontakt beschränkt, der innerhalb der Merkzeichen von -2619,2m bis zu -2617.2m verläuft. Die Abmessungen des Lagers betragen $2.5 \times 1.5 \text{ km}$ und die Höhe etwa 25m.

Das Lager 3 hebt sich im Gewölbe der Hebung mit kleiner Amplitude im Raum des Bohrlochs 213R heraus. Im Bohrloch wurde beim Test des Intervalls 2627.0-2632.0 m eine unbedeutende Menge von Erdöl und Wasser mit Ergiebigkeit jeweils $0,2 \text{ m}^3$ und $7,6 \text{ m}^3$ pro Tag gefördert.

In der Kontur des Wasser-Erdöl-Kontakts in der Tiefe von -2558,4m, nach der Sohle des erdölgesättigten Speichers angenommen wurde, hat das Lager die Abmessungen von $2 \times 2 \text{ km}$ und die Höhe bis zu 5 m.

Das Lager 4 wird im innerhalb der Süd-Virtstolorsk Fläche prognostiziert. Im Bohrloch 143P werden als erdölgesättigt drei Zwischenschichten mit der Dicke von 3m im Intervall 2652.2-2656.4 m ausgesondert. Im Bohrloch 149R, auch gelegen im Nebengewölbetteil dieser Struktur, lagern die Schichtspeicher beim Merkzeichen -2678.5m und gehören zu wassergesättigten. Das Lager hat einen zum Wesen geeigneten Wasser-Erdöl-Kontakt, ähnlich dem Schichtlager Atsch¹.

Das Lager stellt sich als aufgelagert, gewölbeartig und schwimmend vor, seine Abmessungen betragen $2 \times 1.5 \text{ km}$, die Höhe - 7m.

Die Schicht Atsch₁⁰

Die Schicht Atsch₁⁰ ist erdölhaltig in der West-Kurragansk-Fläche. Nach der Schichtoberkante stellt die die strukturelle Oberfläche einen terrassenartigen Abhang dar. Die Erdölhaltigkeit der Schicht ist nach Kernbestand, der Ergebnissen der geophysikalischen Untersuchungen und der Bohrlöcherprobung 161R bestimmt. Erdölgesättigte Speicher mit gesamter Dicke von 2.2 m wurden im Bereich von 2669.8-2672 m bemerkt. Ihre Erprobung ist im Intervall von 2669-2672 m durchgeführt. Als Ergebnis wurde eine nicht überlaufende Erdölzufuhr mit der Ergiebigkeit von $3,18 \text{ m}^3$ pro Tag gefördert wurde.

In der Schicht Atsch₁⁰ ist ein Erdölager gefunden, das mit der strukturellen Falle der kleinen Amplitude im Raum des Bohrlochs 161R verbunden ist. Als Lagergrenze gilt die Kontur des Wasser-Erdöl-Kontaktes, deren Ablagerungsmerkmale -2600,8 m beträgt. Das entspricht der Sohle der erdölgesättigten Sandsteine im Bohrloch 161R. In den angegebenen Grenzen hat das Lager die Abmessungen $1.7 \times 1 \text{ km}$ und die Höhe bis zu 5m. Es ist aufgelagert, gewölbeartig, in der ganzen Fläche mit Sohlenwasser unterschichtet.

Fazit. Das Betriebspraktikum hat eine reiche Arbeitserfahrung gegeben und theoretische Kenntnisse verankert., die systematisiert wurden. In kurzer Zeit wurde die Erfahrung der Tätigkeit eines Erdöloperateurs erworben.. Es wurden

folgende Betriebsfertigkeiten beherrscht: Bohrlochanlauf, Druckmessung im Bohrloch, Bedienung der Gasliftarmatur, Kernentnahme in den Bohrlöchern, die Bestimmung der Spaltenergiebigkeit, Beseitigung von Bruchstellen, Bohrmessung, Ausarbeitung der Datenbasis der geophysikalischen Untersuchungen; Studium des geologischen Fonds, Einschätzung der Zementationsqualität.

RADIOACTIVE ELEMENTS IN PEGMATITES AND ASSOCIATED OF THE ALKALINE GRANITE ROCK OF THE KHAN BOGD COMPLEX

I.V. Radyuk

Scientific advisors professor L.P. Rikhvanov, associate professor L.V. Nadeina
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The typical representative of rare alkaline granites is the Khan Bogd complex, one of the largest in the world, is located in the south of the desert Gobi, in Mongolia. The Khan Bogd's pegmatites contain concentration of such rare elements as Nb, Zr, Ta, Hf, and also Th and U. The aim of this research is the estimation of radiogeochemical specialization in pegmatites of the Khan Bogd complex.

The Khan Bogd alkaline granite complex consists of two ring bodies (eastern and western) with the area of a surface more than 1500 square km and breaking through sedimentary (cretaceous and tertiary thicknesses) and igneous rocks of the ordovician-devonian age. The Khan Bogd alkaline granite complex consists of different phases including:

1. Aegirine-arfvedsonite alkaline granites of the main phase, forming the majority of the western body.
2. Segirine-arfvedsonite granites, sometimes with changes of greisen-type and the fluorite, forming the majority of the eastern body.
3. Ekerite dikes, layered ekerite-pegmatite-aplites, and pegmatite bodies in the western body.
4. Pantellerite dikes.
5. Dikes of alkaline leucogranite porphyry.
6. Red microgranosyenite and micromonzonite dikes in the western body.

The Khan Bogd alkaline granite complex contains a lot of xenoliths, whose abundance is increased approaching the contact of the complex with the top consisting of dark grey igneous rocks and pink porphyritic granite [2].

The age of the alkaline Khan Bogd complex has been determined both by K-Ar on riebeckite and later by U-Pb on zircon and it is on the average from 266-342 million ages [1].

The Khan Bogd pegmatites occur with two different forms: as zone lenses the extent of them is 5-100 meters, and layers with aplite and ekerite alternation. In both cases pegmatites occur in the cupola of the western body, often near the contact with the host rock at the top. In the zone pegmatites the core consists of quartz, sometimes in large crystals. The next zone after the quartz core contains feldspar as the main rock-forming mineral, and extends over the zone with elpidite ($\text{Na}_2\text{Zr}(\text{Si}_6\text{O}_{15}) \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) or arfvedsonite (Fig. 1 - the kind of elpidite and armstrongite under the microscope Hitachi S3400N, Fig. 2 - the content of elements in associations of elpidite and armstrongite (Hitachi S3400N), Fig. 3. - a photo of ovoide rings), and the most removed zone with arfvedsonite. The alternation of pegmatite-aplite-ekerite layers in consecutive order in the unit denotes their formation in a plastic zone of transition, such as plastic turning and internal displacement of layers.

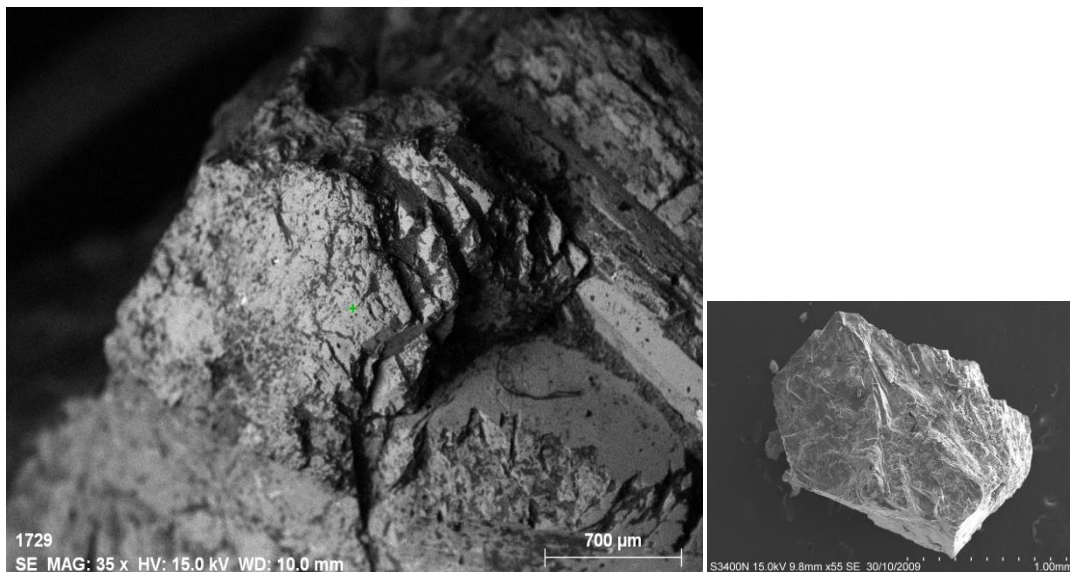


Fig. 1. The kind of elpidite and armstrongite under the microscope Hitachi S3400N

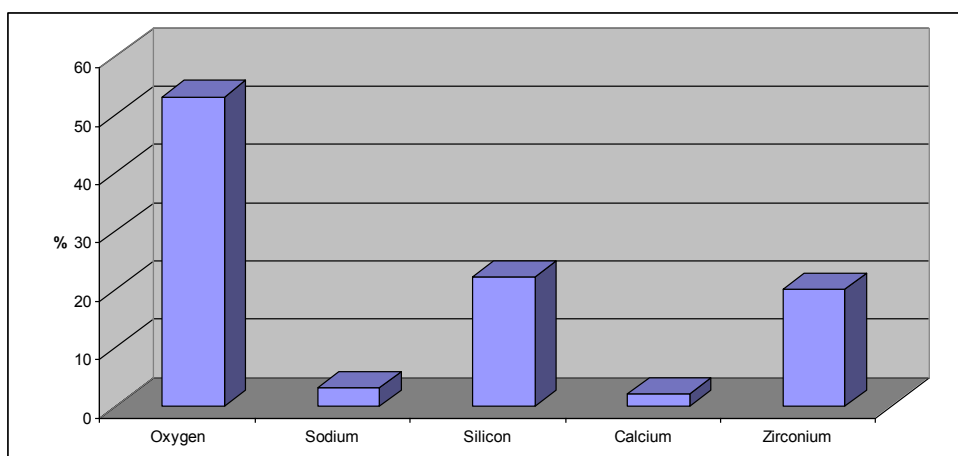


Fig. 2. The content of elements in associations of elpidite and armstrongite (Hitachi S3400N)



Fig. 3. A photo of ovoide rings

The main geochemical feature of veined complex of alkaline granites and pegmatites of the Khan Bogd is the high content of zirconium, hafnium, niobium and rare elements. On the basis of the field scale-spectrometry, lead on a southwest of the complex, it is possible to say that abnormal high concentration of radioactive elements (uranium and thorium, and it being known that the content of thorium prevails over uranium) is observed in mineralized pegmatites. The content of radioactive elements in rocks is shown in the table. It should be noted that, due to the increase in concentration of elpidite and armstrongite the content of uranium and thorium in their association raises.

Table

Radioactive elements in rocks of a southwest part of the Khan Bogd complex

The rock	Potassium, %	Uranium, ppm.	Thorium, ppm.	Th/U
Aegirine-arfvedsonite alkaline granites of the main phase	3	4	8	2
Pantellerites	4	18	10	0,56
Ekerite-pegmatite-aplites, and pegmatite bodies with elpidite	6	17	48	2,82
Monzonitoides with elpidite and armstrongite	10	18	118	6,56
Quartz rod with elpidite	4	19	46	2,42
Granites, overlapping with alkaline basalts	5	7	16	2,29

References

1. Kovalenko, V.I., and Yarmolyuk, V.V. Endogenous REE ore formations and REE metallogeny of Mongolia. – Economic Geology, v. 90, 1995. – p. 520-529.
2. Vladykin, N.V., 1983, Mineralogical-geochemical features of Mongolian rare-metal granitoids. – USSR Academy of Sciences: Siberian Branch, 1983. – p. 200.

THE INFLUENCE OF GLOBAL ECONOMIC CRISIS ON THE BANKING SYSTEM OF RUSSIA**T.K. Rjabovalova, K.S Gadzikovskaja**Scientific advisors assistant *T.V Bondar.*, senior teacher *L.I Asadullina*
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The serious economic crisis continues in Russia and throughout the world. The given situation keeps government officials as well as ordinary citizens on the alert. How does Russia prolong in the maelstrom of the financial crisis? What is the reason of banking crisis in Russia and why it feels stronger than financial?

The world economy is very sensitive to any changes that occur in the major financial systems. Therefore, the crisis that began in the U.S., consequently affected other countries. In our case, this led to difficulties in obtaining low-cost western loans in the banking market and the decline in exports. Moreover, the oil, the sale of which forms a significant part of Russia's budget revenues, has fallen in price, resulting in shut-down of many businesses, leading to increased unemployment, and significantly devaluation of Russian ruble. [1]

The banking crisis implies the persistent inability of significant number of banks to comply their obligations to the counterparties, such as inappropriate cash management service, obligations to depositors, holders of bank liabilities in bankruptcy and liquidation of banks. The greater part of the existing banks, which are reached of a crisis, demonstrate the serious economic consequences. If banks begin to experience serious difficulties, which engage the greatest levels of core banking operations, the crisis can be considered as a system that is threatening the existence of the entire banking system.

The banking system suffers during the financial crisis first. Even in the month of September 2008 was a huge gap between outstanding bank loans and funds on deposit. However, the lending has gained tremendous momentum in recent years and thus the growth rate of lending outstripped has outstripped the growth rate of the deposit base of many banks. The size of the reserve banks was too small to cover the gap. Bankers only hope for the government. In the banking sector, as well as in business, operate laws of survival. The larger banks will be able to stay afloat, but small, probably not. There, in Russia, are about 1000 banks now, after the crisis, it will be considerably less. At least the big banks buy up smaller ones (often very cheap) – it will be consolidation of the assets. It will disappear inefficient banks from the market, or banks, which in fact are not banks, but were the cash department of the certain business structures. A wave of mergers and acquisitions has passed on our country. For example, the bank KIT Finance was bought for 100 rubles only [2].

In the changes, which event in the banking system, should be noted the tightening of banks' requirements for potential borrowers, the higher rates on newly granted loans, the withdrawal of many mortgage and consumer's programs (for example, unsecured and interest free loans) [3].

The state supports the scope of banking services, realizing its great importance for the country now, that's why it has allocated nearly 5 milliards for the development. However some smaller regional banks will not avoid a crash. The main forces of the government aimed at maintaining the largest and most important credit institutions. Therefore, the main issue for Russians today is the safety of their savings. On this account, should not be special reasons for concern, because if the bank is in the deposit insurance system, then all savings will be keep in the sum up to 700 thousands rubles.

There are two main ways to save the banking system. The first way is the nationalization of major banks for the sake of their salvation. So, the United States and Western Europe acted in this way. The second way is the strong devaluation of the ruble to 35-45 rubles to the dollar. It is also necessary to bring some order by federal authorities to the banking sector, helping to improve the credit policy: tax breaks, including tax credit, carrying out an active investment and innovation policies. [4]

It is hard to say when the crisis is over. Some experts have expressed differing views, often - quite opposite. Some believe that the economic crisis reached its peak and soon we will see the improvement. Others, in contrast, believe that the crisis in Russia that broke out in 2008 - 2009, is only gaining momentum and the world economy has not reached the bottom yet. It is clearly one: the state should continue the support of the bank system for the rescue of a national economy.

References

1. Financial and economic crisis. 2008. The Mode of access. <http://krisis-krisis.ru/>
2. Economic crisis. 2008-2009. The Mode of access. <http://www.economic-crisis.ru/novosti-crizisa/bankovskij-krisis-v-vrossii.html>
3. Crisis by the bank eyes. 2008. The Mode of access. <http://dengi63.ru/tech/160.html>
4. Bend of crediting lines. 2008. The Mode of access. <http://www.banki.ru/news/bankpress/?id=464217>

WAYS OF INCREASING THE RELIABILITY OF GAS TURBINE BLADES

K.S. Semenov

Scientific advisors associate professor N.V. Chuhareva, associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk

High level of force and temperature impact of the gas stream from the combustion chamber on the operating and distributing blades [1].

Major factors influencing blades during their operation: demands specific requirements in blade design.

Temperature – force factors due to flame environment degrade metal structure and form not only internal pressure, but also static pressure from centrifugal forces and thermocyclic pressure. Above-mentioned consequences result in such defects as micro-cracks and micro-pores. Vacancy defect and dislocation density increases, line slips and twinings occur, which, in its turn, results in the allocation of σ -phases and carbides as well as, dissolution, coagulation, etc. This leads to the marginal state and further destruction. Blades are subjected to abrasion, corrosion and thermal-fatigue deterioration [2, 3].

Due to severe conditions and operation, regimes the first step blades, under of the turbine high pressure are special details in of gas turbine engines, therefore increasing their durability and reliability is an actual problem in modern technology.

Basic defects. Cracks in the top blade wings are the main defects, including thermal-fatigue characteristics and connected with the temperature change cycle on the blade wing during its operation. Their occurrence is the efficiency infringement equivalent crosspieces δ_C , δ_K (Fig.). Fabricated shells are potential sources of more serious defects, such as cracks. Micropores in heat-resistant isolations could result in high-gas temperature corrosion of blades and their gas-erosion deterioration, further reducing its operation life [2].

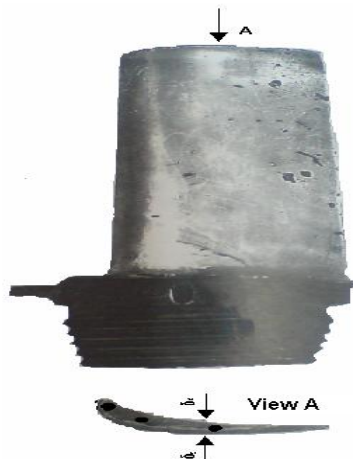


Fig. External view of 1st step blade of high-pressure turbine

Methods of increasing durability:

1) Reduction of microroughness height leads to the reduction of stress concentrators on the surface. In this case the electrolytic – plasma polishing (EPP) method is used. This method is the following - blades are placed in a NaCl solution at 80 – 85^o C. The tank becomes an anode, as it is connected to negative potential. As the blades are emerged into the NaCl solution, a rapid current forms at the surface, where emerging of bubbles temporary plasma discharges occur on the micro – roughness to smooth them out [4].

2) Strength characteristics are increased through the development of modern high heat – resistant alloys. Such alloys increase the gas temperature before the turbine, as well as, new technological turbine designs.

To provide high heat resistant properties during blade productions the technology of high - gradient directional crystallization is used producing of monocrystal structures with set crystallography orientation set. It increases structure, quality provides its uniformity, reduces dendrite liquation, porosity.

Specific characteristic of this process is that the temperature gradient increase decreases the liquid-solid zone height within the temperature ranges TS (solidus) – TL (liquidus) where the dendrite structure forms [5].

Besides, there is a number of other methods, to increase the operation life of turbine blades. Based on the analysis of references resources and data, the following design and technological results were established (Table).

Different alloy types were applied in the production of blades, for example: nickel alloy ChS70 – VI by moulding in a vacuum. The alloy has optimum structure: 0,09 % C, 15,9 % Cr, 10,5 % Co, 2,0 % Mo, 5,3 % W, 4,6 % Ti, 2,8 %

Table

Basic design and technological results

Design				Technological results	
Basic attachment methods	Construction application	Material	Coatings	Operation - life	Restoration methods
X – mas - shaped groove T-shaped groove	<i>Blades</i> : regulating step <i>RS</i> , intermediate step of high pressure (HP), average pressure step in low pressure (LP)	C,Cr,Co,M, W,Ti,Al,Nb,Ni.	Heat resistant coating Ceramic coating	X-ray-spectral analysis Quantitative metallographic analysis	Thermal treatment New coatings

Al, 0,2 % Nb, Ni - basis. Alloy IN 738 with optimum chemical alloy composition of: 16 % Cr, 8,5 % Co, 2,6 % W, 1,75 % Mo, 3,4 % Al, 3,4 % Ti, 0,9 % Nb, 1,75 % Ta, 0,17 % C, 0,01 % B, 0,1 % Zr [2, 6].

Principal coatings. Heat resistant combined coatings with two layers. The internal one consists of a solid solution of Cr, Al, Y in cobalt (light phase) and intermetallide Co, Al (dark phase). The intermediate layer - 1,5 microns is a layer alloy of cobalt and carbides. The external - dioxide zirconium ZrO₂ with impregnations of pure zirconium (light phase). The ceramic coating includes SiC, BN, AlN, Al₂O₃ [2].

Methods of operation – life determination: 1) X – ray spectral analysis based on radiation of a substance through electrode flow or high energy photons. 2) Quantitative metallographic analysis is based on the distribution of the temperature along the turbine blades in dangerous cross sections. The calculations are based on temperature dependences of element diffusion characteristics on the coating [3].

Restoration methods. Thermal processing – hardening at 1100⁰ C, exposure time – 2 hours, cooling at air temperature, age hardening at 850⁰ C during 24 hours, further cooling at air temperature new coatings of ZrO₂ by gas – plasma method, after a preliminary cohesive coating [6].

Based on above-mentioned analysis and revealing the effective methods of increasing blade reliability and operation life, following ones have been considered: new methods covered increase reliability and decrease expenses.

References

1. Baikin S.S., Rudachenko A.V., Chuhareva N.V. Gazoturbine ustanovki. - Tomsk: Izdatelstvo Tomskogo polytechnicheskogo universiteta, 2008. - 139 s.
2. Krivina L.A., Sorokin V.A, Tarasenko JU.P. Postexplyatatsionnoe sostoanie lopatok pervoi stypeni TVD// Gasoturbine teechnologii. – 2005. - № 8.
3. Mozhajskaja N.V., Getsov L.B.. Novie metod opredelenia ostatochnogo resursa lopatok GTU s pokritiem // Gasoturbine teechnologii. – 2007. - № 9.
4. Smyslov A.M., Sedov V.V., Pavlinich S.P., Ivanov V. JU. Yprochnenie lopatok gazoturbinih privodov// Gasoturbine teechnologii. – 2006. - № 6.
5. Demonis I.M., Bondarenko J.A., Cablov E.N. Visokogradientnai napravlennai cristallizatcia lopatok GTD s monocristallicheskoj strykturoi// Gasoturbine teechnologii. – 2007. - № 3.
6. Chegolev I.L., Tarasenko J.P., Sorokin V. A, Crivina L.A. Mechanicheckie svoystva i structura materiala rabochih lopatok TVD posle expluatatsii i regeneratsii // Gasoturbine teechnologii. – 2005. - № 1.

**DIE PLATTENTEKTONIK UND ERDÖL- UND GASFÜHRUNG DER SEDIMENTBECKEN
N.W. Sjomotschkina**

Wissenschaftliche Betreuerinnen Dozentin T.A. Gaidukowa, Oberlehrerin O.G. Baryschnikowa
National Forschungs Polytechnische Universität, Tomsk, Russland

Ende der 50 – 60-er Jahre des XX. Jahrhunderts wurde in der ausländischen Literatur die Konzeption der Plattentektonik oder neue globale Tektonik veröffentlicht. Die Begründer dieser Theorie waren G.Hess (1962), R.Dits (1961), F.Vein und D.Metjuz (1963). Diese Konzeption galt als Wiedergeburt der Hypothese der Abdrift der Kontinente (A.Wegener) auf der neuen Grundlage. Dazu trugen einige Umstände bei:

1. Die paleomagnetischen Forschungen der Gesteine zeigen ganz andere Lage der Pole in der geologischen Vergangenheit im Vergleich zur heutigen Zeit und auch die Verschiebung der kontinentalen Gebirgsstöcke.
2. Zur Zeit wurden das System der mittelozeanischen Rücken (ausgedehnt von etwa 20000 Kilometern) und auch das breite (bis zu 1000 Kilometern) System der Gebirgsbauten, das bis zu 2-3 Kilometern über dem Grund des Ozeanes mit grabenartigen Vertiefungen ihre Axialteile- Rift-Zonen entlang hinaufsteigt, entdeckt. Die Rift-Zonen sind die linearen engen Biegungen mit der Ausdehnung von Hunderten Kilometern und Breite von den Zehnten Kilometern, die als Ergebnis des Eintauchens der Plattenteile nach den Spaltungen des Untergrundes gebildet sind. Als Rift bezeichnet man große grabenartige Vertiefung, die mit den Ablagerungen der Molasse mit dem sand- lehmhaltigen Bestand in orogenen Gebieten gefüllt ist. Anfang der 60- en Jahre brachten G.Hesss und R.Ditts, gleich nach A.Holms, die Hypothese der Erweiterung des Ozeanbodens von den mittelozeanischen Rücken zum Randgebiet unter dem Einfluss von den Konvektionsströmungen im Mantel und

auch dem Aufstieg des geschmolzenen Materials aus dem oberen Mantel zur Oberfläche vor. Außerdem war das System der flachen magnetischen Störungen, die zum mittelozeanischen Rücken parallel und ihm symmetrisch sind, entdeckt.

3. Es wurde aufgeklärt, dass es im oberen Mantel eine Schicht von den aufgelockerten, zähflüssigen, manchmal geschmolzenen Gesteinen gibt. Diese Schicht wurde als Asthenosphäre bezeichnet, was „die schwache Schicht“ bedeutet. Die feste Hülle, die über der Asthenosphäre liegt, bildet zusammen mit dem oberen Teil des Mantels und Erdkruste die Lithosphäre.

Die Anhänger der „neuen globalen Tektonik“ meinen, dass die Lithosphäre der Erde aus 6 großen und vielen kleinen in der Asthenosphäre schwimmenden Platten besteht. Die Grenzen der Lithosphärenplatten sind die supertiefen Erdrisse. Manchmal fallen sie mit den Rift-Tälern im Axialteil der mittelozeanischen Rücken, in anderen Fällen mit den tiefen Rinnsalen zusammen. Diese Rinnsale sind die oberflächlichen Zeichen der Zonen von tieffokalen Erdbeben, der sogenannten Zonen von Zawaritskij-Benjof. Die tiefen Rinnen befinden sich bei den Füßen der gebirgsfaltigen kanozoischen Systeme (Anden) oder der Inselbögen vom Ozean, manchmal strecken sie sich von den Randseen. Das sind die linearen Depressionen mit der Ausdehnung von 1500–4000 Kilometern und Tiefe von 5–10 Kilometern. Als Inselbögen werden die geantiklinalen Aufhebungen der heutigen geosynklinalen Gebiete genannt.

In Rift-Tälern der mittelozeanischen Rücken geschieht stetig der Prozess der Plattenschleppung und Plattenspreizung. Durch klaffende Risse wird die Basaltlava von unten ausgeworfen, später erstarrt sie in der Form der mächtigen Eruptivgänge. Die Eruptivgänge werden als die "Keile" betrachtet, die die nebenständigen Lithosphärenplatten spreizen und sie in verschiedene Seiten waagrecht verschieben.

Der weitere Streckungsvorgang führt zur Formierung der neuen senkrechten Basaltkeile – der neuen ozeanischen Rinde, und früher gebildete junge Rinde wird zu verschiedenen Seiten geschoben. Die Eruptivgänge werden entsprechend dem magnetischen Feld der Zeit ihrer Bildung magnetisiert. Die Grenzen der Platten, mit denen ihre Spreizung und das Entstehen der neuen Kruste verbunden sind, nennt man Spreizungszonen und der Prozess der Spreizung als Spreading.

Wenn die neue übermäßige Kruste in den Spreizungszonen entsteht, verschieben sich die Lithosphärenplatten zu den Seiten vom mittelozeanischen Rücken zu den ozeanischen Rändern und hier gehen sie unter benachbarte kontinentale Lithosphärenplatten. Das Eintauchen der ozeanischen Platte unter kontinentale Kruste geschieht nach den Zonen von Zawaritskij-Benjof. Während dieses Vorganges wird jede Platte in die Asthenosphäre eingetaucht und dadurch wird die übermäßige Rinde entfernt. Bei diesem Eintauchen geschehen das Aufwärmen der Plattenränder, das Schmelzen der Lithosphäre, aktiver andesitischer Vulkanismus, hohe seismische Aktivität.

Die Grenzen der Platten, wo das Eintauchen einer Platte unter andere und ihr Schmelzen geschieht, nennt man als Subduktionszone und den Prozess des Unterfahrens als Subduktion. Als die bewegenden Kräfte, die zu den horizontalen Umstellungen der Platten, ihrem Dehnen und dem Eintauchen führen, nennt man die Kräfte, die als Ergebnis der thermischen Konvektionsströmungen in Asthenosphäre entstehen. Die aufsteigenden Strömungen von zwei entgegengerichteten Zirkularströmen führen zur Plattenauspreizung (Spreading), absteigende Ströme – zum Unterfahren (Subduktion).

Die Sedimentbecken sind die abgeleiteten Elemente der Lithosphärenschale der Erde oder die Elemente der Lithosphärenplatte, deren Formierung als Ergebnis der großräumigen Bewegungen der Erdkruste und Erdmantel geschieht.

Die Mannigfaltigkeit von Sedimentbecken in der modernen Struktur der Erde ist mit der Wechselwirkung der horizontalen Auspreizungen der Lithosphärenplatten und den bedeutenden senkrechten Senkungen von einigen Grundstücken dieser Platten bedingt. Es wird bestimmte geodynamische (genetische) Reihenfolge der Formierung der Sedimentbecken aufgezeichnet. Diese Reihenfolge spiegelt die divergenten und konvergenten Etappen der Entwicklung der Lithosphärenplatten ab. Dabei ist die konvergente Etappe das Evolutionsstadium der divergenten Etappe der Formierung von Sedimentbecken.

Die divergente Etappe der Evolution der Lithosphärenplatte beginnt mit der Rift-Genese, die 3 Hauptstadien aufnimmt: kontinentale (intracontinentale), ozeanische und Übergangsstadium. Auf jedem Stadium wird der entsprechende genetische Typ des Sedimentbeckens gebildet: intrakontinental-riftogener, kontinental-riftogen-ozeanischer und innerozeanischer. Die Besonderheiten der Postriftgeodynamik der Lithosphärenplatten bestehen darin, dass die Erzeugung der neuen ozeanischen Rinde im mittelozeanischen Rücken geschieht. Als Ergebnis dieses Vorganges ist die Erweiterung des Ozeanbodens, was zur Formierung der Sedimentbecken an den Rändern der Kontinente führt, d.h. vor den Kontinenten und auf den Kontinenten. Die divergenten Grenzen sind die kontinentalen Riffe und der Mittelozeanische Rücken.

Auf der konvergenten Etappe der Evolution der Lithosphärenplatten geschieht entweder die Teilerstörung der perikontinentalen Sedimentbecken, oder ihre volle Zerstörung. Die konvergenten Grenzen sind die Zonen der Subduktion und der Kollision (die Ränder von zwei kontinentalen Platten können sich beim Zusammenstoß erheben).

Solcherweise werden auf jeder Evolutionsetappe der Entwicklung der Lithosphärenplatte die bestimmten genetischen Typen der Sedimentbecken gebildet.

APPLICATION OF HYDRODYNAMIC CAVITATION TO WELL DRILLING, DEVELOPMENT AND OPERATION

S.V. Shats

Scientific advisors assistant I.B. Bondarchuk, assistant T.V. Bocharova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The word *cavitation* is of Latin origin and literally means *emptiness*. The theoretical basis for explanation of the cavitation phenomenon was laid down by D. Bernoulli when he developed one of the principal laws of hydrodynamics. This law makes it possible to calculate pressure at any point of a flow provided that the sum of the potential energy of pressure and the kinetic energy of the flow, as well as losses due to flow resistance, remain constantly the same.

Cavitation is a process of formation of cavitation bubbles, i.e. cavities filled in with gas, vapour or their mixture and caused by decrease in the fluid pressure down to pressure of elasticity of saturated vapour, in the flow of fluid. The cavitation process starts when very little blebs appear on the surface of an immersed body at the points of minimal pressure or near such minimal pressure points. Further increase of the initial volume of a cavity (or decrease of the initial pressure of the cavity) results in pressure drop down to its critical value at other points of the submerged body surface. Thus the cavitation zone starts expanding from points of its nucleation. Nucleuses of cavitation can be hidden microbubbles, turbulent vortices and unwettable solid microparticles. Each cavitation bubble originating from its nucleus grows up to its finite size and then collapses. The whole process including the nucleation and collapse of a bubble occurs within several milliseconds. Bubbles appear one after another so fast that seem to be one and the same cavity.

There exist many ways of cavitation classifications. Most scientists divide the cavitation into migrating, adjoint, vibrating and vortex cavity according to its basic physical characteristic properties.

The migrating cavitation implies that cavities or bubbles are formed in fluid, move together with the fluid and originate and collapse in it. Such cavities can appear both in zones of low pressure and zones where turbulent flow predominates. Cavities grow in zones of low pressure and collapse in zones of higher pressure.

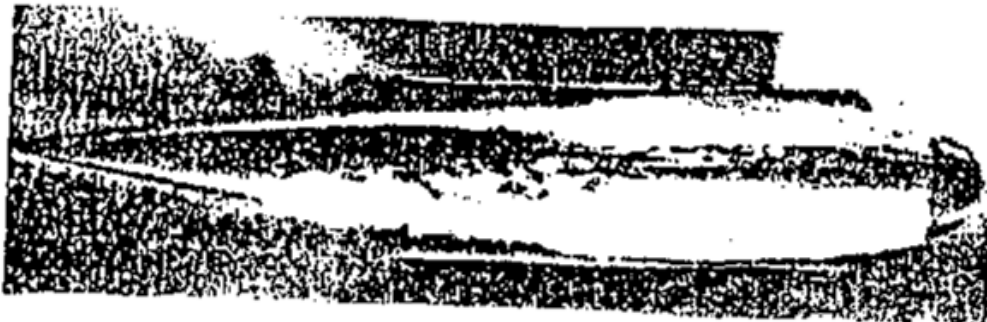


Fig. 1. Adjoint cavitation development

The adjoint cavitation (Fig. 1) is a phenomenon of separation of fluid from the surface of the submerged body and such phenomenon creates a large pulsating cavity which can end both on and outside of the submerged body. When the cavity ends far outside the body passed by the fluid it is called a super cavity, and the cavitation is called super cavitation. The cavity can be enlarged on purpose by feeding gas to it. The cavity can be transparent and non-transparent due to traveling microbubbles filled with gas and vapour mixture along the cavity's peripheral.

The vortex cavitation (Fig.2) was discovered earlier than other cavitation types because it occurs in pumps in the center of vortices formed in shearing stress zones. The vortex cavitation can be observed in zones of separation of fluid from a blunt-ended body, occur on boundaries of submerged jets and sometimes it is a pre-condition of the adjoint cavitation.



Fig. 2. Vortex cavitation occurred on the separation boundary behind the spherical diameter of 25.4 mm; velocity $v=7,16$ m/sec

The vibrating cavitation occurs in fluid at rest when an artificial or naturally-occurring vibrator moves perpendicular to the body on surface boundary of which a cavitation process occurs [3].

In petroleum engineering a cavitation effect can be used to:

- Stimulate the bottom breakage and cleaning of the drill bit while drilling a well;
- Dispergate mud solids and additives to drilling fluids and cement slurries;
- Decolmatage the bottom-hole area of productive formations and to develop drainage cracks within a formation;
- Clean filters and oil and casing strings;
- Destroy and remove paraffin-hydrate plugs out of oil wells;
- Dehydrate oil produced;
- Destruct high-polymeric fractions of oil and residuals of oil refining.

It is very difficult to use a cavitation effect in oil wells in practical terms because of going up the external hydrostatic pressure as the oil well is getting deeper. The external pressure obstructs the creation of the extension zone and formation of cavities. And even if the cavitation occurs, the cavitation zones appears to be "tied" to the cavitating body and therefore cannot produce any useful work like destruction of bottomhole rock or generation of shock waves traveling to the formation.

Hydrodynamic cavitating devices (so-called cavitators), as distinct from conventional pulsators, put a useful part (a positive part) of the hydro pulse into action inside the cavitator, but its negative part (fracture of fluid) works outside the device. It results that a distinctive jet shown in Fig.3 appears on the outlet of the cavitator. Inside the jet there are air bubbles. These bubbles become compressed and collapse on the jet borders due to which the jet generates shock waves into the fluid [1].

Producing a super cavitation effect on the bottomhole makes it possible to solve a great number of tasks, particularly to:

- Make reservoir fracturing within the penetrated formation.
- Decolmatage the bottomhole area of the productive formation and clean filters.
- Stimulate the waterflood oil recovery.
- Clean oil and casing strings from various scales, scurfs and accretions.
- Destroy and remove paraffin-hydrate plugs.
- Increase the efficiency of bottomhole rock breakage and bottomhole cleaning while drilling.
- Use cavitators to produce a colloidal phase of drilling fluid directly in the well, to emulsify liquid additives to drilling fluid and to dispergate solid particles.

Cavitation hydraulic fracturing, as distinct from conventional hydraulic fracturing, results in a certain new quality. If the conventional fracturing open mostly technogenic cracks and main tectonic cracks, then shock waves generated by cavitation produce numerous fractures of the rock matrix and thus produce a wide-spread network of micro and macro cracks in the bottom-hole area. When a conventional hydraulic fracture occurs, opening of cracks (there are only a few ones) needs to be fixed and reinforced, and to do this, sand or propant agents are injected into formation and a gel breaker is added to remove the fracture fluid. When applying the cavitation fracturing, horizontally-oriented cracks close but vertically-oriented cracks and cracks oriented at the angle of 45° will remain open even when the shock action stops. Therefore there is no need to reinforce such cracks that makes the cavitation hydraulic fracturing cheaper and more effective.

Extra advantages of cavitation fracturing include the possibility of hydraulic fracturing at any given point of formation and thus leveling of inflow profile or the intake rate. In cases of improper cementation of the production string that happens rather often and behind-the-casing flows the conventional hydraulic fracturing is ineffective because the fracturing fluid travels into adjacent formations. The cavitation hydraulic

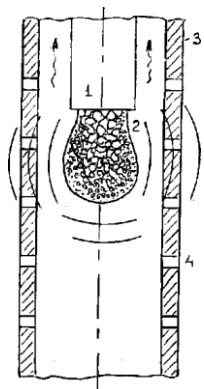


Fig. 3. General view of the cavitation zone in a well: 1 - hydrodynamic cavitator; 2 - cavitation zone; 3 - casing string; 4 - perforations connecting the formation with the well

impact is able to exclude it.

The technology of cavitation hydraulic fracturing requires using of no more than two hydraulic cavitating devices and can be implemented without setting parkers into the annulus unlike conventional circulation of the well with oil or water. No high injection pressure makes it possible to use this technology in old wells where the production string is deteriorated by corrosive wear or it cannot withstand the excessive pressure due to some other reasons [2].

References

1. Ivannikov V.I. Cavitation and its application in the oil and gas industry // Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction, 2004. - №7.
2. Ivannikov V.I. Cavitation and possibility of its application to well drilling, development and operation // Onshore and Offshore Oil and Gas Well Construction, 2000. - №12.

3. Serdyuk N.I. Cavitation methods of decolmataging the filter intervals of the well. – Moscow: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 176 pp.

MOVEMENT OF DISCRETE PHASE IN THE ACCELERATING FLOW

S.V. Syrodoy, I.L. Demin

Scientific advisor associate professor N.Y Gutareva
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Currently, there is a problem erosive wear in pipes and pipelines stages of steam turbines. These phenomena are connected with the formation of particles in the flow of moisture vapor. To prevent these negative phenomena produce an internal separation of moisture, as well as the withdrawal of steam for regeneration at the turbines, steam turbines. Using the separation of moisture is not a panacea for the present day and has many drawbacks. The question is an examination of a particle of moisture, broken up to a certain speed will affect the solid surface and to formulate measures to prevent the phenomena of erosive wear

It is necessary to investigate this system with the help of two methods: the theoretical and experimental. The main objective of the study is to reduce erosive wear in gas pipe and work part of steam turbine. Experimental studies of motion in the drop accelerating flow require a design of laboratory setup.

In the manufacture of laboratory installation is necessary to construct the nozzle. Where a nozzle must correspond to several conditions:

1. A drop of the generator drops should not be destroyed in the nozzle;
2. The velocity field at the nozzle exit should be uniform.

As part of the work the calculations of the dispersed nature of the motion of the liquid phase in the gas stream high speed were carried out, to determine the characteristics of the flow, and subsequently, and to determine the characteristics of the dispersed phase. The equation of motion of fine phase has been made to solve this problem, and the program was written in the language Pascal, which allows us to solve these equations. These equations were developed for a drop of water, flying vertically down in the air stream and accelerating along with it. The solution of these equations is to obtain characteristics of the flow in the nozzle, depending on the number of Weber's definition of the linear dimensions of the nozzle, to determine what time the destruction of the dispersed phase in the flow will be.

Description of particle motion. Parameters of the working body in front of the nozzle P_0, T_0 , according to these parameters we find the specific volume ν_0 . Knowing the speed c_0 at the entrance to the nozzle, you can find the parameters of braking, which, subsequently, we will calculate by the flow parameters.

A particle of water in the first approximation has been considered as a sphere. The increase of the mass of the drop in air flow, deformation and, accordingly, variations in the force of air resistance are neglected. Heat transfer between phases is also not taken into account. It is also necessary to find the Mach number. To find the flow parameters the equation can be used [1]:

$$(M^2 - 1) \frac{1}{c} \cdot \frac{dc}{dx} = \frac{1}{F} \cdot \frac{dF}{dx}$$

Then, you can find the change in flow velocity:

$$\frac{dc_1}{dx} = \frac{\frac{1}{F} \cdot \frac{dF}{dx} \cdot c}{M^2 - 1}$$

This equation is solved numerically using the Runge-Kutta method [3]. Allocation of space depending on the coordinate is specified in advance. If we consider that at each subsequent stage of the flow parameters change, then there is the speed change of sound and Mach number, this factor must be considered in the calculations. Change in velocity at each step will be written as:

$$C_i = C_{i-1} + dC$$

Knowing the speed you can find the pressure ratio and hence the pressure on the i-th step, then the necessary characteristic parameters are found and the calculation is done again. The next step when the system of differential equations is composed, the equation is added to describing the motion of a drop and according to it the auxiliary equations are presented.

$$\frac{dc_1}{dx} = \frac{\frac{1}{F} \cdot \frac{dF}{dx} \cdot c}{M^2 - 1}$$

$$\frac{dc_2}{dx} = \frac{3}{8} \cdot \frac{\rho''}{\rho'} \cdot \frac{C_x \cdot c_1 - c_2 \cdot |c_1 - c_2|}{r \cdot c_2}$$

Where C_1, C_2 are the flow rates and droplet, respectively; r is the radius of the droplet; C_x is coefficient of erodynamic drag.

$$C_x = \exp(3.271 - 0.8893 \cdot \ln \text{Re} + 0.03417 \cdot \ln(\text{Re})^2 + 0.01443 \cdot \ln(\text{Re})^2 \cdot \ln(\text{Re}))$$

The definition of Weber number is also important.

$$We = \rho (C_{1i} - C_{2i})^2 d_K \sigma^{-1}$$

Weber number is decisive for the design of the nozzle, because it determines the moment of the aerodynamic destruction, which must be avoided.

Drop will destroy if its value is above the critical Weber number.

$$We_{KP} \approx 12 \cdot 1 + \Gamma^{0.36}$$

Approach number 2.

The initial parameters and characteristics of the gas are the same as in the previous approach. To find the parameters of the flow in the nozzle, we'll use the equation describing the change in pressure along the tapered channel [2]:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\frac{d \ln F}{dx} C}{1 - M^2}$$

Change in pressure at each step will be written as: $P_i = P_{i-1} + \Delta P$, and then calculates of the other parameters characterizing the flow will be done. In the future, the calculation is done the same as the calculation having been described in the first approach.

An entirely different approach has been applied in the third approach. This approach is based on the solution of the direct problem of profiling of the nozzle. The parameters and braking were calculated by the formula: was the speed

$$C_{KP} = 1,08 \cdot \sqrt{P_0 \cdot V_0}$$

at the throat of the nozzle, knowing it is easy to find the nozzle throat area.

The elementary increment of the air velocity has been given: ΔC . Then, we can find the change in flow rate as follows:

$C_i = C_{i-1} + \Delta C$. Then the already well-known formulas the pressure ratio was found, knowing it is possible to calculate the remaining parameters of the flow and consequently move to the next step of calculation. Knowing the velocity and other flow parameters, we can find the flow section area in each section of the nozzle. When you reach the values of area equal to the value area of the throat you can stop the calculation.

The results of the experiment. The calculation is carried out along the entire length of the nozzle. Thus we can define the profile of the nozzle that will accelerate the drop to the required speed without its aerodynamic destruction.

In the second method a nozzle has been calculated with a small change in flow velocity in the coordinate of the nozzle and the uniform acceleration is the smallest change in the velocity of the drop. The destruction of the drop is when there is a more rapid change in velocity as the length of the nozzle. Thus we can define the profile of the nozzle, which allow to disperse a drop of moisture to the desired speed. The figure below shows the results of numerical modeling studies of motion drops in the flow.

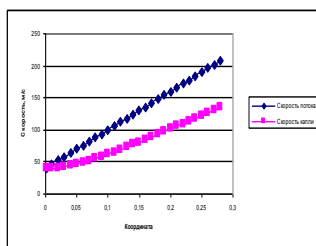


Fig. A graph of change of velocity with droplet diameter of 10 microns.

As the figure shows a drop accelerates to some speed, until its destruction occurs. The compiled software package solutions of these equations showed that this problem is not possible to solve yet, unfortunately with the help of the known numerical methods. Therefore, the question of constructing physical and mathematical theory describing these phenomena is still open.

References

1. Deutsch M.E., Filippov G.A. Gas dynamics of two-phase media. 2-nd edition., Rev. and add. - M: Energypublishing, 1981. - 472 p.
2. Deich M.E. Technical gas dynamic. Verzhbitsky L.G. Numerical methods. 5-th edition, rev. and add. - M: High School, 2005. -472 p.

LDV MEASUREMENTS OF NON-NEWTONIAN SUSPENSION IN PIPE FLOW

R.E. Tereschenko

Scientific advisors professor S.N. Kharlamov, associate professor L.M. Bolsunovskaya
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

In this paper we report about achievements of mean and fluctuating axial velocities measurements, measured using a laser Doppler anemometer in fully-developed pipe flow. Although the results cover the laminar, transitional and fully turbulent regime, particular attention is placed on the transition regime, where the mean velocity profiles exhibit a stable, and repeatable, asymmetry.

Introduction

In the last decade or so considerable advances have been made in understanding the transition mechanism from laminar to turbulent flow for Newtonian liquids in pipes. Important experimental studies conducted by Mullin [1] and collaborators using a unique syringe-pump device Hof, Juel and Mullin (2003) [6, 7] have provoked considerable theoretical advances [2, 3, 4]. For non-Newtonian liquids however, perhaps unsurprisingly given the inherent additional complexities involved, little is known. Aside from a handful of papers, which we discuss below, there is virtually data about the transitional flow of such non-Newtonian liquids. Although limited, the existing literature for the transitional pipe-flow of non-Newtonian liquids reveals an interesting, and as yet unexplained, effect: above a certain Reynolds number the flow develops a stable asymmetry. For laminar and fully turbulent flows the profiles are symmetric. Independent observations of the same stable asymmetry have been observed in the UK [6], France and Australia. We have jointly published these to highlight the effect.

Rheology

The measured rheological properties are shown in Fig. 1. The data obtained in steady shear, the shear viscosity and first normal-stress difference, are represented by hollow symbols (Δ , \square) and that obtained in oscillatory shear, the ‘dynamic’ viscosity (i.e. μ') and the dynamic rigidity ($2G'$), by filled symbols (\blacktriangle , \blacksquare). In the limit of zero shear rate/frequency the shear viscosity should equal the ‘dynamic’ viscosity [8].

Results and Discussion

The axial velocity profiles shown in Fig. 1 cover a range of Reynolds numbers which span the three flow regimes. The definition adopted here for the Reynolds number is

where the viscosity μ was determined from the Carreau-Yasuda model fit at a shear stress determined from pressure drop measurements, v – velocity, D – diameter, ρ – density. Also included in Fig. 2(a) are reference curves corresponding to an average of the velocity data on either side of the centerline. At the lowest Re the flow is laminar and the profile symmetric. As Re is increased a progressive asymmetry develops. In agreement with previous observations, a return to symmetric flow is observed at higher Reynolds numbers. In Fig. 2(b) we plot the corresponding axial turbulence intensities. For the lowest Reynolds number studied ($Re \approx 100$) the flow is laminar and the “turbulence” levels are an indication of the inherent noise within LDA system [8].

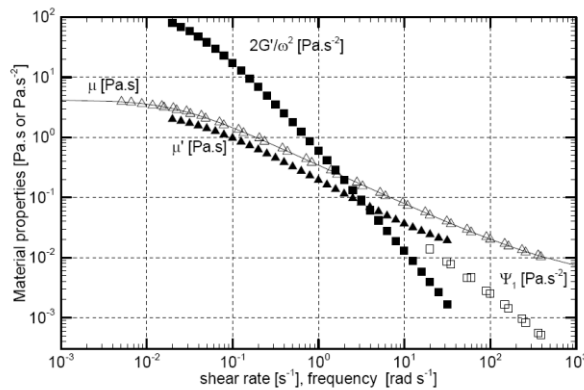


Fig. 1: Rheological properties of the shear-thinning, viscoelastic test fluid (0.125% PAA) in steady shear flow (Δ , \square) and small amplitude oscillatory shear flow (\blacktriangle , \blacksquare) including Carreau-Yasuda fit to shear viscosity data (—) [8]

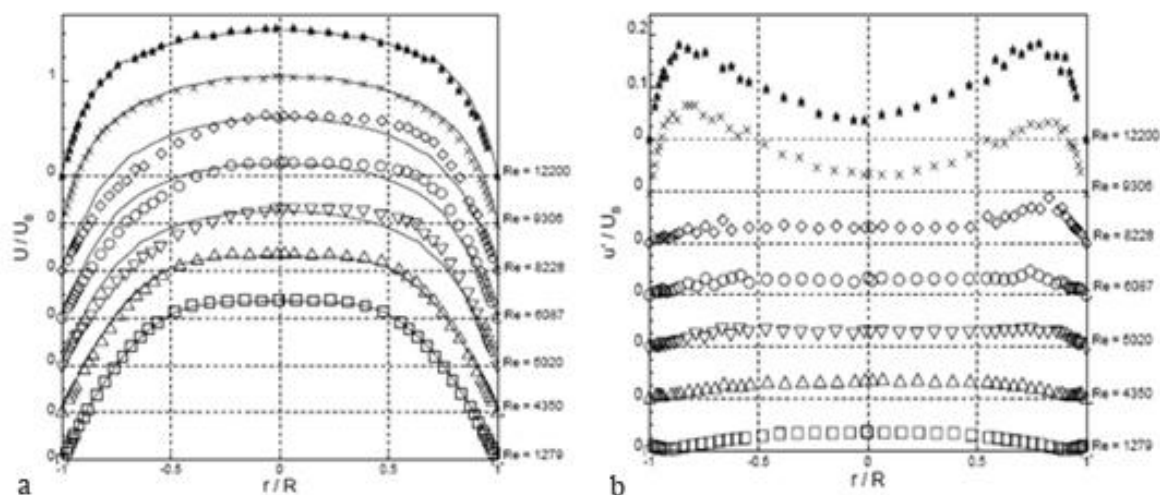


Fig. 2. (a) Mean velocity profiles for 0.125% PAA

(b) Profiles of fluctuating axial velocity for 0.125% PA [8]

For the profile the maximum level of this fluctuation was about 3.5% when normalized by U_0 ; this figure reduces to about 2% when normalized by the local fluid velocity. Based on these profiles, remembering that for the higher Re profiles they only represent a single “cut” through a non-axisymmetric flowfield, it appears that the flow remains laminar up to Reynolds numbers of about 5000. Although the oft-quoted value of transition to turbulence for Newtonian pipe flows of $Re \approx 2300$ is, in fact, not universal (with great care, transition to turbulence in a pipe can be delayed to extremely high values of the Reynolds number in the current experimental rig transition was seen to occur at about this value of Re). These results thus suggest that polymer solutions delay the onset of turbulence in agreement with the earlier work of Draad et al (1998) for a much lower concentration of polyacrylamide [8].

Conclusion

We have reported LDA axial velocity measurements for a shear-thinning, viscoelastic polymer solution (polyacrylamide) flowing through a pipe. These results cover the laminar, transitional and fully turbulent regimes. In the transitional regime, as has been observed previously, the mean velocity profiles exhibit a stable, and repeatable, asymmetry. Radial distributions of mean axial velocity for various azimuthal angles highlight the three dimensional nature of this asymmetry.

References

1. Darbyshire and T Mullin (1995), *J Fluid Mech* 289. – p. 83.
2. Draad, G Kuiken and F Nieuwstadt (1998), *J Fluid Mech* 377. – p. 267.
3. M.P. Escudier and F Presti (1996), *J Non-Newt Fluid Mech*, 62, 1996.
4. M.P. Escudier, I W Gouldson, A S Pereira, F T Pinho and R J Poole (2001), *J Non-Newt Fluid Mech*. 97. – p. 99.
5. H. Faisst and B Eckhardt (2004), *J Fluid Mech* 504. – p. 343.
6. Hof, A Juel and T Mullin (2003), *Phys Rev Lett* 91 pp. 244 - 502.
7. B. Hof, C van Doorne, J Westerweel, F Nieuwstadt, H Faisst, B Eckhardt, H Wedin, R Kerswell and F Waleffe (2004), *Science* 305. – pp.15 - 94.
8. R. J. Poole. LDA measurements of non-Newtonian liquids in pipe flow//13th Int Symp on Applications of Laser Techniques to Fluid Mechanics. –Lisbon, Portugal, 2006. SESSION 14: WALL FLOWS.

ELEMENTS OF THE FIRST DANGER CLASS IN SOIL AND VEGETABLES AS THE RISK FACTOR FOR HUMAN HEALTH

D.V. Vasilenko

Scientific advisors professor E.G. Jazikov, associate professor N.A. Osipova,
associate professor I.A. Matveenko

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

The problem of soil chemical pollution has a special urgency all over the world. Changes in physical and chemical properties of soils under the influence of technogenesis define quality of human life in many respects. So, the agricultural production grown up on polluted soil, poses a potential danger for population health.

Migration and accumulation of chemical elements in "soil-plant" system depends on different factors, such as: forms of chemical elements in soils - in conditions of technogenesis many heavy metals can be transformed in to the mobile forms easily accessible to plants.

The risk assessment is based exclusively on the criteria of reflecting direct impact of chemical substances on health of the most sensitive groups of the population. At the comparative risk assessment which is carried out to establish the priorities among a wide range of problems including the characteristic of quality, conditions and way of life. As an

additional criterion the indicators which are not directly connected with human health risk, e.g. risk of development of unfavorable conditions can be used.

It is considered that human health is determined by the variety of factors: heredity, a mode and quality of life (social and economic and psychological conditions, availability and quality of health services, way of life and presence of bad habits, sanitary - technical maintenance of residence area etc.), as well as quality of environment.

In recent years the understanding of role of environment condition as a major factor determining the health state of the population has considerably increased. Heavy pollutants accumulated in atmosphere, soil, the surface and underground reservoirs, are transported into food chains and enter foodstuff and human body. The most part of nearly all toxic substances arrives in a human body with foodstuff and consequently the standards regulate strictly the presence of heavy metals in food such as lead, mercury, cadmium, copper, zinc, arsenic and other pesticides, nitrates.

Ways of entrance for heavy metal pollutants in food:

- With the plants which have been grown on the polluted soils and waters as a result of ore deposits development.
- Fertilizer of deposits from treatment facilities or watering insufficiently clear sewage.
- Through inhabitants of the polluted reservoirs.
- With atmospheric emissions of the industrial enterprises, power stations, transport.
- Through contact the metal, packaging, the equipment.

Lead is referred to as a metal of the first class of danger. Lead enters the organism through a gastroenteric path or respiratory system and then is carried with blood to the whole organism. Lead accumulates in bones, partially replacing calcium in phosphate. Being introduced to soft tissues — muscles, liver, kidneys, brain, lymph nodes, lead causes disease — plumbism. Besides, many other heavy metals, lead (in the form of ions) are blocked by activity of some enzymes. It was stated that their activity decreases 100 times at increase in lead concentration in blood 10 times — with 10 to 100 micrograms on 100 ml of blood. Thus, the anaemia develops; kidneys and brain are surprised blood formation system, the intelligence decreases. Lead is especially dangerous to children as it causes assessment [1].

In this article the risk for human health is performed for food consumption of the vegetables which have been grown up in suburban vegetable-growing associations in immediate proximity from Tomsk. It is known that soils of residential suburbs are polluted with heavy metals. Meanwhile, in food structure of the population the vegetables which have been grown up in part-time farms, local agricultural production plays the essential role.

The concentration of chemical elements in soils of suburban vegetable-growing farms, in vicinity of Tomsk, and the vegetables grown there [1] is determined by the method of nuclear adsorption analysis. Content of toxic substances in agricultural raw materials is caused by their transition from soil in plants.

Contents of elements in soil and vegetables of the farm Tom'

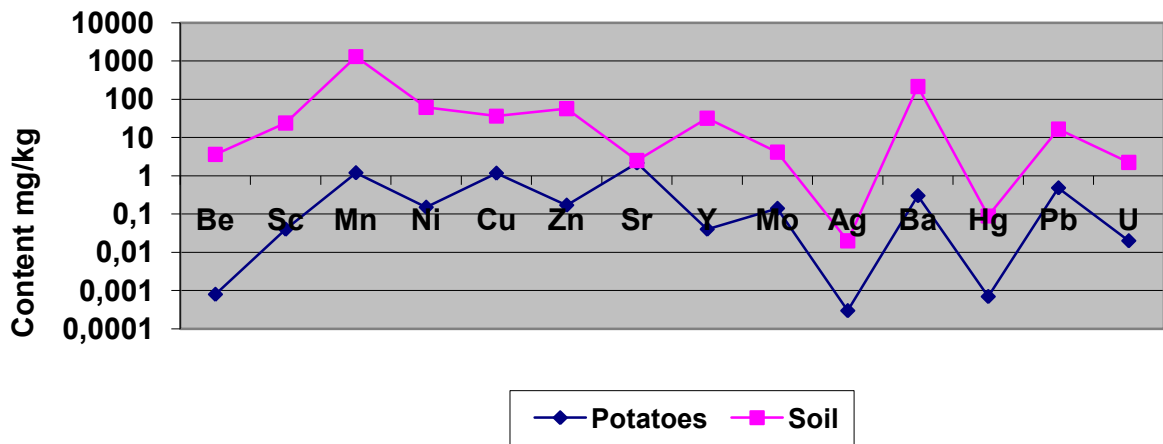


Fig. Content of elements in soil and vegetables of the farm Tom

Human health risk assessment at vegetable consumption (potato, beet, cabbage) is carried out for the food grown with use of methodology [2] which is applied now in territory of the Russian Federation along with the system of hygienic regulations (maximum concentration limit system). The dose level formed at the given concentration of lead has been calculated at recommended standard exposition factors.

The strict scientific approach assumes the calculation of diseases risk in following way:

By the formula for a cancerogenic risk estimation

$$R_{canc.} = SF1 * LADD, \text{ where}$$

LADD is a daily average dose during a life, mg / (kg*day);

SF1 is the factor of cancerogenic potential (mg / (kg*day))⁻¹

$$LADD = (CR * C * F * ED * EF) / (BW * AT * 365), \text{ where}$$

CR is the daily average consumption of a product (kg/day),

C-Concentration

F-coefficient of a share of the local potentially polluted products in a daily diet (0,5)

EF=365 Day/year

BW-weight of a body (70,30 kg)

AT-period of averaging of exposure (30years)

ED-exposure time (30 years)

Table

The lead concentration in soil and vegetables of vegetable-growing associations [2]

	State farm 1				State farm 2			
	Soil	Vegetables			Soil	Vegetables		
		Potatoes	Beet	Cabbage		Potatoes	Carrot	Cabbage
Lead concentration, mg/kg	$\frac{19}{6-40}$	0.48	0,12	0.07	$\frac{21}{10-30}$	0,06	0,02	0,04
Maximum permissible concentration mg/kg	30	0,5	0,5	0,5	30	0,5	0,5	0,5
LADD, 10^{-3} mg / (kg*day,	-	0.207	0,05	0,03	-	0,03	0,01	0,02
Rcanc., 10^{-6}	-	8,7	2.2	1.1	-	1,1	0,04	0,08

The cancerogenic potential factor helps to determine characteristic toxic properties of the given substance. However, method is still new, that is why cancerogenic factor could not be used for determination of all compounds.

The factor of cancerogenic potential, called the factor risk growth proportion depends on the value of operating concentration, or a dose. In the western literature it is possible to come across this term as «cancer slope factor» that in translation means «the factor of cancerogenic potential» and "dose-effect" for carcinogens – health situation risk per unit of a dose (concentration) is regarded as a dependence parameter. To make it simple in some publications this factor is termed a risk factor. It depends on the nature of substances, scenario of its influence (through stomach, skin, or respiratory organs). For a number of substances it results in standard base of EPA of the USA, for lead value SF at ingestion entry makes 0,042 [3].

Analyzing the obtained data, it is possible to notice that the values of individual cancerogenic risks calculated in terms of values contaminant in vegetables, within the range of 10^{-7} - 10^{-5} , according to the criteria of risk acceptability are necessary to regard as admissible and not causing anxieties. However, it is impossible ignore the fact that at maximum concentration limit increase 2,7 times, the individual cancerogenic risk also increases in potato and comes nearer to the border of being admissible. Besides it is necessary to consider that cancerogenic properties of lead have been studied poorly enough. At regular consumption of such vegetables or at increase in frequency of tests occurrence with the raised lead concentration there is a real danger to human health.

Danger factor is a characteristic of not cancerogenic effects that does not cause any concern when it does not exceed 1. The given indicator exceeds 1 for the potato which has been grown up in one of vegetable-growing associations that makes us to pay our attention to it. At detection of such values it is necessary to take measures on minimization of concentration of polluting substances. Hence, the advantages in methods of risk assessment allow considering and structuring actual food of the population, a share of local products in a diet, and the data on monitoring of frequency and levels of foodstuff, and toxicological pollutant estimation.

References

1. The concentration of heavy metals in a solid snow deposit, soils, peat and agricultural products. E.G.Jazikov./report , 1996.-108 p.
2. Onishchenko G. G, Novikov J.A., Avalmani S.L., Bushtueva K.A.bas of an estimation of risk for population health at influence of the chemical substances polluting environment. Edited by Rahmanina J. A, Onishchenko G.G.Moskva. 2002. – 408 p.

**HISTORICAL DEVELOPMENT OF THE SIBERIAN PLATFORM IN PALAEOZOIC ERA
(DATA RECORDS FROM PALAEOONTOLOGY MUSEUM,
TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY)**

U.A. Yzhegova

Scientific advisors: associate professor I.V. Rychkova, associate professor R.N. Abramova
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Palaeozoic depositions of the Siberian Platform are rather diverse and have been the investigation objective for many decades. The Palaeontology Museum (Tomsk Polytechnic University) Funds include numerous fossil samples from different locations of the Siberian Platform. These samples have been identified according to classes, which, in its turn, indicate their previous paleogeographic sedimentation conditions and give information of the historical development of the Siberian Platform.

During the Cambrian period the Siberian Platform was a place of active transgression. Excluding the platform basement outcrop, the remaining platform was covered with a solid mantle of Cambrian formations, including numerous fossils. This was the formation time of archaeocyathean limestones and reef structures. Middle Cambrian sediments included reef limestones, bituminiferous limestones, clay slate and dolomite. There were also significant accumulation zones of different trilobite remains. Upper Cambrian depositions in the Siberian Platform are not so extensive, as the sea had receded northwards. The deposits in this case are carbonate rocks- different limestones and dolomites [1].

Further, as a result of gradual lithological changes, Lower Cambrian sediment deposits were superseded by Lower Ordovician ones, which included carbonate and oolite limestones, dolomites, limestone conglomerates and sandstones. Above-mentioned rocks were rich in different fauna series, being the result of not only the transgression of Middle Ordovician rock occurrences to Lower Ordovician ones, but also the distinct fauna composition of the whole structure [2].

Middle Ordovician rocks include thicknesses of multi-colored terrigenous rocks from depositions of Krivolyskian and Mangazeycian suites and which were often phosphorized. Krivolyskian suite was named after the village Krivaya Luka located in one of the upper Lena River meanders, by V.A. Obruchev in 1892 [3]. Krivolyskian suite includes reddish and green-gray limestone silt, mudstone and sandstone with layers of phosphorite and interleaved with coquina bands. The typical suite formation conditions are characterized by the following fauna- *Protocycloceras krivolukense* Bal., *Padunoceras rugosaforme* Bal., *Obrutschevia sergei* Chern., *Cycloceras rectiannulatum* Hall. Krivolyskian suite thickness ranges from 28 to 80 m.

Cephalopoda mollusc fossils were discovered in Krivaya Luka, by E.D. Teterina, student of Geology & Petroleum Engineering Institute, in 2007. These fossils were found in greenish, reddish silt, limestone-sandstones, which, in its turn, indicate arid sedimentation conditions. Fauna fossils were determined and classified - *Endoceratoidea* subclass. This subclass - *Endoceratoidea* - is rather valuable from the point of view of its wide-spread distribution in Paleozoic Siberian Platform, beginning at Lower Ordovician, and where its maximum development occurred in the bottom of Middle Ordovician Krivolyskian suite. *Endoceratoidea* fauna belongs to the tropical fauna series: *coral-bryozoan and stromatolitic bioherms, brachiopods of allanite-strophomenid series, cephalopod fauna*. The above-mentioned preserved fossils could not be classified to any definite class. However, the following classes were determined - *Actinoceras*, *Vaginoceras*, *Cycloceras*, which were not described previously as stratigraphic depositions of Krivolyskian suite [6].

Sample:



Fig. Actinoceras

Subclass - ENDOCERATOIDEA

Class- Actinoceratide (SAEMANN) Emend Foerste et Teicher

Type- Actinoceras Bronn, 1837

Description - large shell, straight, practically round in the cross-section.

Camerae-short, along the diameter- 12 camerae, membrane curving lines to the ventral, wide siphon close to the ventral [5, 6].

Distribution - Middle Ordovician depositions in Podkamen Tyngysk and Lena River basin and Krivolyskian suite.

Middle Ordovician rocks were superseded by Upper Ordovician ones, where the change in fauna series and rock composition is not as significant as those in the borderlines between Middle and Upper Ordovician systems. Rather slow vibrating platform movements resulted in the reduction of the open sea basin and its shallowing eastwards and south-eastwards. The marine depositions include shale and mudstone with limestone bands. The upper horizons of above-mentioned depositions have not been found, due to the fact that these horizons could have been degraded during Silurian transgression.

Silurian depositions of Siberian Platform superposed Ordovician ones with stratigraphic successions and sometimes conglomerates at the bottom. There are graptolitic shale layers in the lower Silurian cross-section. As the Silurian sea basin gradually receded north-westwards, Upper Silurian depositions could only be found in the remote north-western part of the Siberian Platform. These Silurian depositions are lithologically and palaeontologically various: graptolitic mudstone, brachiopod shells, coral-bryozoan and stromatolitic bioherms, coral and crinoidal limestone, as well as, gypsum and anhydride bands. The tropical conditions in the Siberian Platform were so favorable for coral brachiopod fauna [3].

Devonian outcrops can also be found in the Siberian Platform, mainly Lower Devonian ones in the north-west part, while Middle and Upper Devonian outcrops are more widely spread. These outcrops include multi-colored clay-carbonates, often gypsum-type, rarely, salinity depositions with poorly preserved organic remains. In the Early Devonian the Siberian Platform was practically dry land, lowland in the north and ascending southwards. Lower Devonian includes reddish and multi-colored sandstones, mudstones and marls with fauna and testaceous fish remains. Multi-colored mudstones, siltstones and sandstones with gypsum and dolomite bands, containing fauna remains (*Drepanophycus* cf. *spinaeformis* Goepp.). Upper parts of Middle Devonian include gray bituminiferous limestones and marls with Zhivetsk brachiopod *Stringocephalus* sp., and others. At the same time, Upper Devonian includes brown-yellow and brown limestones with *Cyrtospirifer jeremejeui* Tschern., *Atrypa tubaecostata* Paeck. Thus, during the Early and Mid Devonian period, lagoon-continental environment was predominant in the Siberian Platform, including short-term shallow sea transgression [4].

Continental environment was predominant in the Siberian Platform during the Carboniferous period, due to weak uplifting and regression. The west and south-west parts were mainly alluvial – lake lowlands, marshy where carboniferous thicknesses formed (Tunguska basin). The sea sometimes encroached upon the alluvial – lake lowlands, where sandstone-clay sediments were deposited, enriched by organic substances. The climate changed to subtropical during the Carboniferous period. Carboniferous thicknesses include cordaite and lepidodendron (*Lepidodendrale*) remains. According to S.V. Mein, trees with increasing rings occurred, i.e. closely-related to vegetation, termed as cordaite taiga. Angar flora includes lepidophyte depauperation series, excluding ferns and seed plants (*Spermatophyta*), typical of European Kimmeridgian flora. During the Early Carboniferous period the sea reached only the north-western and north-eastern parts of the Platform. Throughout the Platform there were limestones with sandstone bands, containing brachiopod remains (*Spirifer tornacensis* Kon., *Reticularia sinuate* Tolm.) and corals. Flourishing vegetation, predominately cordaites existed in cutoff meanders, lakes, marshes, floodplain terraces and lowland marshes, where later, sand, siltstone, clay and peat accumulated forming coal layers with vegetation remains.

During the Permian period the relief decreased for freshwater bodies, where terrigene sediments accumulated. The Permian sediment cross-sections in Norilsk carboniferous area were fully studied, including deposits of 100-140m with coal layer thickness of 0,7 – 3,0 m. These deposits are characteristic of distinct facies alteration and weak deposition thickness. The upper horizon thicknesses include mainly sandstone-conglomerates, as well as, coal bands with endemic flora remains. The cross-section is completed by nema tufogenic sandstones and mudstones without coal, as well as, layers of grabbo intrusions. The Lower Permian (thickness 50 – 100m) is non-carbonic, while the in the Upper Permian section- tufogenic abundance.

Thus, recent fossil discoveries identified not only the paleofauna and paleoflora, but also the historical development of the Siberian Platform in the Palaeozoic Era. New information determined a more distinct stratigraphic cross-section separation and local and regional correlation.

References

1. Vladimirskaia E. V., Kagarmanov A. Kh. et al. (1985) Historical Geology and Palaeontology Fundamentals, Leningrad.
2. Markovski A.P. (1958) Geological Structures in the USSR – Moscow.
3. Zanina I.E. and Likharev B.K. (1975). Stratigraphic Dictionary. Leningrad, p. 249.
4. Koronovski N.V., Khain V.E., Jasamanov N.A. (2006). Historical Geology- Moscow, № 2.
5. Mikhaylova I.A., Bondarenko O.B. (1997) Palaeontology, Part I – Moscow.
6. Field Atlas of Ordovician and Silurian Fauna of the Siberian Platform (1955). Editor O.I. Nikiforova – Moscow.

PROSPECTING FOR OIL AND GAS DEPOSITS WITH MICROBIOLOGICAL MAPPING

E.V. Zaitsev

Scientific advisor professor S.I. Kvashnina
Tyumen State Oil & Gas University, Tyumen, Russia

The demand to reclaim some areas, especially, in Tyumen region causes searches for new methods of minerals prospecting, particularly, carbohydrates, on the one hand, and, on the other hand, – improvement of old, forgotten approaches in prospecting oil, gas and gas condensate deposits, and that is particularly actual today. One of that approaches in prospecting is microbiological method, which is considered as alternative for minerals prospecting in cartography.

As is known a method really widely used recently for mineral prospecting is detection of gas component in snow near the ground. In the past (nearly 50 years ago), some efforts to detect the carbohydrates with analyzing microflora were made at the area, where deposit supposed to be located.

According to the given considerations, the aim of our work was to find some new methodological approaches to prospect deposits of carbohydrates in Tyumen region using microbiological mapping.

As pointed above, the highest level of elaboration of this method and its practical application was distinguished in the thirties. Regions of its application were: territories of Volga region, Tatarstan and Bashkortostan, Central Asia, Caucasus and, partly, territories of Ural. In Tyumen region this methodological approach was used mostly in the fifties, but it was not widespread.

Researches of scientists here, in Russia, and overseas, showed specific tendency of some microorganisms to be “strongly attracted” by carbohydrates.

As proved by scientists, at the areas rich in deposits of carbohydrates across the whole sedimentary rocks strata passes the most mobile fractions of carbohydrates and, sometimes, components of oil. At the places with high quantities of these fluids of gases some microorganisms “strongly attracted” by carbohydrates are supposed to appear (Fig. 1).

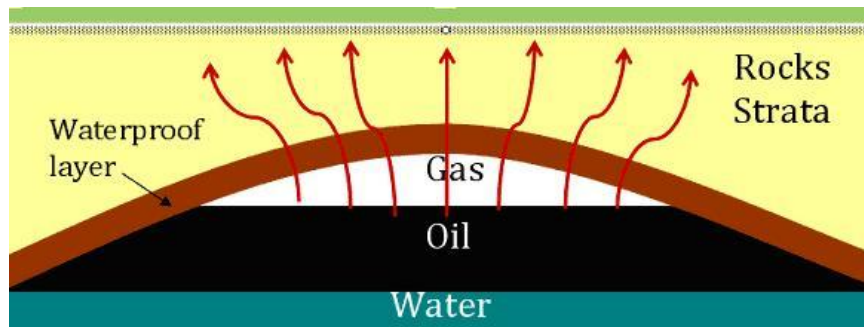


Fig 1. Mobile fractions of carbohydrates passing through the sedimentary rocks strata

To prove this hypothesis an experiment was made. In March - April of 2008 the analysis of near-the-ground snow was completed. The samples of snow were taken to detect gas component and microbiological characteristics. These samples were taken from 15 places of Uvat region in the areas of Ai-Yaonskoe and Kalchenskoe deposits and one spike sample was taken approximately 30 kilometers from Tyumen (Fig. 2). The research touches this topic in different aspects. First of all, there was analysis of gas component structure, and we can rely on it, as on proved and checked with years of oil prospecting practice. However, the main examination held in this research was the analysis of microbiological and biochemical structure. Consequently, we arranged our work in the following way:

- gas component analysis;
- microbiological structure analysis.



Fig. 2. Map Red X - place, were took one spike sample. Blue X - areas

of Ai-Yaonskoe and Kalchenskoe deposits (15 samples)

The analysis of 15 samples from Uvat region showed us gas component-negative result, while the sample from Tyumen was gas component-positive and inner side of crate of the sample was covered with dark-brown layer of oily liquid with the smell of oil. Afterwards the investigation of its biochemical structure was completed but the examination of the sample from Tyumen failed (lack of water from snow in the sample).

Nevertheless, the need to continue this work is great. We are supposed to analyze gas components of these samples and, we need to determine biochemical characteristics, especially on the area near Tyumen. There exist a necessity to examine microbiological level (if there is microorganisms or not) in details, quantity characteristics (with respect to which we can define quantity of carbohydrates) and quality characteristics, on the basis of which we can define type of carbohydrates (oil, gas or gas condensate) and its structure.

To prospect carbohydrates only methods detecting gas component were used in the past, but microbiological characteristics can help us to get more complete information about quantity and quality of carbohydrates in the given region.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ

ГИС, ГИС, ГИС...

В.В. Гохман

ООО «Дата+», г.Москва, Россия

География – это наука о нашем мире, описывающая все многообразие природных и антропогенных объектов и процессов на нашей планете. Эта наука дает человечеству знание и осведомленность о происходящем, позволяет отслеживать изменения, прогнозировать то, что может произойти, систематизировать информацию для комплексного территориального планирования и принятия решений.

География помогает нам лучше понять различные пространственные явления и взаимосвязи между ними. Такое понимание позволяет воссоздать общую картину состояния территории и взаимоотношения между ее компонентами, кумулятивное влияние которых приводит к эволюции нашей планеты.

Современные Геоинформационные системы (ГИС) расширяют мощь географических методов, предоставляя цифровые инструменты для организации и оперирования пространственными данными, моделирования географических (происходящих в пространстве) процессов, визуализации этих данных, моделей и процессов с помощью развитых компьютерных средств, специализированных инструментов обработки и анализа геоданных.

Географический подход подразумевает использование принципов географической науки с поддержкой ГИС, как основы для понимания нашего мира и применения географического знания при решении имеющихся проблем, для направления и корректировки человеческой деятельности и образа мышления людей.

Ключевой метод географического подхода заключается в интегрировании многих факторов и их представлении на карте, в их комплексном рассмотрении и интерпретации за счет картографического наложения друг на друга отдельных слоев данных, сгруппированных по тематическому признаку. Этот классический метод стал популярен еще в 1980-х годах после выхода ряда фундаментальных работ по теоретической и прикладной географии.

Разработка и внедрение ГИС позволили планировщикам заменить наложение калек со слоями карт их цифровыми представлениями, которые можно интегрировать и моделировать с использованием мощных инструментов количественного пространственного анализа. Эти взвешенные наложения объединяют разнообразные значимые факторы на основе научных или целевых соображений относительно конкретной задачи исследования или требуемого решения. Примером может служить карта, показывающая относительную пригодность ландшафта для размещения нового объекта или выбора конкретного типа землепользования, когда требуется учесть многие особенности данной территории.

Сегодня биологи используют подобный подход для моделирования географии природных местообитаний, гидрологи моделируют наводнения и риски затопления, социологи моделируют демографические факторы, а планировщики, например, в сфере землепользования часто объединяют эти типы моделей для лучшего понимания вариантов выработки стратегии действий на будущее.

Этот подход используется и во многих других видах деятельности: военными для оценки проходимости и видимости местности, планировщиками для оценки продуктивности лесных угодий, разведки и добычи полезных ископаемых, для организации и управления ростом урбанизированных территорий. Он также используется при подготовке к действиям в случае чрезвычайных ситуаций и реагировании на их последствия: пожары, землетрясения, ураганы, наводнения.

Такой подход помогает организациям предоставлять целевую гуманитарную помощь в зонах бедствий и конфликтов. Службы инженерных коммуникаций используют географический подход для планирования, развития и поддержания своей сетевой инфраструктуры, а бизнесмены используют его для выбора наилучших мест размещения новых объектов и мощностей, в маркетинговых исследованиях, для маршрутизации транспортного парка, для управления активами, повышения эффективности и продуктивности их бизнеса. Все эти приложения предоставляют большие преимущества как самим этим организациям и компаниям, так и всем нам.

Хотя имеется множество очевидных, прямых преимуществ, использование географического подхода ими не ограничивается. Он уже оказывает заметное влияние на образ мыслей многих людей, на восприятие и понимание ими окружающего мира, на процессы анализа информации и принятие решений, на методы оценки и выбора оптимальных вариантов реализации проектов, на формирование сознания подрастающего поколения, на наше взаимодействие и общение друг с другом, наш стиль управления, наше отношение к окружающей среде.

ГИС помогает более комплексно и целенаправленно применить географическое знание о нашем мире к решению разнообразных задач: от решения глобальных проблем, стоящих перед обществом, до повышения эффективности деятельности организаций, поддержки принятия решений на основе анализа местоположений с учетом многих природных и социальных факторов и, просто, для более полного знания о местности, где мы живем или хотели бы жить.

Например, при выборе трассы для новой автомагистрали ГИС и географический подход можно использовать для комплексного рассмотрения природных и антропогенных факторов, влияющих на создание и реализа-

цию проекта строительства: текущее землепользование, рельеф, параметры окружающей среды, социальные аспекты, а также ограничения с точки зрения инженерных служб и стоимость при разных вариантах прохождения трассы.

Рассмотрение всех воздействующих на реализацию проекта факторов может потребовать огромных ресурсов и временных затрат, в особенности когда необходимо провести комплексный анализ ситуации. И это как раз тот случай, когда географические информационные системы наиболее полезны и эффективны, позволяя ускорить и облегчить такое исследование.

Каковы преимущества от внедрения ГИС

Применение ГИС дает дополнительные преимущества организациям любого размера практически во всех научных и прикладных сферах деятельности. Появляется все большее признание экономического и стратегического значения ГИС. Это частично объясняется тем, что эта технология поддерживает все больше отраслевых стандартов и, конечно, все большим количеством примеров ее эффективности, в том числе и экономической, во всем постоянно растущем сообществе ГИС-пользователей. Также быстро возрастает число корпоративных ГИС-решений и ИТ-стратегий, составной частью которых является ГИС. И, в то же время, интерес к вопросу о предоставляемых ГИС преимуществах тоже растет.

В принципе, судя по накопленному опыту и исходя из знания возможностей и сфер применения ГИС, можно выделить несколько общих категорий, через которые реализуются преимущества ГИС. Давайте кратко рассмотрим их.

Снижение себестоимости за счет большей эффективности. Это связано как с успешным выполнением миссии (то есть, с сокращением общего объема работ за счет автоматизации и оптимизации рабочих процессов), так и с улучшением (повышением качества) самой миссии. Хорошим примером тут является холдинговая компания Sears (сеть центров розничной торговли, третий по величине ритейлер в США), внедрившая ГИС в свои логистические операции и быстро получившая впечатляющие выгоды. Компании удалось значительно, почти на 75%, сократить время, затрачиваемое диспетчерами на разработку маршрутов доставки товаров. Кроме того, существенно, на 12-15%, сократилась стоимость доставки за счет сокращения времени на маршрутах, которые были оптимизированы с помощью ГИС. Также улучшилось качество обслуживания клиентов, сократилось число повторных визитов в одни и те же места, более быстро и четко стали составляться графики развозки товаров и оповещаться получатели груза.

Усовершенствование процесса принятия решений. Это чаще всего связано с принятием лучших решений относительно местоположений. Типичными примерами является поиск подходящей недвижимости, выбор маршрутов/коридоров транспортных магистралей, планирование территории и зонирование территории, охрана природы, разведка и добыча природных ресурсов и т.д. Люди, в том числе руководители, начинают осознавать, что принятие корректных, обоснованных решений о подходящем местоположении является залогом успешной деятельности. Правильность этого мнения подтверждают и профессионалы маркетинга, подчеркивающие критически важное значения правильного выбора места приложения бизнеса для его успешного развития.

Улучшение взаимодействия. Предоставляемые ГИС электронные карты и средства визуализации очень полезны для понимания ситуации, обсуждения обстановки и проектных решений. По сути, они представляют собой новый универсальный язык – способ и средство общения между сотрудниками разных отделов, организаций, профессиональных дисциплин, да и всего общества.

Более надежное создание и хранение географической информации. Многие организации ответственны за поддержание официальных записей о географическом статусе объектов и его изменениях. Примерами из социальной сферы являются зонирование территории, данные переписей, сведения о землевладении, административные границы и пр. Примеры с точки зрения физической географии включают инвентаризацию лесов, биологических ресурсов, измерения состояния природной среды, данные гидрометеорологических наблюдений, сведения различных кадастров, реестров, пространственных оценок, разведки полезных ископаемых.

ГИС предоставляет мощную системную структуру для управления этими и подобными типами данных с полной поддержкой транзакций и инструментов создания отчетных материалов. Эти системы концептуально схожи с другими информационными системами в плане управления данными и транзакциями, а также в стандартизированном представлении отчетных документов (например, карт) на основе меняющейся информации. Однако они и принципиально отличаются от других систем уникальностью своих моделей данных и сотнями специализированных инструментов, используемых в поддерживаемых ГИС приложениях и рабочих процессах.

Управление с позиций географического подхода. И в правительственных организациях, и в коммерческих компаниях ГИС становится все более важным средством для лучшего понимания того, что происходит на подведомственных территориях, в зонах их интересов и ответственности. Руководители и исполнители верхнего звена используют информационные ГИС-продукты для взаимодействия и согласования действий. Эти продукты предоставляют визуальную рабочую среду для проработки концепций, понимания и отслеживания ситуации, контроля выполнения распоряжений и предписаний. Примерами могут служить обсуждения и совещания по разным вопросам, где обязателен учет географических факторов. Сюда можно отнести вопросы взаимоотношений и координации действий в сфере землепользования, борьбы с правонарушениями, охраны окружающей среды, защиты населения от последствий чрезвычайных ситуаций, обеспечения безопасности, выбора и анализа вариантов стратегий развития и др.

ГИС все шире используются в качестве корпоративных информационных систем. Их применение далеко выходит за рамки сведения пространственных данных в обычные бизнес таблицы в Системах управления базами данных (СУБД). География предоставляет новый способ организации и управления предприятиями. Подобно тому, как корпоративные системы управления финансовыми потоками изменили методы корпоративного

управления в 1960-80-х годах, ГИС помогают организациям изменить подходы к управлению их активами, обслуживанию клиентов/граждан, принятию решений и взаимодействию.

Примеры в частном секторе включают сферу инженерных коммуникаций, лесное хозяйство, нефтегазовый сектор, торговлю, поставку товаров и сферу обслуживания. Их активы и ресурсы теперь все в большей степени управляются в рамках корпоративных информационных систем для решения каждодневных управленческих задач и предоставления информационного пространства для общего управления ресурсами.

Несмотря на большую популярность и изначальную привлекательность, повсеместное распространение географического подхода не происходит и не может происходить само по себе. Для этого необходимо постоянное последовательное развитие и поддержание ГИС-инфраструктуры: качественных баз данных, действенных мощных Web-приложений и включение поддержки все новых рабочих процессов. Кроме того, необходимо расширять и стимулировать обмен пространственной информацией, новые прогрессивные формы кооперации и взаимодействия между подразделениями организаций и с внешними партнерами.

И, конечно, профессионалы ГИС и все сторонники этой технологии играют и будут играть важнейшую роль в претворении этого многогранного процесса на практике.

Рынок ГИС, начиная с момента появления первых коммерческих продуктов во второй половине прошлого века, постоянно развивается и растет. Причем растет оборот как непосредственных разработчиков базового программного ГИС обеспечения, в том числе и лидера этого рынка, компании ESRI, так и их партнеров, предлагающих готовые наборы геоданных и собственные разработки, дополняющие возможности базовых продуктов полезными, в том числе специализированными функциями и инструментами. Рынок ГИС растет и в периоды экономического подъема, и даже в трудные времена, поскольку эта технология очень ценна для улучшения производственного процесса, при принятии решений, для общего повышения эффективности работы и расширения взаимодействия внутри и между организациями, для общения и налаживания контактов между людьми, повышения их знания об окружающем мире. Осознавая и признавая предоставляемые ГИС преимущества и выгоды, пользователи ESRI продолжают инвестировать в эту технологию и в базы геоданных. А также создают общекорпоративные инфраструктуры пространственных данных, муниципальные и региональные ГИС. Таким образом, общество развивается, его совокупное географическое знание растет, а универсальный географический подход к восприятию мира и принятию решений завоевывает все новых сторонников.

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-СЪЕМОЧНОЙ ПРАКТИКИ НА УЧЕБНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ ТПУ

Д.Е. Выдрич

Научный руководитель доцент Ю.С. Ананьев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Геоинформационные системы и реляционные базы данных нашли самое широкое применение при производстве геолого-съемочных работ. В производственных организациях геолого-съемочного профиля используется разнообразное программное обеспечение: геоинформационные системы ArcView, ArcGIS, системы управления базами данных (СУБД) ADK, MS ACCESS. Всероссийским геологическим институтом им. Карпинского (г. Санкт-Петербург) разработаны нормативные документы [3] и различное сервисное программное обеспечение сопровождения ГДП–200 и ГДП–1000. Однако освоение необходимого программного обеспечения занимает значительное время.

Предлагаемая разработка ставит перед собой целью, в период проведения учебной геолого-съемочной практики, использование геоинформационных систем и реляционных баз данных для сбора, накопления, обработки полевой геолого-съемочной информации, составления карт фактического материала и полевой геологической. Кроме этого система должна легко расширяться для дешифрирования аэро- и космоснимков и использования площадной геофизической информации.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи: анализ необходимых информационных ресурсов, выбор программного обеспечения, геофизическое и датологическое проектирование базы данных для хранения полевой информации, создание физической структуры, запросов и интерфейса базы данных, создание и настройка геоинформационного проекта, наполнение базы данных полевой информацией, оперативное составление карты фактического материала, составление полевой геологической карты.

Анализ необходимых информационных ресурсов проводился из расчета, что в студенческой группе на период практики формируются до 10 маршрутных бригад. Каждая бригада за период практики проходит до 7 самостоятельных маршрутов, в которых описывает до 300 точек наблюдений и отбирают до 400 образцов. Таким образом, общее число маршрутов – не более 70, точек наблюдений – не более 3000, образцов – не более 4000.

Для хранения и работы с таким количеством информации вполне пригодна СУБД MS ACCESS. К тому же эта СУБД легка в освоении и последующей работе, может обеспечить многопользовательский режим работы. В качестве геоинформационной системы предлагается использовать ArcGIS, которая позволяет легко подключить внешние данные из СУБД MS ACCESS, обладает широкими возможностями по созданию, редактированию и визуализации различных пространственных данных, позволяет проводить несколькими способами 3-D моделирование для дешифрирования аэро- и космоснимков, легко работает с регулярными сетками, которыми могут быть представлены геофизические данные.

Инфологическое проектирование процесса геологической съемки позволило выделить 3 сущности: маршрут, точка наблюдения и порода. В каждой сущности определены свои атрибуты. Между сущностями определены связи (рис. 1).

Исходя из выбранного программного обеспечения и разработанной ER-модели проведено датологическое проектирование структуры базы данных. Далее проведено физическое создание структуры, интерфейса (рис. 2) и запросов в СУБД MS ACCESS.

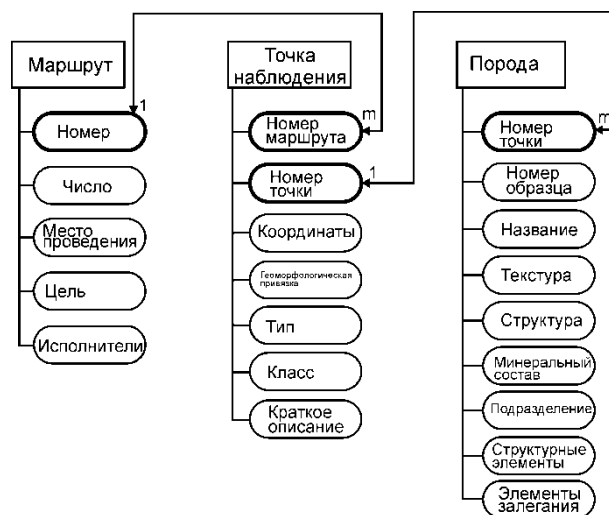


Рис. 1. ER-модель процесса геологической съемки

В ArcGIS планировалось подготовить карту фактического материала и полевую геологическую. В связи с этим в ГИС созданы два фрейма соответствующие будущим картам. Во фреймы добавлены цифровая векторная модель рельефа в виде горизонталей, высотных отметок, элементов гидросети и дорог на площадь съемки и привязаны аэрофотоснимки.

Разработанная база данных была «подключена» к проекту ArcGIS. Для визуализации пространственной информации из базы данных использовались стандартные условные знаки и символы из «Электронная база изобразительных средств госгеолкарты 200».

В период практики использовалась стандартная технология геолого-съемочных работ. Маршрутные наблюдения проводились двумя способами – методом пересечения границ и методом прослеживания границ. Привязка точек наблюдений осуществлялась GPS навигаторами GARMIN 72. Все полученные в ходе маршрутов сведения заносились в полевые дневники в соответствии с требованиями [1]. Далее на базе практики, данные полевых наблюдений вносились в разработанную базу данных.

Составление карты фактического материала практически полностью автоматизировано – вся необходимая информация с помощью запросов берется из базы данных полевых наблюдений (рис. 3).

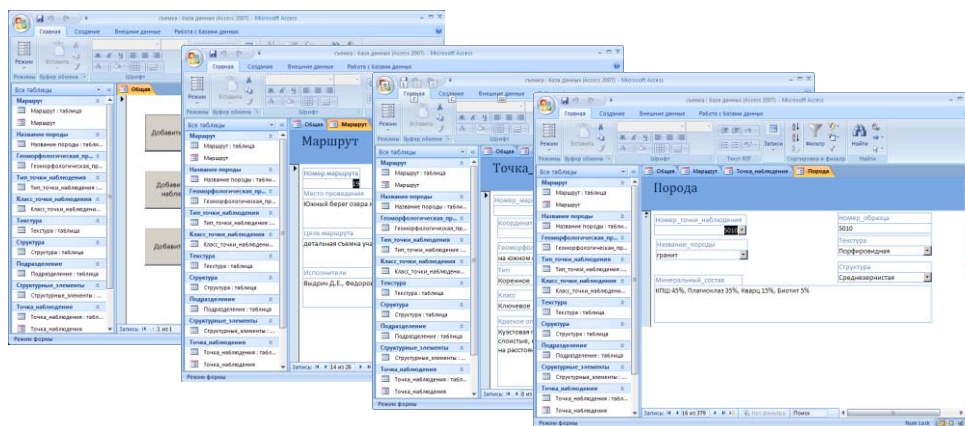


Рис. 2. Окна интерфейса базы данных

При составлении геологической карты, данные маршрутов увязывались между собой с использованием аэрофотоснимка (рис. 4).

В результате геолого-съёмочных работ установлено, что в геологическом строении участка принимают участие магматические, вулканогенно-осадочные и осадочные породы палеозоя. Южная часть района сложена порфировидными гранитами Улень-Туимского комплекса. Граниты прорваны дайками аплитов, аплитопегматитов и микросиенитов. На гранитах, на размытой поверхности, со стратиграфическим несогласием залегают вулканогенно-осадочная толща быскарской серии. Породы образуют моноклинально залегающую структуру с общим падением на север-северо-восток. Возраст пород определяется по остаткам псилофитовой флоры. Стратиграфически выше с угловым несогласием залегают нормально осадочные породы среднего девона – сарагашская и бейская свиты. Возраст последней на участке съёмки определяется по отпечаткам брахиопод вида *Acrospirifer Cheechiel*. Породы смяты в брахиформные складки. В замке самой крупной антиклинали наблюдаются выходы пород нижнего структурного подэтажа [2].

Несмотря на простоту, разработанная геоинформационная система отражает все основные моменты современного геолого-съёмочного производства и ее внедрение в учебную геолого-съёмочную практику несомненно повысит качество выпускаемых специалистов.

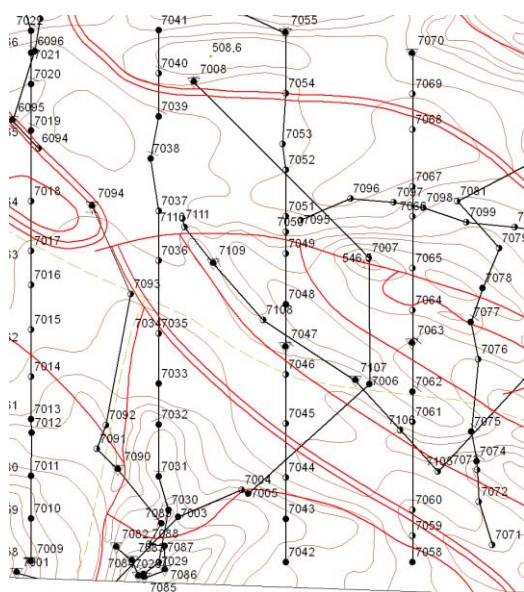


Рис. 3. Фрагмент карты фактического материала

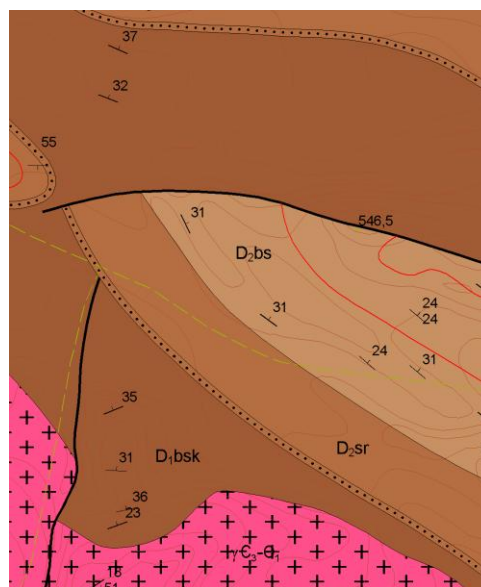


Рис. 4. Фрагмент полевой геологической карты

Литература

1. Бурдэ А.И., Высоцкий А.А., Олейников А.Н. и др. Геологическая документация при геолого-съёмочных и поисковых работах. – Л.: Недра, 1984. – 271 с.
2. Парначев В.П., Васильев Б.Д., Коптев И.И. и др. Геология и минерагения Северной Хакасии (Путеводитель по учебному геологическому полигону вузов Сибири). – Томск, Изд-во ТПУ, 2007. – 238 с.
3. Требования по представлению в НРС ГБЦГИ цифровых моделей листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:200000 второго издания / Под ред. Г.А. Любимова. – СПб: ВСЕГЕИ, 1999. – 116 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛЕДОВОГО РЕЖИМА ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЕЙ РОССИИ

А.А. Гальцев

Научный руководитель профессор В.А. Мелкий

Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск, Россия

В 1998 г. на восточном шельфе о. Сахалин была установлена первая ледостойкая нефтегазодобывающая платформа Моликпак (проект Сахалин-2). В 2005 г. были установлены платформа Orlan и основы для двух других платформ - PA-B, LUN-A. Все эти платформы требуют круглогодичного судового обслуживания кораблями-снабженцами (саплайерами).

Наличие морских льдов в дальневосточных морях России значительно затрудняет доставку грузов к платформам, транспортировку углеводородов и возможную экстренную эвакуацию персонала с платформ. Поэтому исследования состояния ледяного покрова в указанном регионе имеют большое практическое значение.

Целью исследования является - разработка и применение геоинформационных технологий для исследования динамики ледовитости Охотского моря.

Для визуализации данных о ледовой обстановке в дальневосточных морях необходимо было решить задачу переноса ледовой информации в систему электронного документооборота. Для обработки электронных карт Охотского моря были использованы следующие программные продукты: MapInfo Professional, Adobe Acrobat Professional, CorelDraw Graphics Suite.

К основным источникам данных, по которым рассчитывалась площадь льда Охотского моря – относятся, прежде всего, комбинированные спутниковые карты ледяного покрова Охотского моря. Данные тип ледовых карт свободно распространяются в сети Internet в форматах jpg, и gif, а с 2004 г. и в формате pdf. Пример такой локационной спутниковой карты Охотского моря на 26 февраля 2008 г. приведен на рис. 1.

Последовательность расчетов площади ледяного покрова Охотского моря включала в себя три основных этапа:

Первый этап – это применение прикладных программных продуктов с целью изменения формата изображения с pdf на gif. Основным результатом этого этапа является получение изображения для последующей привязки его в программе MapInfo;

Второй этап – координатная привязка изображения в универсальной полярной стереографической проекции. Для более точного и корректного расчета площадей льда привязываем изображение к береговой линии, для этого определяем координаты трех или четырех опорных точек. После процесса привязки изображения в программе MapInfo можно работать с различными слоями - Cosmetic Layer, Okhotsk_sea_coast, japan, Grid_1deg.

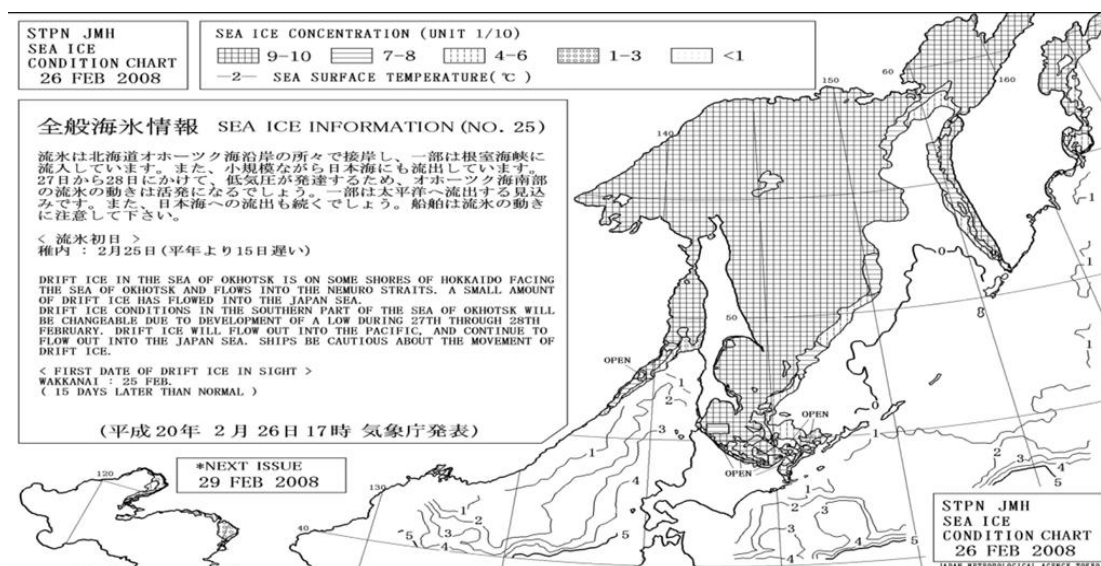


Рис. 1. Локационная спутниковая карта Охотского моря на 26 февраля 2008 г.

Третий этап – непосредственное вычисление площади льда Охотского моря с помощью прикладных программных продуктов. Подсчет производится по крайним границам (кромкам) видимого льда путем изменения площади косметического слоя. Таким образом, считается площадь, покрытая льдом для Охотского моря (рис. 2).

По описанной выше методике проведены вычисления площади льда Охотского моря для среднего многолетнего положения кромок на середину каждого месяца (нормы), а также для границ наибольшего и наименьшего распространения льда [1]. Расчет проводился на географически привязанных картах Л.П. Якунина (рис.3).

Данные карты построены по результатам наблюдений регулярных ледовых авиационных разведок в период с 1956 по 1991 гг., которые выполнялись в промежутке между 11 и 15 числом каждого месяца. Поэтому вычисленные площади рекомендовано относить к середине месяца. Средние многолетние границы (сплошная линия) построены методом медиан из N-летнего ряда наблюдений. Пунктирная и точечная линии соответствуют экстремальным положениям границ соответственно в мягкие и суровые зимы. Для расчетов максимальных, минимальных, и нормальных значений ледовитости использовались карты из атласа Якунина [1].

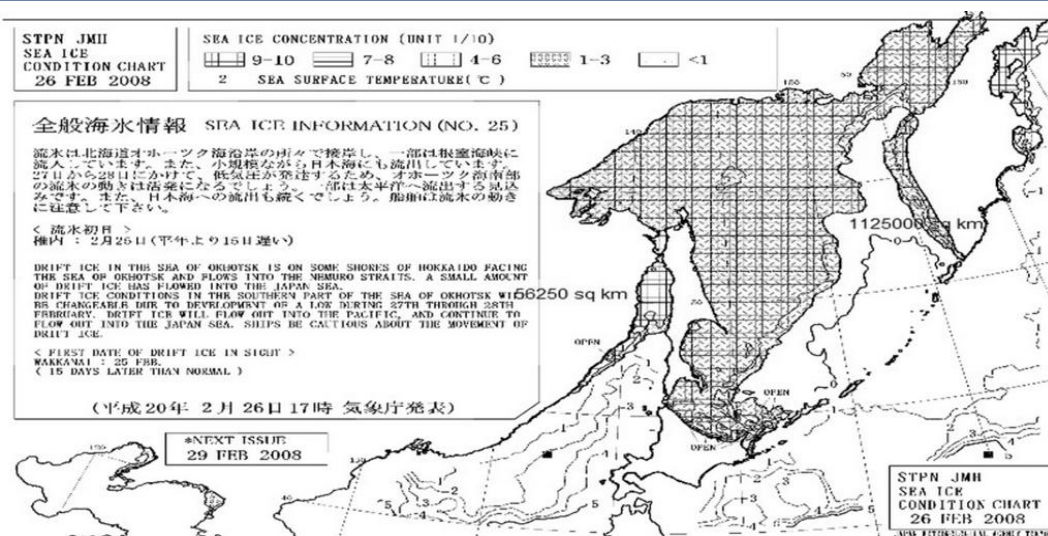


Рис. 2. Пример расчета площади льда для Охотского моря

В результате применения разработанной геоинформационной технологии был создан шаблон в программе MapInfo, представляющий собой привязанную карту JMA с косметическим слоем, который проходит по береговой линии и охватывает полностью Охотское и Японское море. Разработанная технология позволяет вычислять не только общие площади ледового покрова дальневосточных морей, но и проводить площадное ранжирование ледового покрова различной сплоченности. Разработанная технология имеет важное геоэкологическое значение в решении вопросов, связанных с обеспечением безопасности мореплавания и функционирования морских нефтепромыслов в зимний период.

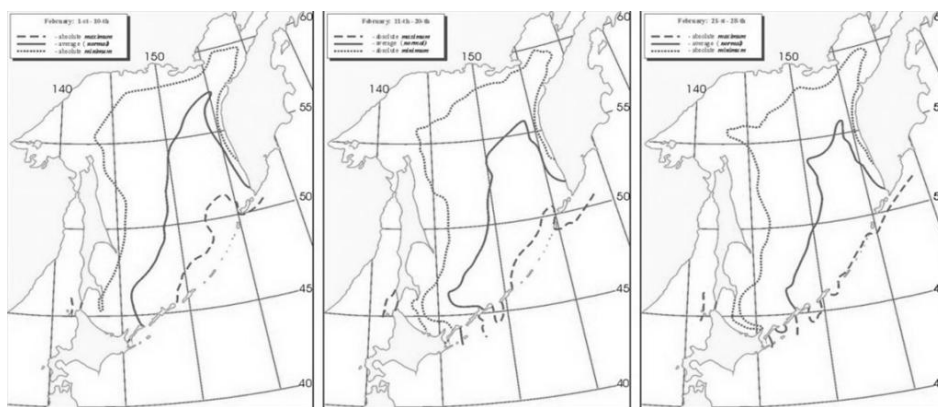


Рис. 3. Карты границ распространения льда в Охотском море в феврале

Литература

1. Якунин, Л.П. Атлас границ распространения крупных форм льда дальневосточных морей. – Владивосток: ТОИ ДВО РАН, 1995. – 57с.

РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.А. Дорошков

Научный руководитель профессор А.С. Мехоношин

Институт геохимии им. А.П.Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

За всю историю геологического изучения земной поверхности скопилось большое количество информации представляющую большую ценность, как и в научном, так и в практическом плане. Существенно улучшить обработку этих данных можно за счёт сведения их в одном месте (базе данных), что позволит, помимо качественных оценочных показателей, также использовать и количественные. В настоящее время в нашем инсти-

туте активно ведётся работа по внедрению систем пространственного хранения данных. Задачи, которые будут решаться такой системой, весьма обширны, но в первую очередь ведётся работа по разработке структуры хранения.

Так как все конечные пользователи разрабатываемой системы имеют дело с достаточно единообразной информацией, был сформулирован некоторый внутренний стандарт, описывающий в себе нормы оформления и средства формирования записей в таблицы, а так же саму структуру базы данных.



Рис. 1. Общая схема базы данных, ориентированная на хранение геохимической информации

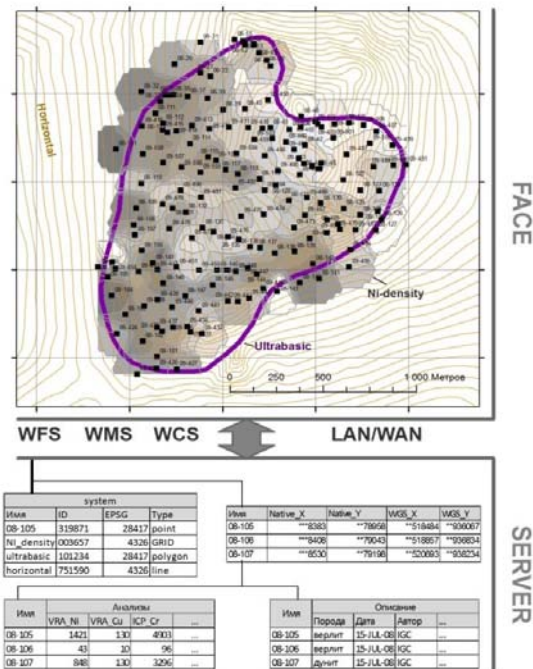


Рис. 2. Пример использования структуры пространственной базы данных

Поскольку в БД предполагается хранить разнородные данные (отличия по типам, объектов, характеристикам, анализам и исследованием различных для разных объектов), то хранение данных в одной таблице не оптимально как с точки зрения рационального использования вычислительных ресурсов, так и экономного использования дисковых накопителей. В такой таблице неизбежно возникнут «пустоты», маскировка которых увеличит сложность и тем самым уменьшит надежность системы. Поэтому предполагается использовать набор таблиц, связанных между собой идентификаторами.

Общая схема таблиц или структуры данных представлена на рис. 1. В БД создается одна основная таблица, так называемый «паспорт» в которой приведены основные характеристики объекта и указан идентификатор уникальный для каждой записи (он используется также для индексирования данных при поиске); набор таблиц с дополнительными атрибутами, сгруппированными по различным признакам. При этом для каждого типа объектов набор их может быть разным. Данные в каждой из этих таблиц индексируются по наиболее важным атрибутам, что ускоряет поиск необходимых записей. Особое место в нашей системе занимает таблица геометрий. Хранение геометрии вынесено из основной таблицы для улучшения производительности, так как обработка геометрии одна из наиболее ресурсоемких задач.

Внедрение предлагаемой структуры хранения данных уже имеет своё воплощение в рамках конкретной лаборатории. На рис. 2 показана структура пространственной базы данных, разработанной для клиент-серверной архитектуры, для обработки данных геохимического опробования, по результатам исследования Института Геохимии на ультрабазитовом массиве. Планируется дальнейшее развитие и расширение базы данных в других подразделениях института.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФАНИ (гос. Контракт 02.740.11.03.24).

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ И ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКО-БАШКИРСКОГО СВОДА

М.В. Каждан

Научный руководитель доцент Ш.Х. Султанов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

С целью более обоснованного выполнения прогноза технологических показателей разработки продуктивных пластов необходимо создание детальной геологической и гидродинамической модели месторождения [1].

Детальная цифровая геологическая модель создавалась с использованием программного обеспечения норвежской фирмы «ROXAR IRAP RMS».

База данных интерпретации геофизических исследований скважин, представленная в формате программы «GeoGlobe», была подвергнута арифметической, логико-арифметической и визуальной проверке на предмет выявления противоречий, принципиальных и механических ошибок. Основными проверками являлись: пересчет абсолютных отметок пластопересечений, расчет общей, эффективной и эффективной нефтенасыщенной толщины, контроль значений пористости и нефтенасыщенности (значения пористости в коллекторах не ниже граничного, нефтенасыщенность ниже отметки водо-нефтяного контакта не превышает граничное значение) и т.д.

При построении структурного каркаса были получены координаты (x , y , z) пластопересечений с учетом траекторий скважин.

По абсолютным отметкам были рассчитаны значения общей толщины и построены карты общей толщины для каждого пласта и перемычек неколлекторов, разделяющих пласты.

После построения структурного каркаса все структурные поверхности сглаживались, корректировались на абсолютные отметки пластопересечений и проверялись на самосогласованность. Принятая погрешность отклонения сеточной поверхности по скважине от отметок по базе данных составляет не более 0,2 м.

Полученный в результате структурного моделирования структурный каркас месторождения заполнялся 3-мерными сетками. Число слоёв сетки выбиралось таким образом, чтобы даже в местах максимального увеличения толщины пласта размер ячеек сетки был порядка 0,4–0,5 м. Высокая детальность была задана с целью максимальной детализации геологии объекта, а также корректности расчёта различных параметров (песчаность, пористость, нефтенасыщенность и др.) на основе данной сетки.

Целью литологического моделирования является создание дискретного параметра, разделяющего моделируемые отложения по принципу коллектор – неколлектор. Литологическое моделирование проводилось с применением детерминистских алгоритмов моделирования. При этом первоначально создавался линейный параметр "литология", изменяющийся от 0 – неколлектор до 1 – коллектор. При моделировании литологии для всех пластов были заданы следующие радиусы: $x = 10000$ м; $y = 10000$ м; $z = 1$ м. Радиус интерполяции по x - y выбирался с таким расчетом, чтобы охватить всю область моделирования. Далее линейный параметр преобразовывался в дискретный.

Петрофизическое моделирование. Интерполяция петрофизических параметров проводилась также с применением детерминистских алгоритмов. Радиус интерполяции был выбран с таким расчетом, чтобы охватить всю область моделирования. При моделировании пористости и проницаемости для всех пластов были заданы следующие радиусы: $x = 10000$ м; $y = 10000$ м; $z = 1$ м, метод интерполяции – стратиграфический (в соответствии со слоями сетки, которые соответствуют напластованию).

При моделировании нефтенасыщенности были заданы следующие радиусы: $x = 2000$ м; $y = 2000$ м; $z = 3$ м, метод интерполяции – горизонтальный.

Начальные геологические запасы нефти месторождения рассчитывались объемным методом. Расхождение начальных геологических запасов нефти, полученных при моделировании, с утвержденными запасами составляет 0,05 %.

Перевод геологической модели в гидродинамическую (ремасштабирование). Основной смысл преобразования детальной геологической сетки в более грубую гидродинамическую, уменьшение числа ячеек до разумного предела, не утратив при этом особенностей геологического строения.

При преобразовании геологической модели в гидродинамическую, были учтены особенности геологического строения месторождения, сетка скважин, а также особенности гидродинамического моделирования. Моделируемые пласты объединялись в объекты разработки. Неколлекторы, разделяющие продуктивные пласты, моделировались одним слоем.

После создания основы для динамического моделирования проводилось осреднение 3D параметров с детальных геологических сеток (Upscaling). Upscaling параметров проводился с использованием инструмента Rescale parameters (модуль RMSsimgrid). Усреднялись следующие параметры: коэффициент песчаности (для терригенных отложений) и доли коллекторов в общем объеме пласта (для карбонатных отложений), пористость, нефтенасыщенность с использованием арифметического метода, проницаемость – метод диагонального тензора. После проведения осреднения проводился визуальный и статистический контроль качества осреднения параметров, который показывает хорошее качество осреднения.

На гидродинамической сетке с осредненными параметрами проводился подсчет запасов нефти, аналогичный описанному выше (подсчет объемов нефтенасыщенных пород и запасов нефти). Расхождение с запасами, подсчитанными на детальной геологической сетке, не превышает 2 %.

Гидродинамическое моделирование. Для построения фильтрационных моделей использовались следующие группы данных:

- Цифровые геолого-математические модели.
- Свойства породы.
- Свойства флюидов.
- Коэффициенты вытеснения.
- Начальное давление в пласте и распределение насыщенностей.
- Данные о расположении и работе скважин.

Модели эксплуатационных объектов в зависимости от физико-химических и геологических свойств вытеснения как двухфазные или трехфазные изотермической фильтрации в сжимаемой пористой среде. Для моделей использовалась полностью неявная схема вычислений.

При выборе шага сетки было выбрано наиболее оптимальное решение как с точки зрения минимизации числа узлов для ускорения времени счета, так и для обеспечения предельного числа ячеек (3–5) между скважинами.

Адаптация фильтрационных моделей на основе анализа истории разработки. Высокая степень неопределенности исходной информации, при создании моделей объектов разработки, делает необходимым этапом моделирования адаптацию моделей по данным фактических замеров. На этом этапе путем решения обратной задачи осуществлялась идентификация основных фильтрационно-емкостных параметров модели. Этот этап называется воспроизведением истории разработки. Изменялись наиболее неопределенные и сильно воздействующие параметры: это абсолютная и фазовая проницаемость, объем законтурной области, коэффициенты продуктивности и приемистости.

Обратная задача решалась итерационно до тех пор, пока модель не повторила с заданной погрешностью распределения давления и насыщенности, которые получены с помощью данных о добыче и закачке для скважин. Процедура идентификации выполнялась вручную. Обратная задача для системы нелинейных дифференциальных уравнений может иметь не единственное решение, поэтому нельзя принимать полученные в результате идентификации значения параметров пластов в качестве основных.

Проведение многовариантных расчетов с целью адаптации модели происходило по следующему сценарию. Первоначально заданием граничных условий на скважинах в виде баз добычи и закачки воспроизводилось распределение насыщенности, причем сначала приоритет отдается интегральным показателям суммарных отборов нефти и воды по группам и объектам. На этом этапе были получены модифицированные значения фазовой проницаемости. На следующем этапе воспроизводилось распределение пластового давления путем изменения граничных условий. Далее адаптировались показатели по отдельным скважинам. Во время идентификации насыщенности изменяется поле давления, поэтому данная процедура повторялась не один раз [2, 4, 5].

С использованием созданной гидродинамической модели по крупному месторождению Пермско-Башкирской своды оптимизирована система разработки продуктивных пластов башкирского яруса, каширово-верейского горизонта и яснополянского подгоризонта. Выполненные расчеты показали высокую их технологическую эффективность для рекомендуемых геолого-технологических мероприятий, при их реализации достигаются максимальная нефтеотдача:

- по продуктивным пластам каширово-верейского горизонта конечная нефтеотдача составит 36,7 %;
- по продуктивным пластам башкирского яруса будет отобрано 38 % от начальных геологических запасов;
- по продуктивным пластам яснополянского надгоризонта при реализации предложенного варианта конечный коэффициент нефтеизвлечения составит 38,7 %;
- по продуктивным пластам турнейского яруса планируется добыть 37,2 % от НГЗ;
- по пласту Д1 пашийского горизонта конечный коэффициент нефтеизвлечения составит 41 %;
- в целом по месторождению планируется добыть 38% от начальных геологических запасов [3].

Литература

1. Баймухаметов К.С. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 304 с.
2. Бахтизин Р.Н., Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М. Моделирование процессов нефтегазодобычи. – Москва–Ижевск: ИКИ, 2004. – 368 с.
3. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и газовых месторождений России. / Под ред. Р.Х. Муслимова. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 280 с.
4. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.–Ижевск: ИКИ, 2002. – 140 с.
5. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00). – Москва, 2000.

ЭЛЕМЕНТЫ МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОХИМИЧЕСКИХ КАРТ ПО ВТОРИЧНЫМ ОРЕОЛАМ РАССЕЙНИЯ**А.А. Кирсанов****Научный руководитель ассистент С.Д. Гармаева
Томский государственный университет, г. Томск, Россия**

Стремительное развитие вычислительной техники, математических методов обработки пространственно-привязанных данных (геоданных) и космических технологий полностью изменили характер производственных и исследовательских процессов в недропользовании и геологии. В настоящее время они базируются на повсеместном использовании компьютерных технологий, на базе геоинформационных систем.

Для компаний занимающихся геологоразведкой встает задача более рационального подхода к построению различных геохимических карт. Так, например, для создания геохимических карт по вторичным ореолам рассеяния необходимо разрабатывать методику, которая позволит достаточно быстро моделировать геохимические поля. Первые из шагов этой методики должны включать наиболее полное изучение данных как математическими, так и статистическими методами для определения параметров геохимических полей, таких как фоновое и минимально аномальное содержание химического элемента. Последующие шаги должны включать в себя выбор методов моделирования и уточнение его параметров для построения геохимических карт.

Большинство геологических задач можно рассматривать как задачи интерполяции и экстраполяции. Наиболее типичными задачами являются интерполяция геологических признаков в процессе построения карт, прогнозирование количественных характеристик, фильтрация случайных ошибок, подсчет запасов [1].

Поскольку наблюдения практически всегда носят дискретный характер, построение карт и графиков всегда связано с интерполяцией исходных данных.

Интерполяция позволяет находить промежуточные значения величины (признака) по имеющемуся дискретному набору известных значений. В геологии в качестве известных значений обычно выступает набор распределенных по некоторой схеме точек наблюдения некоторого геологического признака (например – концентрация элемента). На практике чаще всего применяют интерполяцию многочленами разных порядков. Наиболее распространенными методами интерполяции являются: Интерполяция методом обратно взвешенных расстояний (ОВР или IDW), Сплайн, Тренд и Кригинг. ОВР - этот метод предполагает, что влияние значения измеренной переменной убывает по мере увеличения расстояния от точки замера. Сплайн рассчитывает значения ячеек на основе математической функции, минимизирующей кривизну поверхности, в результате получается сглаженная поверхность, точно проходящая через все точки измерений. Метод тренда подбирает математическую функцию – полином заданного порядка – ко всем исходным точкам. Метод Крикинга является геостатистическим, он основан на статистических моделях, включающих автокорреляцию (статистические зависимости между измеренными точками). Такая технология позволяет не только получить расчетную поверхность, но и определить значение точности или достоверности расчета [2].

В изучении изменчивости геологического признака необходимо выделять два аспекта изменчивости – количественный аспект (интенсивность изменчивости) и характер изменчивости в пространстве [3].

Для целей количественного описания изменчивости геологического признака используется аппарат математической статистики. Однако статистическая модель не обеспечивает получения данных о характере изменчивости, поскольку не учитывает пространственного размещения точек наблюдения.

Геостатистические методы моделирования геологических полей способствуют объективному выделению и количественному описанию тенденций изменения свойств геологических образований.

В качестве исходных данных могут применяться результаты геологического картирования, геохимических и шлифовых съемок, геофизических наблюдений, инженерно-геологических работ и т.д.

Геостатистика разрабатывает детерминистские методы описания геологических полей с помощью введения понятия пространственной переменной. Математической моделью изучаемого в геостатистике объекта является геометрическое поле пространственной переменной $f(x)$, где x – воплощение координат в геометрическом поле. Непрерывность пространственной переменной оценивается с помощью анализа вариограмм. Вариограмма – функция, характеризующая степень непрерывности пространственной переменной. Суть анализа состоит в построении эмпирической вариограммы по данному направлению (например, по разведочной линии), и аппроксимировании эмпирической вариограммы функцией определенного вида (моделировании вариограммы), т.е. определении параметров модели, которые достаточно полно характеризуют изменчивость исследуемого при-

знака [4]. Оценив параметры изменчивости пространственной переменной, можно приступить к геологическому моделированию.

Изначально, понятие геостатистики было синонимом крикинга. Это метод интерполяции, использующий статистические параметры для более точного построения поверхностей, кубов и карт, выполняющий две группы задач: количественная оценка пространственной структуры данных и вычисление искомого значения. Количественная оценка структуры данных, известная как вариография (построение вариограмм), дает возможность пользователям подобрать к данным модель пространственной зависимости. Для расчета (прогноза) неизвестного значения переменной в заданном месте крикинг воспользуется подобранной при вариографии моделью, взаимным расположением (конфигурацией) пространственных данных и значениями опорных точек, находящихся в окрестностях искомой точки. В настоящее время определение расширено и включает в себя не только метод крикинга, но и интерполяцию с помощью полиномов первого, второго, третьего порядков, сплайнов [2].

Основная сложность построения непрерывных поверхностей для представления пространственного распределения полезного компонента заключается в построении наиболее точной поверхности, как можно ближе соответствующей действительности. Достижение этой цели связано с рядом факторов:

Наличие достаточного количества исходных достоверных данных;

Глубокое понимание исследуемого явления;

Применение адекватных математических методов описания закономерностей распространения явления;

Наличие удобного инструментария для изучения данных, построения поверхностей и оценки их достоверности.

Эти факторы в достаточно полной мере можно реализовать в модуле ArcGIS 9.x Geostatistical Analyst.

Модуль Geostatistical Analyst позволяет соединить особенности геостатистического анализа с функциональными преимуществами ГИС технологий. Geostatistical Analyst - удобный набор геоаналитических средств для выявления особенностей исходных данных, их анализа и построения поверхностей по отдельным точечным исходным значениям непрерывного в пространстве явления, оценки достоверности полученных результатов и их представления в наглядной для восприятия форме [2].

Технология построения геохимических карт по вторичным ореолам рассеяния включает в себя оценку статистических параметров геохимического поля (закон распределения, фоновые и минимальные аномальные содержания), выбор метода интерполяции и определение параметров выбранного метода.

Для оценки статистических параметров распределения геохимических данных в модуле имеется ряд инструментов. Инструмент Гистограмма позволяет графически исследовать набор данных и визуально оценить закон распределения.

Определение закона распределения дает возможность обоснованного расчета фоновых и минимальных аномальных концентраций химических элементов.

Выбор метода интерполяции зависит от множества факторов. Geostatistical Analyst включает достаточно широкий набор методов интерполяции – детерминированные и геостатистические. Для построения геохимических карт обычно используются детерминистские – линейной интерполяции, метод обратно взвешенных расстояний, реже полиномы второго и третьего порядков (сплайны).

При работе с модулем Geostatistical Analyst программа подбирает подходящие для исследуемых данных параметры. Внесение коррекции в данные могут существенно улучшить результаты интерполяции. Некоторые из запрашиваемых параметров и инструментов, например, число учитываемых соседних точек, применимы практически ко всем методам интерполяции. Ряд значений используется только в геостатистических методах (крикинга и кокрикинга), таких как построение вариограмм и семивариограмм [2].

В целом, анализируя возможности широкого инструментария модуля Geostatistical Analyst необходимо отметить весьма заманчивые перспективы использования его в практике геохимических работ. Неширокое применение методов геостатистики объясняется, возможно, небольшим количеством методической литературы и, соответственно, ограниченным количеством специалистов способных правильно использовать эти методы и интерпретировать результаты.

Литература

1. Аронов В.И. Методы математической обработки геологических данных на ЭВМ. М.: «Недра», 1977. – 168 с.
2. Джонстон К, Вер Хоеф Д., Криворучно К. и др. ArcGIS Geostatistical Analyst. Руководство пользователя. – М.: Изд-во Дата+. 2001. – 278 с.
3. Каждан А.Б., Гуськов О.И., Шиманский А.А. Математическое моделирование в геологии и разведке полезных ископаемых. Учебное пособие. М.: «Недра», 1979. – 168 с.
4. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А.Родионов, Р.И.Коган, В.А.Голубева и др. – М.: Недра, 1987. – 335 с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ КАРЬЕРНЫХ ОТКОСОВ НА ОСНОВЕ ЛАЗЕРНОГО И
ГЕОТОМОГРАФИЧЕСКОГО СКАНИРОВАНИЯ****А.С. Корниенко, А.В. Синченко, Т.Н. Нурмуродов**

Научный руководитель профессор А.Е. Воробьев

Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия

При исследовании устойчивости карьерных откосов объектом изучения является прибортовой массив горных пород (борт карьера). Массив горных пород является сложной физической средой, обладающей целым рядом специфических особенностей, которые в значительной степени определяют его механическое состояние и поведение. В общем случае породный массив является физически дискретной, неоднородной, анизотропной средой, механические процессы деформирования которой носят нелинейный, переменный во времени характер. Поэтому данные условия требуют современного подхода, обеспечивающего наиболее оптимальный вариант детального и качественного исследования.

Решением этой проблемы является использование лазерного трехмерного сканирования совместно с геотомографией, что позволяет создать достаточно объективную 3D модель месторождения. Эта модель используется для геомеханических расчетов при обосновании оптимальных параметров откосов для обеспечения их устойчивости.

Применение моделирования на основе вышеперечисленных технологий рассмотрим на примере Чиганакского месторождения баритов. Месторождение находится в Западном Прибалхашье на территории, Жамбылской области Республики Казахстан.

Получение достоверных данных в условиях Чиганакского месторождения с использованием обычных средств весьма затруднительно, так как при этом необходимо присутствие человека в опасных зонах, а на некоторые важные участки попасть практически невозможно.

Система лазерного сканирования состоит из портативного, работающего в автоматическом режиме, пульсового лазера и полевого персонального компьютера со специализированным программным обеспечением. В отличие от традиционной методики измерений, лазерное сканирование дает возможность представить объект съемки в виде массива ("облака") точек (сотен тысяч и миллионов), пространственные координаты X, Y, Z которых определены с высокой точностью (до первых миллиметров) в реальное время. Технология измерения основана на принципах безотражательной лазерной дальнометрии.

В технологии лазерного сканирования полностью реализован принцип дистанционного зондирования, позволяющий собирать информацию об исследуемом объекте, находясь на расстоянии от него. Эта особенность позволяет значительно снизить трудозатраты, выполняемых работ, повысить их эффективность и обеспечить безопасность работ при съемке труднодоступных и опасных объектов.

Для создания цифровой модели требовалось получить достоверные данные о геометрии массива. В виду этого для получения данных о геометрии откоса южного борта была использована технология дистанционного лазерного сканирования безотражательным режимом измерения на противоположном северном борту карьера. В связи с этим было исключено присутствие персонала в опасных зонах, представляющих собой угрозу для жизни или здоровья.

Было проведено сканирование южного борта карьера, то есть определены пространственные координаты характерных точек. Привязка прибора осуществлялась при помощи электронного тахеометра Leica TC 1201 к местной системе координат.

Полученные данные были преобразованы в Microsoft Office Excel, а далее обработаны в программном обеспечении AutoCad. Массив точек был разделен по их видам, представляющих различные элементы борта. После редактирования была создана каркасная модель, на основании которой получили трехмерную модель борта (рис. 1). После изучения готовой модели визуальным способом были выявлены оползневые участки.

Геотомографическое сканирование так же является одной из передовых технологий. Сканирование производится с помощью электромагнитного излучения. Излучаемый сигнал пронизывает недра, отражаясь от плоскости контактов литологических разностей, отличающихся по плотности. Получаемое «эхэ» регистрируется, формируя литологическую структуру в исследуемой плоскости в виде разреза. Данный метод позволяет обнаружить неоднородности на глубине от первых сантиметров до нескольких десятков метров с одновременным получением непрерывного послойного разреза среды. Полученные данные обрабатываются с помощью специального программного обеспечения, создавая инженерно-геологическую модель массива.

При создании структурной модели карьера и на основе геологических данных, имеющихся на месторождении, на трехмерную модель были нанесены разведочные линии, по которым уточнялась геометрия массива. Геологические разрезы были совмещены с трехмерной моделью борта карьера. Путем создания отдельных слоев для каждого типа горных пород и для границ контактов литологических сред. В подповерхностном слое контакты литологических разностей были уточнены методом компьютерной томографии на основе электромагнитной проницаемости сред. Что позволило получить более достоверные данные для построения трехмерной модели месторождения.

Результатом обработки и объединения данных лазерного и геотомографического сканирования является трехмерная геомеханическая модель прибортового массива. Качественные и количественные характеристики модели представляется возможным использовать при планировании горных работ, подсчете объемов, в расчетах устойчивости карьерных откосов и других горно-геологических и маркшейдерских задачах.



Рис. 1. Трехмерная модель борта

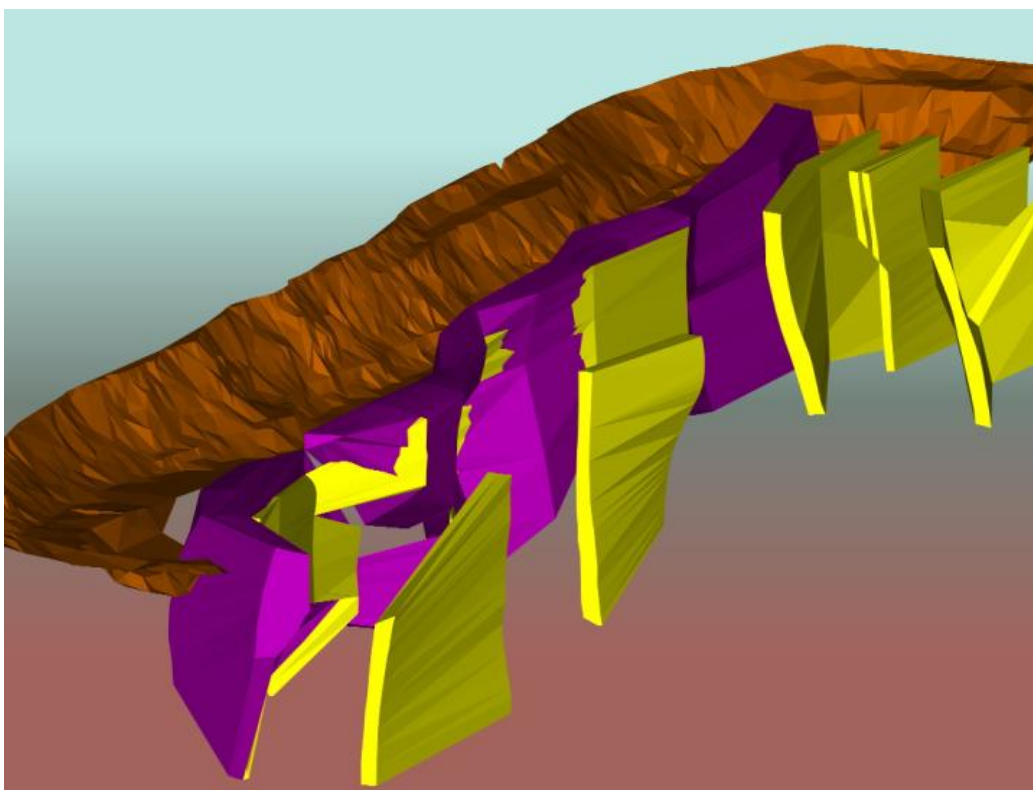


Рис. 2. Трехмерная модель Чиганакского месторождения барита

Литература

1. Корниенко А.С., Трофименко П.В., Чувашов П.Ю. Геомеханическое моделирование карьера на основе лазерного и геотомографического сканирования // Труды межвузовской региональной студенческой конференции: «Студент и научно-технический прогресс», Караганда, 2008, часть 1, с. 84 - 85.
2. Трофименко П. В., Корниенко А. С., Ожигин Д.С. Моделирование карьерных откосов на основе лазерного и геотомографического сканирования // Труды межвузовской региональной студенческой конференции: «Студент и научно-технический прогресс», часть 1, Караганда, 2009г., с. 145 - 146.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ VRS СЕТЕЙ**В.А. Менжилевский**

Научный руководитель ассистент Т.Д. Садыков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современном, быстро развивающемся геодезическом мире, одной из наиболее востребованных технологий является определение пространственных координат объектов земной поверхности в режиме реального времени (RTK - Кинематика в реальном времени). В большинстве стран, помимо одиночных действующих станций ГЛОНАСС/GPS, используются такие сети, которые обеспечивают необходимыми данными пользователей, решающие задачи оперативного и высокоточного определения местоположения в режиме реального времени.

GPS инфраструктура может быть представлена:

- одиночной базовой станцией,
- сетью базовых станций
- глобальная VRS сеть Trimble [1].

Не зависимо от выбора инфраструктуры, геодезист получает следующие преимущества:

- Повсеместное позиционирование на большой области.
- Общую структуру опорной сети.
- Безопасность базовых станций.
- Уменьшение времени обучения для достижения возможности выполнять точные геодезические работы.
- Экономия при усовершенствовании проектной базы (правительство) или большой размер прибыли при осуществлении схожих видов работ (частный сектор).
- Уменьшение стоимости обеспечения полевых работ и оборудования для работы в поле [2].

Однако, из-за влияния тропосферы и ионосферы при прохождении спутникового сигнала, в результатах измерений наблюдается наличие систематических погрешностей, поэтому для эффективности работы и получения необходимой точности приходится минимизировать расстояние между базовой станцией и приемником, что в свою очередь приводит к ограничению использования режима RTK.

Создание и наличие собственной сети имеет ряд следующих преимуществ:

- бригады, работающие в полях, могут выполнять различные виды высокоточных геодезических измерений при картографировании, инженерных изысканиях, обеспечении строительства и т. д. на всей территории ее действия;
- число исполнителей в бригаде можно сократить до одного человека, что дает возможность увеличить количество полевых бригад в 2–3 раза. Следовательно, снижаются время и трудозатраты при выполнении полевых и камеральных работ [3].

В настоящее время во многих странах существуют системы VRS сетей базовых станций, которые обеспечивают необходимыми данными конечных пользователей, решая задачи высокоточного и оперативного определения местоположения в реальном времени. Различные варианты VRS инфраструктуры применяются средними и крупными компаниями, позволяя использовать новые возможности этой передовой технологии. Работа с использованием собственной VRS сети ГЛОНАСС/GPS базовых станций стала идеальным решением для крупных компаний. Благодаря данному решению полевые бригады компании получают возможность вести высокоточные работы в любое время и в любом месте этой сети. Они больше не испытывают ограничений, связанных с удаленностью от базовой станции или с дальностью действия типового диапазона радиосвязи. Бригады, занятые в картографировании, строительстве и изысканиях, получают надежные, качественные и высокоточные результаты. Виртуальные базовые станции успешно применяются для решения многих гражданских и военных прикладных задач, в различных отраслях сельского хозяйства, при проведении съемок и мониторинге автомобильных, железных дорог, при межевании земель. Виртуальные базовые сети незаменимы в нефтегазовой отрасли, т.к. большинство технологических объектов предприятий данной отрасли имеют пространственное распределение.

Можно отметить следующие перспективные направления применения виртуальных базовых сетей:

- развитие опорных геодезических сетей всех уровней - от глобальных до съемочных, а также проведение нивелирных работ в целях геодезического обеспечения деятельности предприятий;
- обеспечение добычи полезных ископаемых;
- геодезическое обеспечение строительства, прокладки и мониторинг нефтяных, газовых и иных трубопроводов, кабелей, путепроводов, ЛЭП и др. инженерно-прикладных работ;
- землеустроительные, кадастровые работы;
- спасательно-предупредительные работы;
- геодезическое обеспечение при бедствиях и катастрофах;
- экологические исследования: оценка площадей нефтяных пятен и определение направления их движения координатная, привязка разливов нефти;
- съемка и картографирование всех видов – топографическая, специальная, тематическая;
- обеспечение коммунальных услуг (электричество, газ, и т. д.);
- контроль специального автотранспорта;
- навигация машин в сельском хозяйстве [4].

Основной принцип работы “Виртуальной Базовой Станции” основан на вычислительном центре со специализированным программным обеспечением GPSNet и RTKNet и сети GPS/ГЛОНАСС базовых станций, имеющих постоянное подключение к каналам связи и передающим данные в центр управления. Компьютер центра управления непрерывно накапливает данные, поступающие от всех приёмников, и формирует постоянно обновляющуюся базу данных “коррекций для локальных площадей” (Regional Area Correction). Это позволяет создать Виртуальную Базовую Станцию, расположенную как бы в нескольких метрах от передвижного приёмника и принимать сырые данные от неё. При этом передвижной приёмник интерпретирует и использует эти данные так, как будто бы они получены от реально существующей базовой станции. В результате значительно увеличивается производительность RTK режима. Эта методика создания (моделирования) “сырых данных” для несуществующей базовой станции получила название “Принцип Виртуальной Базовой Станции” (“The Virtual Reference Station Concept”). Используя эту методику, стало возможным значительно улучшить RTK позиционирование в пределах всей сети базовых станций. Ожидаемая точность определения плановых координат составляет 1-2 см на удалении до 50 км от существующей реальной базовой станции[3].

Для реализации построения VRS сетей предлагаются программное обеспечение Trimble GPSNet или Trimble RTKNet, позволяющее создавать современную инфраструктуру ГЛОНАСС, объединяет в единую сеть постоянно действующие базовые станции, расположенные на территории города, области или целого региона. Такое программное обеспечение предоставляет следующие возможности оператору сети:

- дистанционное оперативное управление базовыми станциями;
- контролировать количество принимаемых спутников ГНСС;
- контролировать значения DOP;
- контролировать эффект многолучевости и т. д.

Основные преимущества использования виртуальных базовых сетей - Virtual Reference Station :

- значительное сокращение времени измерений;
- возможность применения RTK на значительных площадях покрытия, при меньшем количестве установленных базовых станциях;
- оперативное определение координат базовых станций в единой системе координат;
- обеспечение постоянного контроля целостности системы базовых станций и данных, передаваемых на подвижные приемники ГНСС пользователей сети;
- доставка поправок пользователям осуществляется не по радиоканалу, а по каналам сотовой связи, что снимает ограничения, накладываемые радиовидимостью [4].

Создание VRS сетей на значительных по размерам территориях (например, на административные области РФ) наиболее перспективное развитие на данное время. Чтобы идти в ногу с современными технологиями, которые существуют на данный момент, необходимо уже сейчас начинать развития и создания собственных новых технологий и оборудований, на основе западных технологий и аналогов. Создание одиночных VRS сетей это маленький шаг вперед, который открывает большие возможности, как для военных потребностей, так и для гражданских. Дальнейшее развитие и интегрирование этой системы позволит применять ее и в наблюдении за движением плит, закономерностями влияния тропосферы и ионосферы. Без всего этого у нас будет происходить отставание по современным технологиям и зависимость по ним от лидирующих западных и азиатских стран.

В настоящий момент в России постепенно идет процесс осознания необходимости широкого внедрения и использования высоких спутниковых технологий в различных областях науки и техники. Проведение в России земельной реформы требует эффективного решения задачи создания и поддержки ГИС, проведения геодезических работ земельного кадастра, инвентаризации земельных участков. Однако при использовании традиционных геодезических технологий (тахеометры и т.п.) выполнение работ на местности с учетом общего объема работ и их выполнение с требуемым качеством может занять десятилетия. В нынешних экономических условиях в России для решения указанных задач необходимо внедрении новых решений, существенно снижающих стоимость проведения работ. Таким комплексным решением может стать широкое использование предлагаемой к внедрению VRS-технологии на основе сетей ГЛОНАСС\GPS базовых станциях компании Trimble[5].

Первая в России спутниковая система межевания, основанная на применении VRS-технологии начала функционировать с 2004 года в составе 22 референчных станций и вычислительного центра(ВЦ). Она обеспечивает определение координат объектов в режиме реального времени со средней квадратической ошибкой 2-3 см в пределах Московской области на площади свыше 50 тыс. кв. км[6]. Следующим шагом стало построение в Архангельске VRS-сети. В рамках этого проекта будет выполнен комплекс геодезических работ, произведена инсталляция постоянно действующих базовых станций, центра обработки данных и проведено обучение работе с системой. Это первый коммерческий проект по созданию сети базовых GPS/ГЛОНАСС станций с поддержкой технологии VRS на территории России[7]. Дальнейшее развитие таких технологий поможет не только эффективно решить многие проблемы, но и повысить экономическую отдачу.

Литература

1. <http://www.credo-dialogue.com/getattachment/ce89a4a8-abce-4139-b059-2e9a3080f3ff/Kontseptsiaj-seti.aspx>
2. http://www.geopolygon.ru/techsupport/articles/gps_interface.php
3. http://www.geopolygon.ru/techsupport/articles/preference_vrs.php
4. http://www.geopolygon.ru/techsupport/articles/trimble_vrs_now.php
5. <http://www.geopolygon.ru/techsupport/articles/vrstechonology.php>
6. Маслов А.В. Геодезия. – М: КолосС, 2008. – 598 с.

7. http://www.navgeocom.ru/doc/p_r/press_r_76.pdf

ОПЫТ СОЗДАНИЯ ГИС ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

А.В. Паршин

Научный руководитель профессор А.М. Спиридонов
Институт геохимии им. А.П.Виноградова Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, Россия

В настоящее время географические информационные системы являются наиболее удобным инструментом для решения задач, связанных с накоплением, хранением и анализом пространственно распределенных данных, и, соответственно, нашли применение во всех областях наук о Земле. Современные ГИС способны содержать в себе огромные объемы информации, необходимой для описания значительных участков территории. При этом нередкими являются ситуации, когда анализ и даже хранение таких объемов данных может стать довольно ресурсоемким и затратным, что в конечном итоге делает использование ГИС-системы неэффективным.

Подтверждением предыдущего тезиса может стать то, что, несмотря на всё удобство геоинформационных систем в областях решения задач природопользования и мониторинга состояния окружающей среды, в Иркутской области, например, в данный момент какой-либо ГИС на службе у органов власти нет. Сложность создания такой ГИС также может заключаться и в том, что трудно выделить минимальный и при этом достаточный набор показателей, который позволит решить проблему комплексной оценки состояния окружающей среды районов области.

Нами была произведена попытка разработать и создать геоинформационную систему, которая не только позволит осуществлять контроль состояния окружающей среды территории Иркутской области, сравнивать территориальные субъекты по экологичности ведения хозяйства, строить прогнозы и т.д., но и останется при этом компактной и не ресурсоемкой.

Иркутская область считается одной из самых индустриальных в Азиатской России. Основная часть населения области (79 %) проживает в городской местности. Ведущую роль в структуре ее промышленности имеют следующие отраслевые комплексы: топливно-энергетической, химической, лесной, деревообрабатывающей и целлюлозно-бумажной промышленности, цветной металлургии, горнодобывающих предприятий и производств. В связи с ориентацией экономики Иркутской области преимущественно на добывающую сферу и недостаточным финансированием природоохранной деятельности проблема экологии стоит достаточно остро.

Начнем с того, что использование стандартного на данный момент подхода к выделению экологически проблемных территорий при создании столь крупной ГИС делает выполнение поставленной задачи крайне трудоемким, если не в принципе невозможным. Например, каким образом выявляются неблагоприятные участки территории сейчас? Используется система показателей, которые оценивают антропогенное воздействие на воду, воздух, почву и т.д. Однако такая система не позволяет оценить реальный ущерб экологии или, например, сделать вывод о более или менее экологичном ведении хозяйства в двух различных регионах. Кроме того, для разносторонней характеристики экологии такой значительной территории как Иркутская область, несомненно, придется наблюдать в пределах одной карты совокупность большого количества тематических слоев, каждый из которых характеризует состояние атмосферы, или, допустим, биосферы. Так как в рассматриваемой области развиты различные сферы промышленности, количество показателей и, соответственно, слоев, будет очень велико, что сведёт на «нет» возможность визуального анализа. При этом, рассматривая, к примеру, карты концентрации ртути в донных отложениях рек и фтора в почвенном слое на территории двух соседних муниципальных образований, непросто сравнить их по уровню экологической безопасности, так как сложно сказать, что хуже для окружающей среды и в конечном итоге для человека – ртуть или фтор. Тем более представляется невозможным дать количественную оценку ущербу, нанесенному экосистеме (и, естественно, опять же человеку). Кроме того, проведение разнообразных полевых исследований по сбору больших объемов тематических данных для значительных участков земной поверхности достаточно дорого и занимает продолжительное время. Обработка и хранение такого количества информации требует больших вычислительных ресурсов, комплексный же анализ какого-либо района по совокупности всех значащих показателей, да ещё и за несколько лет, вовсе вряд ли возможен.

Таким образом, первоначальной задачей являлась разработка системы удобных для картирования показателей. Эта система критериев должна была позволить дать комплексную оценку состояния природной среды территории Иркутской области в данный момент, оценить уровень экологичности ведения хозяйства в районах на протяжении нескольких лет, дать возможность строить прогнозы. Важной желаемой особенностью являлась возможность выразить в денежном выражении ущерб, нанесенный окружающей среде, что позволило бы оценить затраты на восстановление экосистемы. За основу был принят опыт развитых стран со стабильной экологической обстановкой, а конкретно так называемая «концепция устойчивого развития ООН», согласно которой удовлетворение человеческих потребностей настоящего времени не ставит под угрозу способность будущих поколений удовлетворять свои собственные потребности. Иначе говоря, если природе наносится ущерб, то он должен быть адекватно возмещен. При этом вводится понятие «антитовара» как некоего негативного для природной среды следствия выпуска человечеством продуктов и услуг, и понятие «экологического долга» как выражаемого в денежной форме долга человека перед живой природой. Из опыта развитых стран нам известно, какой достаточный для «мирного сосуществования» человека и природы денежный процент от объема произведенных товаров и услуг должен идти на природоохранные цели. Согласно окружающей нас действительности, в связи с

неблагополучной экологической обстановкой в ряде районов Иркутской области, логично предположить, что финансирование природоохранных мероприятий осуществляется не надлежащим образом. Разница между необходимым объемом финансирования и фактическим объемом природоохранных отчислений в данном случае и была принята как величина «экологического долга». В случае, если экологическая обстановка является нормальной, значению долга будет равно нулю. Различные производные (в зависимости от того, влияние какой сферы человеческой деятельности на экосистему требуется оценить) от «экологического долга» служат основой для тематических слоев ГИС. Предполагалось, что эти показатели не только позволят проранжировать регионы Иркутской области по экологичности ведения хозяйства и выделить «эффективные» и «проблемные» регионы, но и определить вклад в экологический долг района различных отраслей промышленности, и даже получить конкретные цифры в рублях на приведение экологии региона к нормальному состоянию. Выбранные показатели удобны для картирования, как показала практика, для комплексной оценки состояния окружающей среды достаточно трех-четырех слоев. Важно, что исходными данными для ГИС являлась статистическая информация, поэтому полевые исследования при таком подходе не требуются. Пополнение данных может осуществляться из ежегодных административных статистических сборников, к примеру, из отчетов о состоянии окружающей среды. В ГИС вносятся «сырые» данные о ВВП и природоохранных затратах, расчет нужных показателей осуществляется автоматически, что означает, что какая-либо специальная подготовка данных или обучение пользователей не требуется.

При помощи созданной геоинформационной системы был произведен анализ данных за 1992 – 2005 гг. Результаты оценки не противоречат информации о состоянии окружающей среды из официальных источников, которая была получена при помощи традиционных показателей. При этом создание и эксплуатация такой системы значительно дешевле классической. Кроме непосредственной оценки экологии районов Иркутской области, были получены значения, нанесенного окружающей среде ущерба в денежном выражении, имеется возможность построения прогнозов, ряд из которых к настоящему времени уже получил подтверждение. Также возможно использование системы для расчета величин рентных платежей, для эффективного управления крупными территориальными субъектами, особенно учитывая простоту получения статистических данных администрациями таких субъектов.

Произведенная оценка экологической опасности территории Иркутской области позволила сделать выводы о состоянии окружающей среды в целом по области, проранжировать районы по степени экологической опасности, выделить проблемные районы и найти причины их неблагополучия, а также сформулировать ряд рекомендаций.

ГИС, основанная на концепции экологического долга, может повысить эффективность контроля за природоохранной деятельностью, четко находя баланс между наносимым природе вредом и его возмещением. По нашему мнению, изложенный подход жизнеспособен и может найти применение при решении экологических задач в разрезе административных образований.

Автором ни в коей мере не ставится вопрос о несостоятельности традиционных способов сбора данных или экологического мониторинга. Предложенный подход является всего лишь демонстрацией возможности использования ГИС-систем в сфере задач природопользования и охраны окружающей среды, а также попыткой разработки некой «облегченной» по сравнению с «классическими» ГИС, но никак не критикой современного подхода к сбору данных или ведению наблюдений за состоянием природной среды, прекрасно работающего в большом количестве случаев. ГИС в настоящий момент являются незаменимым инструментом сбора, хранения и обработки любых пространственно распределенных данных, но, однако уже сейчас область их применения может быть ограничена в связи с большими объемами информации и её сложной разнородной структурой. При этом объемы данных год от года стремительно растут, и хотя растет и вычислительная мощность компьютеров, пропускная способность линий связи и скорость дисковых накопителей может стать узким местом в ближайшем обозримом будущем. На наш взгляд, целесообразно уже сейчас задуматься о создании ГИС нового поколения, основанных на новых форматах представления данных.

К ВОПРОСУ ОБ ОБРАБОТКЕ АЭРОФОТОСНИМКОВ СРЕДСТВАМИ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Ф.С. Прокопьев

Научный руководитель профессор А.А. Поцелуев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В течение многих лет проведения геологоразведочных работ накопилось огромное количество разно-масштабных аэрофотоматериалов на различные части Российской Федерации. Эти данные практически не используются на сегодняшний день. Неоспорим тот факт, что аэрофотоснимки уступают современным космическим снимкам сходного масштаба отсутствием многоканальности, да и хранятся АФС в виде твердых копий, что приводит к их искажению с течением времени. Однако АФС отличаются в цене и не требуют значительных средств для их получения в пользование.

В предыдущие годы предшественники использовали материалы аэрофотосъемок в недостаточной степени. Это было связано с тем, что огромный объем графической информации, как снимков, так и карт приходилось обрабатывать «вручную». Сейчас появились технологии обработки данной информации более эффективно с применением современных геоинформационных систем (ArcGis, Erdas Imagine, Er Mapper, ENVI и др.).

Основной целью выполняемых исследований является разработка методики использования АФС в современных условиях ГРР. В ходе выполнения работы решались задачи ввода графической информации, ее привязки и последующей трансформации.

В первую очередь производится сканирование аэрофотоснимков с разрешением не менее 300 dpi и глубиной цветности 8 бит на пиксел. Отсканированные изображения структурируются в соответствии с теми листами карты, на которые произведена съемка. Для этого хорошую помощь оказывают накладные монтажи из аэрофотоснимков. Следующим шагом является привязка. Привязку можно производить либо к привязанной топографической основе, либо к космическому снимку. В данной методике применялись оба подхода. Но по нашему мнению, привязка к космическому снимку является наиболее подходящей, так как снимок является не моделью (карта), а отображает объективную реальную картину существующего мира. Привязка (рис. 1) осуществляется по опорным точкам (reference points). Данные точки должны быть расположены в пределах рабочей области снимка, которая в наименьшей степени искажена. Такими точками являются характерные участки на местности, которые имеются и на космическом снимке и на АФС (пересечение дорог, слияния ручьев, рек, озера, сооружения и т.д.). Количество точек варьируется: минимальное – 3, максимальное – не ограничено. Следует отметить, что большее количество точек будет способствовать корректной привязке. Установлено, что для корректной привязки необходимо использовать от 20 до 40 опорных точек в зависимости от расчлененности рельефа на площади АФС.

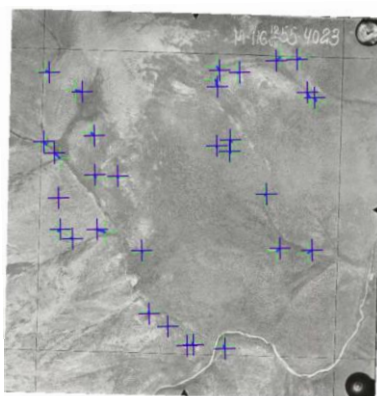


Рис. 1. Привязка АФС по опорным точкам

Следующий этап – это трансформация АФС, с последующей орторектификацией (коррекция снимка с поправкой на рельеф). Трансформация может производиться несколькими способами (рис. 2.).

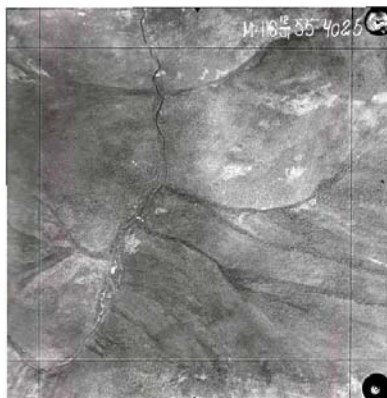


Рис. 2. Трансформированный аэрофотоснимок

Наиболее широко известными являются следующие методы: полиномиальной трансформации (аффинный и полиномы 2-3 степеней), подгон границ, сплайн. В результате трансформации исходный аэрофотоснимок получает файл привязки и частично меняет форму и размеры. Точность изменения форм и размеров зависит от корректности определения опорных точек, расположения их на снимке и способа трансформации.

Орторектификация снимка желательна, но не всегда представляется возможной. Для ее проведения требуются данные, которые, иногда, проблематично найти по прошествии многих лет со времени аэрофотосъемки. В целом, для произведения орторектификации требуются следующие данные:

- Технические характеристики съемки и модели камеры.
- Координаты опорных точек (X_m , Y_m , Z_m – реальные координаты на карте, X_i , Y_i – координаты на аэрофотоснимке, выраженные в пиксельной системе координат).

- Данные ЦМР.

После выполнения вышеперечисленных операций существует возможность создания из аэрофотоснимков фотопланов. Мы считаем, что их создание не всегда необходимо. В данной ситуации предполагается для обзора использование космического снимка LANDSAT или аналогов, а для более детального изучения территории – одиночных или смежных аэрофотоснимков.

В результате выполнения данных исследований были сделаны следующие выводы. Привязку мелко-масштабных АФС стоит производить к космическому снимку, а крупномасштабных непосредственно к топографической основе. В современных условиях при помощи геоинформационных систем существует возможность обработки аэрофотоснимков и приведения их к требуемому виду. Накопившиеся в архивах АФС являются хорошим дополнением при проведении ГРП, не требующие дополнительно значительных денежных вливаний.

Литература

1. Петрусеви́ч М. Н. Аэрометоды при геологических исследованиях. – Москва: Государственное научно-техническое издательство по геологии и охране недр, 1962. – 407 с.
2. Поцелуев А. А., Ананьев Ю. С., Житков В. Г. и др. Дистанционные методы геологических исследований, прогноза и поиска полезных ископаемых (на примере Рудного Алтая). – Томск: STT, 2007. – 228 с.

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДАННЫХ НА ОСНОВЕ ДОСТУПНЫХ ИНТЕРНЕТ-РЕСУРСОВ

В.А. Романюк

Научный руководитель профессор В.М. Пищальник
Сахалинский государственный университет, г. Южно-Сахалинск, Россия

Современный период развития общества характеризуется значительными достижениями в области расширения возможностей получения информации о природной среде и использования её для решения научных и практических задач, ориентированных на достижение главной цели – оптимального управления природными ресурсами.

В связи с развитием нефтегазовых шельфовых проектов исследованию гидрометеорологических условий в прибрежных районах о. Сахалин в последнее десятилетие уделяется повышенное внимание. Для нашего региона это, прежде всего, обосновано необходимостью оценки распространения возможных аварийных разливов нефти для предотвращения экологических катастроф.

Немаловажную роль на распространение нефти в водной среде играет климатический фактор. Элементарными составляющими климата являются погодные условия, которые характеризуются в конкретный момент времени в конкретном районе земного шара состоянием различных параметров природной среды.

Для решения научно-исследовательских, учебных и ряда прикладных задач мы организовали сбор оперативной информации о состоянии погоды на ограниченной территории Дальнего Востока.

Основной целью настоящей работы является создание базы гидрометеорологических данных на основе доступных Интернет-ресурсов.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- разработать идеологию базы гидрометеорологических данных на основе доступных Интернет-ресурсов;
- провести анализ имеющихся сведений о доступных Интернет-ресурсах;
- определить основные опорные географические пункты сбора гидрометеорологической информации;
- определить дискретность сбора информации;
- разработать программные средства для организации хранения, выборки и оценки качества гидрометеорологических данных;
- разработать программные средства для обработки исторических рядов наблюдений.

Гидрометеорологическая база данных – это постоянно обновляемая совокупность связанных данных (представленная графическими файлами и файлами формата Microsoft Excel), централизованного хранения и коллективного использования (рис. 1). База данных хранится на технических носителях на факультете природных ресурсов и нефтегазового дела Сахалинского государственного университета. Копия гидрометеорологической базы данных хранится на съёмных носителях формата DVD. К гидрометеорологической базе данных, с ведома администратора, для всех желающих открыт доступ.

База данных включает в себя оперативные синоптические карты погоды (приземный анализ JMA), историческую метеорологическую информацию, оперативные метеорологические данные, снимки со спутника Terra-Modis острова Сахалин и прилегающих к нему акваторий, а так же обзорные ледовые карты и карты сплошности льда Охотского и Японского морей.

А	В	С	Д	Е	Ж	З	И	К	Л	М	Н	О	Р	С	Т	У	В				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18				
2007г.																					
28 февр	19	-12.5	765.1	768.8	75	ЗЮЗ	2		облаков нет							2000					
29	13	-7.5	764.8	768.4	51	ВЮВ	1		облаков нет							600	Перистые				
30	7	-12.5	763.8	767.6	69	СЗ	2		облаков нет							2000	20.0				
1	1	-11.9	763.3	767.0	65	ССЗ	1		облаков нет							2000	20.0				
27 февр	19	-8.5	761.8	765.4	57	СЗ	2									Снежно-кучевые	20.0				
28	13	-6.1	760.2	763.8	79	ЗСЗ	1		ливн. дождь с метелью в последние часы	Ливневые осадки	>5 баллов, пасмурно					Снежно-кучевые	20.0				
29	7	-18.6	762.0	765.7	95	ШП	0		ливнево в снег умеренный сильный	Ливневые осадки	>5 баллов, пасмурно					Кучевые и слоисто-кучевые врано днечные и растакиваются вечерини	10 (без проска)	300	Высоко-кучевые	Перистые	0.5
30	1	-11.3	765.1	768.8	90	ЮЮЗ	1		10 (без проска)	ливнево в снег слабый	Ливневые осадки	>5 баллов, пасмурно				Кучевые и слоисто-кучевые врано днечные и растакиваются вечерини	10 (без проска)	300	Высоко-кучевые	Перистые	10.0

Рис. 1.Общий вид современной метеорологической информации

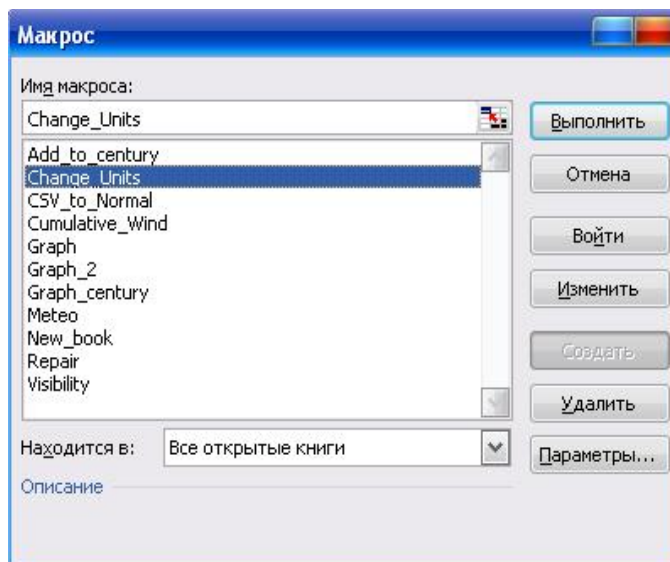


Рис.2. Вид меню макросов вспомогательного файла «Масро»

В связи с большим объёмом информации некоторые данные, доступные на web-сайтах хранятся только определённое время. Поэтому такие данные собираются с определённой дискретностью. Так, например дискретность сбора данных для оперативных метеорологических данных составляет 1 раз в месяц, для синоптических карт приземного анализа 1 раз в сутки.

База гидрометеорологических данных включает в себя специально созданный вспомогательный файл – («Масро» рис. 2), который позволяет:

- Исправлять файлы. Подразумевается исправление неправильного отображения числовых значений типа 12.май на 12.5.
- Создавать новые книги с разметкой форматов и обозначениями.
- Создавать графики среднесуточных и среднемесячных значений для современных и исторических метеорологических данных (температура воздуха, давление, приведенное давление, относительная влажность), а так же роз ветров.
- Создание графиков кумулятивных параметров.

Гидрометеорологическая база данных может эффективно использоваться для решения научно-исследовательских и других прикладных задач, кроме того, в существующую базу данных, помимо гидрометеорологических данных можно включать другие виды прикладной информации (океанологические, гидрологические и др.), что делает её многофункциональной для практического использования.

База данных является открытым источником информации, которым могут пользоваться студенты, научные работники и другие заинтересованные лица.

В дальнейшем планируется усовершенствование общей структуры гидрометеорологической базы данных с применением дополнительных программных пакетов.

ПОИСКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ

Д.И. Тенгелиди

Научный руководитель доцент Н.А. Антропова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, в сложной экономической обстановке, темпы добычи полезных ископаемых намного опережают восполнение их запасов. Открытие новых месторождений традиционными способами – высокозатратные, рискованные проекты со сроком реализации 10–15 лет [4]. Отсюда актуальным является разработка и использование новых технологий поиска и разведки месторождений полезных ископаемых, в частности, основанных на данных дистанционного зондирования Земли. Дистанционное зондирование Земли – получение любыми неконтактными методами информации о поверхности Земли, объектах на ней или в ее недрах. Традиционно к данным дистанционного зондирования относят только те методы, которые позволяют получить из космоса или с воздуха изображение земной поверхности в каких-либо участках электромагнитного спектра.

Существуют различные виды съемки для получения данных дистанционного зондирования Земли. Космическая съемка – фотографическая, радиолокационная съемка Земли, небесных тел и космических явлений аппаратурой, находящейся за пределами атмосферы Земли. Возможно получение изображений в различных областях электромагнитного спектра. Имеет разрешение от 30 до 1 м в зависимости от типа съемки. Панхроматическую космическую съемку проводят чаще всего в одном широком видимом участке спектра. Простейший пример – черно-белая съемка. Цветную космическую съемку проводят в нескольких, чаще реальных цветах на одном носителе. Многозональная съемка – одновременная, но раздельная фиксация изображения в разных зонах спектра; радарная (радиолокационная съемка) – получение изображений местности с помощью радиолокационной аппаратуры, устанавливаемой на космических аппаратах. Последняя съемка может проводиться в сложных метеорологических условиях и в любое время суток для изучения объектов. Геологической информацией, получаемой по радиолокационным снимкам, являются элементы тектонического строения территории – разрывные нарушения и зоны трещиноватости, складчатые формы и другие структурные элементы; структурно-вещественные комплексы дешифрируются только при благоприятных ландшафтных условиях.

Для дистанционного зондирования Земли используются космические средства различного целевого назначения. Получение оперативных данных обеспечивается группировкой малых космических аппаратов, а детальная информация о сложных природных процессах и явлениях – многофункциональной высокоширотной орбитальной космической станцией. Обладая мощной энергетикой такая станция позволяет обеспечить функционирование уникальных многочастотных радиолокационных и лидарных комплексов, а также другой сложной исследовательской аппаратуры для решения широкого спектра прикладных задач. Для поиска полезных ископаемых используется космический аппарат, оснащенный радиолокатором с синтезированной апертурой.

Аэрофотосъемка выполняется с помощью аппаратуры, находящейся в атмосфере Земли. При фотографировании из атмосферы также получают изображения из различных областей электромагнитного спектра. Аэрофотосъемка позволяет получать изображение более высокого разрешения (от 1-2 м до 5-7 см), поэтому используется для получения высокодетальных материалов.

Лазерное сканирование – это новый перспективный вид съемки, основанный на применении сканирующих лазерных систем, в которых в качестве излучателя используется полупроводниковый лазер, как правило, ближнего инфракрасного диапазона, работающего в импульсном режиме. В каждом акте сканирования регистрируются наклонная дальность до точки отражения и значение угла, определяющего направление распространения зондирующего луча в системе координат локатора [2].

Достоинства методов дистанционного зондирования заключается в следующем [1]: актуальность данных на момент съемки; оперативность и достоверность получения данных; высокая точность обработки данных за счет применения GPS – технологий; высокая информативность – применение спектрозональной, инфракрасной и радарной съемки позволяет увидеть детали, не различимые на обычных снимках; экономическая целесообразность; возможность получение трехмерной модели местности (матрицы рельефа) за счет использования стереорежима или лидарных методов зондирования и, как следствие, возможность проводить трехмерное моделирование участка земной поверхности (системы виртуальной реальности); исследованию может быть подвергнута любая точка земного шара, включая труднодоступные и опасные регионы; масштабность исследований (до 10000 км); наличие разновременных снимков одного региона позволяет исследовать динамику явления; данная методика не требует выезда на местность, проведения предварительных полевых работ и может успешно работать без дополнительной информации.

В основе обнаружения и подсчета запасов полезных ископаемых лежит применение уникальных математических методов обработки следов влияния ядра Земли на ее поверхность [5]. Этот анализ осуществляется при обработке аэро- и космических снимков и называется структурометрический метод прогнозирования залежей минерального сырья. В основе структурометрического метода лежит выявление следов воздействия залегающих в теле Земли полезных ископаемых на земную поверхность. Эти залежи, как и все другие горные поро-

ды, под действием энергии, исходящей из ядра Земли, излучают сейсмоакустические волны. Каждая точка залежи углеводородного сырья, вибрируя под действием приходящей из недр Земли энергии, становится источником постоянно излучаемых акустических волн, идущих к поверхности Земли конусом, угол которого обычно равен 72°. Максимальный "след" воздействия акустических волн проявляется по краям этого конуса, приводя к образованию на поверхности Земли кольцевой структуры. С помощью специальных компьютерных программ можно не только проследить этот след на аэрокосмических снимках, но и дать ему вполне определенную геометрическую и физическую интерпретацию. По цифровому аэрокосмическому снимку, прошедшему этап геометрической коррекции, можно с достаточной достоверностью и точностью установить, как глубоко залегает пласт нефти или газа. Проанализировав кольцевые структуры с разными радиусами, можно воссоздать картину трехмерного строения зоны контакта нефтегазоносных пластов с породами покрывающей. Технология работает с аномалиями двух видов: системы линейных (разломов) и системы кольцевых структур.

Разработаны методика и технология построения геотемпературных карт при оценке перспектив нефтегазоносных локальных структур. Локальные структуры нефтегазоносных регионов характеризуются двумя основными особенностями аномального теплового режима осадочного чехла: улавливанием тепла ловушками антиклинального типа и экзотермическими реакциями в нефтегазовых залежах. Эти температурные аномалии могут достигать 20 °С на глубинах залегания продуктивных горизонтов. При использовании инфракрасной съемки в диапазоне 10-14 мкм регистрируется энергетический поток, характеризующий собственное тепловое излучение изучаемых объектов на земной поверхности. Сущность методики анализа тепловых аномалий заключается в выделении на фоне экзогенных и ландшафтных факторов тепловых аномалий. Результатом тематической обработки изображений, полученных в «дальней» ИК-области спектра, является построение градиентных температурных полей. При построении температурных карт используется алгоритм, основанный на интегрировании сигнальной матрицы (теплого космоснимка) с заданным шагом и одновременным нормированием сигнала по заданному температурному диапазону, значения которого определялись по метеорологическим данным на момент съемки. В результате интегрирования получается дискретная систематическая сетка, в узлах которой приведены интегральные значения температур, соответствующие средней температуре площадки, размеры которой определяются шагом интегрирования. На следующем этапе проводится аппроксимация значений температур методом минимальной кривизны или сплайн-интерполяцией. В результате проведенной обработки формируется градиентное поле температур исследуемого региона. Расчет и построение систематической сетки, нормирование динамического диапазона температур в соответствии с диапазоном сигнальных характеристик, построение температурных полей, аппроксимация температурных значений и построение градиентной температурной карты проводится с использованием компьютерных программ.

Применение технологии поиска полезных ископаемых с помощью методов дистанционного зондирования Земли распространяется не только на изученные и освоенные нефтегазоносные провинции, где обнаруживаются "пропущенные" или недоразведанные структуры, но и на совершенно неизученные территории Земли. Используя, фактически, только данные ДЗЗ даже на неизвестную территорию, можно весьма оперативно дать прогноз наличия потенциальных ресурсов нефти, газа или других полезных ископаемых, оценить объемы, глубину залегания и другие параметры месторождений полезных ископаемых, включая оценку сложности условий бурения по вертикальному профилю и рекомендуемое размещение буровых скважин. Эта технология позволяет оценить и дополнить результаты проведенных геолого-разведочных, в том числе сейсмических, исследований и буровых работ (доразведка). Работами по территории Восточного Казахстана была доказана возможность применения методики структурометрического анализа в исследованиях маломощных многопластовых залежей нефти и газа, экранированных многочисленными непромышленными прослойками углеводородов. Позже это было подтверждено изучением многопластовых месторождений нефти и газа в Оренбургской области, в Южном Сахалине и на территории Республики Коми [3].

Еще одно достоинство данной методики – возможность использования процедуры структурометрического анализа для изучения месторождений углеводородов на шельфе (опробовано при прогнозном исследовании и картографировании залежей углеводородов на Каспийском, Балтийском, Японском, Желтом морях, у западного побережья Канады и в акватории Мексиканского залива). Дистанционные методы характеризуются тем, что регистрирующий прибор значительно удален от исследуемого объекта. При таких исследованиях явлений и процессов на земной поверхности расстояния до объектов могут измеряться от единиц до тысяч километров. Это обстоятельство обеспечивает необходимый обзор поверхности и позволяет получать максимально генерализованные изображения.

Таким образом, основу современной технологии поиска полезных ископаемых с помощью методов дистанционного зондирования Земли составляет использование мультиспектральных данных из космоса в совокупности с комплексом компьютерных программ обработки полученных данных для получения информации об имеющихся в земле геологических аномалиях. Технология применяется в сочетании с анализом имеющейся геологической информации, дополняет и оптимизирует традиционные методы геологической разведки.

Литература

1. Гершензон В.Е. Не стоит заколачивать гвозди микроскопом, если есть молоток [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.gisa.ru/57460.html>.
2. Медведев Е.М., Мельников С.Р. Преимущества применения лазерных сканирующих систем наземного и авиационного базирования [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://geolidar.dev.machaon.ru/publicacions/>

3. Мухамедяров Р. Д. и др. Разведка новых месторождений: Путешествие к центру Земли или как искать нефть и воду из космоса [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.gisa.ru/53166.html>.
4. Подобедова Л. Государство вдвое увеличивает расходы на геологоразведку [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.magnolia.com.ru/articles/geofinance2008>.
5. Фивенский Ю.И. Геолого-геоморфологические оценки и прогноз развития природных процессов на участке МКАД в районе национального парка «Лосинный остров» [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.magnolia.com.ru/articles/fivensky98>.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ДАННЫХ В ИНСТИТУТЕ ГЕОХИМИИ СО РАН

С.А. Шестаков

Научный руководитель старший научный сотрудник М.А. Горнова
Институт геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН, г. Иркутск, Россия

В Институте геохимии СО РАН давно уже возникла необходимость в создании Базы данных для хранения собранной в течение 50 лет информации о магматических и метаморфических комплексах пород Сибирского кратона и его складчатого обрамления. В первую очередь, для решения поставленной задачи, были исследованы процессы получения, хранения и обработки данных подразделениями Института, а также имеющиеся ресурсы вычислительной сети Института. Была также рассмотрена существующая информационная инфраструктура, для того, чтобы приспособить ее для создания Базы данных, не меняя кардинально и внося необходимые дополнения. В ходе данного этапа выявлены наиболее весомые проблемы:

1. Доступность.

В каждой из лабораторий существуют свои собственные методы работы с данными. Несмотря на то, что эти методы, в рамках конкретной лаборатории, могут быть достаточно функциональными, тем не менее, разрозненность стандартов ведёт к снижению скорости и продуктивности при обмене данными между лабораториями и с организациями вне Института.

2. Достоверность.

Претерпевая многократные изменения, данные нередко теряют своё исходное значение. В большинстве случаев вносимые изменения ведут к созданию копии файла либо записи, что без строгой системы контроля может привести к затруднению рабочего процесса и даже ущербу для информации.

3. Конфиденциальность.

Хранение данных на большом количестве разрозненных персональных компьютеров не позволяет должным образом разграничить доступ к данным. Также, крайне сложно обезопасить компьютер от внешнего несанкционированного воздействия. Низкая надежность и производительность персональных компьютеров, в сравнении с серверными решениями, часто приводит к утере данных. Время доступа к данным (процесс доступа) составляет ощутимую часть рабочего времени сотрудника.

4. Пространственная составляющая.

Любое геолого-геохимическое описание подразумевает под собой выделение наборов признаков, которые соответствуют конкретному географическому объекту. В связи с этим можно выделить такие проблемы, как многообразие форматов хранения координатных привязок, либо отсутствие их вообще.

После анализа проблем и рассмотрения различных информационных источников был сформирован ряд требований:

1. Использование централизованного хранения данных.

2. Использование открытых операционных и программных систем.

3. Начиная от операционной системы и заканчивая специализированными программными продуктами мы опираемся на продукцию, свободно распространяющуюся и с открытым исходным программным кодом, что, с одной стороны, ведёт к экономии средств на приобретение дорогостоящих лицензий, а с другой даёт возможность более гибко приспосабливать их для выполнения конкретных задач.

4. Соблюдение стандартов.

Это необходимо для интеграции с различным программным обеспечением.

Выполнение этих требований ведёт к использованию специализированной системы управления базами данных (СУБД) с поддержкой функций хранения и обработки пространственной информации. Наиболее полно этим требованиям отвечает разработанная Калифорнийским университетом в Беркли свободная объектно-реляционная система управления базами данных PostgreSQL, которая вместе с расширением PostGIS является стандартным и универсальным средством, применяемым для решения подобных задач во всем мире.

В PostgreSQL используется наиболее быстродействующая, чем в аналогичных продуктах, реализация индексирования, на основе R-tree (R-деревья). В этом случае при выполнении запроса к данным происходит перебор не по всем значениям, а лишь по тем, которые попадают в заданную область (так называемый охват), что позволяет избежать большого количества "лишних" операций. Подробнее о R-деревьях можно узнать в [1]. В PostgreSQL также наиболее полно реализованы стандарты представления и обработки пространственных данных. Ко всему прочему, PostgreSQL более быстродействующий в непространственных запросах, чем большинство конкурирующих продуктов.

Основываясь на поставленных задачах и принимая во внимание предложенную структуру базы данных, разработаны и реализованы (в основном средствами СУБД) алгоритмы обработки данных в системе. На основании этих алгоритмов реализованы механизмы верификации данных, хранения истории изменений, обеспечения

целостности и резервного копирования. Эти механизмы основаны на создании представлений, которые из набора таблиц создают структуру, видимую со стороны пользователя как единое неделимое целое.

Использование набора таблиц, объединенных через представления, положительно влияет на производительность системы. Их использование ускоряет выполнение некоторых операций в десятки раз. Это достигается за счет того, что выборка данных ведется из одной таблицы небольшого размера, а не из целой записи большого объема. Выборка данных из остальных таблиц ведется уже на основе идентификатора. Также данный подход увеличивает эффективность использования индексов.

Основным отличием и преимуществом внедрения СУБД с пространственной поддержкой является то, что из цифр, стоящих за близкими номерами проб, в будущем (после накопления данных в системе) можно будет получить набор объектов (точек, полигонов и т.д.), каждый из которых может обладать своими свойствами и атрибутами, визуализировать их относительно друг друга и сопоставлять не каждую по отдельности, а как общую совокупность, причем обработку и первичный анализ можно производить автоматически средствами СУБД. Также возможно сравнение данных разных типов исследований (геохимия, геофизика и т.д.), и на основе этих сравнений находить различия различного рода корреляций и трендов.

Пространственная поддержка основана на геометриях [2]. Геометрия может состоять из базовых объектов (точка, полигон, прямая) и систем однотипных базовых объектов. Каждый объект задается геометрически привязанной точкой (или набором геометрически привязанных точек), закодированной в строку шестнадцатеричных символов. Данная строка является значением ячейки таблицы в столбце типа «geometry». Все значения в данном столбце хранятся с учетом заданной координатной системы. То, какая из колонок таблицы является геометрической и код используемой геометрии указаны в виде записи специализированной таблицы «geometry_columns». Описание координатных систем и параметры перехода между ними находятся в таблице «spatial_ref_sys».

Предложенная нами система не является окончательным вариантом и в настоящее время АКТИВНО дорабатывается. В перспективе планируется реализовать дополнительные функции, расширяющие функциональность и информативность системы. Важнейшим этапом будет являться разработка собственной графической оболочки доступа к данным. При её проектировании в основу была положена идея работы независимо от установленного на клиентском компьютере программного обеспечения. Для этих целей идеально подходит использование web интерфейса, который будет доступен каждому пользователю, подключённому к сети Института геохимии, а в дальнейшем и к интернету, через web браузер.

Существенно будет доработана политика безопасности. Если сейчас данные защищаются, главным образом, на уровне локального компьютера, то в дальнейшем будет реализована возможность задания владельца и прав доступа к каждому объекту.

Так же будут расширены возможности алгоритмической обработки данных, например, расчет статистических параметров, построение графиков и диаграмм, использование методов геостатистики и пространственной автокорреляции.

В конечном итоге, после реализации всех этапов проектирования и разработки, перед нами окажется система, которая, опираясь на постоянно пополняемую и расширяемую базу данных объектов, будет обрабатывать их с точки зрения их геологического происхождения и учитывая пространственную составляющую. Использование её не предполагает приобретение дополнительных программных продуктов. Те пользователи, которые уже пользуются коммерческими ГИС (ArcGIS, MapInfo), так же смогут подключаться к базе данных и работать с ней.

К более долгосрочным планам можно отнести:

- разработку межинститутской системы хранения и обмена данными;
- создание открытых геологических порталов для обучения студентов;
- расширение структуры базы данных за счет наполнения её геофизической, экологической и любой другой пространственной информацией.

Работа выполнена при финансовой поддержке ФАНИ (гос. контракт 02.740.11.03.24).

Литература

1. <http://www.rtreeportal.org>.
2. <http://postgis.org/documentation/manual-1.4/ch04.html>.

**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА МОЛОДЕЖИ В
УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО
ПРОЦЕССА В ВУЗАХ РОССИИ (ОПЫТ, ТРАДИЦИИ, НОВЫЕ
ФОРМЫ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ)**

**КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ
ТВОРЧЕСКИХ СПЕЦИАЛИСТОВ НА ОСНОВЕ ЕДИНСТВА НАУЧНОЙ И УЧЕБНО-
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ В ИГНД В РАМКАХ НАЦИОНАЛЬНОГО
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА
(ТРАДИЦИИ, СОВРЕМЕННОСТЬ, ПЕРСПЕКТИВЫ)**

Г.М. Иванова, доцент,

руководитель организации НИР студентов и молодых ученых ИГНД

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Сегодня, на рубеже XX и XXI века, 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 и инновационной деятельности в современных условиях при наличии постоянного поиска и отбора одаренной и талантливой молодежи и воспитания творческой личности. Методом реализации столь 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 построенным таким образом, что студенту (обучаемому) 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 с одаренными студентами педагога-творца.

Подобная система воспитания творческой личности складывалась и развивалась в Институте геологии и нефтегазового дела (ранее ГРФ и НГФ) годами и является одной из лучших традиций ИГНД, бережно сохраняемой и развивающейся и по сей день в новых условиях современного образовательного процесса в Томском Национальном исследовательском университете высокоэффективных технологий. 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 ИГНД (ГРФ, НГФ) 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 ИГНД для поощрения их творческой научной деятельности. Эта связь поколений не прекращается в ИГНД уже более 100 лет. Пройдя научную школу в Институте (факультете) и впитав его традиции, его лучшие выпускники, как правило, не прерывают связь с ИГНД и учителями, становясь проводниками научных идей сибирской геологической школы и помогая в дальнейшем любимому институту и вузу.

Учебно-научно-воспитательный процесс, заложенный основателями ИГНД, продолжается и развивается и сегодня в новых социально-экономических условиях. Так, из 14 тыс. выпускников Института (факультета) более 170 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 130 – докторами и более 730 – кандидатами наук. Из стен ИГНД вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 4 Героя 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 и многие, многие другие. Выпускники Института геологии и нефтегазового дела 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.

Каждый этап в истории развития ИГНД (ГРФ) 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.

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



Фото 1. Научный руководитель студенческого кружка «Палеонтолог» доцент ИГНД Э.Д.Рябчикова с группой студентов, занимающихся научной работой

др., студенческие конструкторские бюро (СКБ) – «Прходка» и др., студенческие научно-исследовательские лаборатории (СНИЛ) – «Луч», «Факел», «Нефтяник», «Литолог» и др. (Фото 2) Постепенно с годами они развивались, изменялись, совершенствовались в соответствии с требованиями времени. На основе многолетнего опыта и традиций НИРС в ИГНД сегодня мы имеем действующие молодежные студенческие научные объединения, более разнообразные и сложные по структуре организации, чем прежние. Сегодня в ИГНД работают разнообразные по форме 16 молодежных научных объединений. (Фото 1). Появились в современных условиях и инновационные молодежные научно-производственные предприятия, организованные и возглавляемые самими студентами. Примером является ООО «Нефтьинвент» и завод сварочной техники создателем, организатором и директором которых является – магистрант ИГНД А.В. Кокорин, а также «Union Petroleum UP», «Иннорэт» и др. В основе таких научных молодежных объединений лежит единство научных школ института (факультета), научных академических институтов и производства.

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. 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



Фото 2. Научный руководитель СНИЛ «Литолог» доцент Н.Ф. Столбова занимается научной работой со студентами ИГНД Лелей Жорняк и Линой Жорняк (2000г.) – победителями конкурса «Лучший студент ТПУ»

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

На протяжении многолетнего опыта НИРС на факультете (в 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 НИР 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.

Так, в ИГНД действует непрерывная сквозная система: НРУ (научная работа учащихся) – НИРС (научно-исследовательская работа студентов) – НТИИТМ (научно-техническое и инновационно-исследовательское творчество молодежи). На ИГНД 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. 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.

III. 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) 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 ИГНД 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 ИГНД широко распространены курсовые и дипломные работы с элементами исследований, лучшие из которых представляют на конкурсы различного уровня. В ИГНД распространены также индивидуальные задания исследовательского характера,



Фото 3. Лауреаты Российского молодежного научно-инновационного конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» (2007 г.). Студенты ИГНД – победители конкурса на звание «Лучший выпускник России» и звания «Лучший студент ТПУ» (справа налево): А.А.Лукин, С.В.Онучин, Н.В.Гусева, Е.Л.Мещерякова и студент В.Д.Покровский

которые выполняются студентами в учебные часы самостоятельной работы.

IV. Привлечение студентов и молодых ученых к инновационной деятельности

В настоящее время студенты, аспиранты и молодые ученые ИГНД активно участвуют в конкурсах индивидуальных и коллективных инвестиционных грантов различного уровня для проведения научно-исследовательских работ и выигрывают их. (Фото 3.) 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. выиграла аспиранты ИГНД А.В.Шадрина, А.В.Таловская, А.Н.Никитенков, а в 2008 г. в аналогичном конкурсе грантов «У.М.Н.И.К.» выиграла студенты ИГНД Е.Л.Мещерякова, С.В.Онучин, В.Д.Покровский и аспиранты Н.В.Гусева, А.А.Лукин (Фото 3). Гранты на научные исследования в 600 тыс. руб. каждый в



Фото 4. И.И.Юрчик и И.А.Губин -студенты ИГНД, победители конкурса на звание «Лучший выпускник России» (2004 г.), лучшие студенты ТПУ (2004 г.), обладатели индивидуальных грантов в 600 тыс. руб. каждый

2004 г. выиграли выпускники ИГНД И.А.Губин и И.И.Юрчик (Фото 4), а в 2005 г. – студенты ИГНД А.В.Таловская и Д.Ю.Расковалов. 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 ИГНД 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. В 2008г. был выигран грант в 1 млн. руб., позволивший создать научно-молодежный Инновационный Центр «Union Petroleum UP». 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. Талантливые аспиранты и молодые специалисты проходят подготовку к инновационной деятельности в Центре переподготовки специалистов нефтегазового дела по программе Heriot-Watt (Великобритания) в ТПУ. Ежегодно сегодня студенты ИГНД зарабатывают по грантам и премиям от 1 до 3,5 млн. рублей.

V. Международные связи

Новой традицией в молодежной науке ИГНД стало развитие интенсивных международных связей в научном направлении. Научные контакты ИГНД (ГРФ) с учебными и научными учреждениями бывших Советских Республик в составе СССР – ныне Стран Независимых Государств (СНГ) устанавливались и развивались еще с 1976 г., когда ИГНД (ГРФ) стал организовывать Всесоюзные научные студенческие конференции. В последние годы эти связи сохранились и упрочнились. Международные связи ИГНД 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 ИГНД по НИРС осуществляются и развиваются сегодня в основном по нескольким направлениям.

1 направление – В процессе организации и проведения ИГНД (ГРФ) Международных молодежных научных симпозиумов. **2 направление** – Участие и выигрыши студентами ИГНД 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.Сулова, которая успешно прошла ее в Эдинбургском университете (Великобритания). В 2009г. студент В.Д.Покровский – выезжал на научную стажировку в Германию; Е.С. Зеленова – в Австрию и в Испанию и т.д. Всего в 2009г. 13 студентов побывали в зарубежных командировках на научных стажировках.



Фото 5. 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

3 направление – Активное участие студентов ИГНД 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 настоящее время в ИГНД по линии НИРС уста-

новлены международные контакты со 180 университетами и вузами стран ближнего и дальнего зарубежья – Австрии, Бельгии, Болгарии, Великобритании, Германии, Канады, Италии, Китая, Кореи, США, Франции, Чехии, Узбекистана, Белоруссии, Туркмени, Таджикистана, Армении, Азербайджана, Украины, Киргизии и др. Пока эти связи недостаточно прочные, но они развиваются. **4 направление** – Издание сборника трудов ежегодного Международного молодежного научного симпозиума «Проблемы геологии и освоения недр», одна из секций которого проводится и публикуется на английском языке. **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. В 2009г. аспирант Т.Н.Игнатова (каф. ГЭГХ) прошла научную стажировку в Греции и др.

VI. Международные симпозиумы студентов и мо-



Фото 7. Заседание секции «Нефтепромысловое оборудование» на XII Международном научном симпозиуме «Проблемы геологии и освоения недр» в зале с системой 3D-визуализации (2008 г.)

лодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» преподавателей и научных сотрудников факультета. С 1972 года на факультете стала ежегодно проводиться межвузовская научная студенческая конференция, которая с 1974 года получила статус Всероссийской, а с 1976 года – Всесоюзной и ей было присвоено имя академика М.А.Усова (Фото 5). Благодаря многолетней работе конференций факультет (ИГНД) установил тесные связи со всеми геологическими вузами страны. Последние десять лет труды участников конференций публикуются в специально выходящих сборниках. В 1996 году на базе ИГНД (ГНФ, 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» (Фото 6). Организация и проведение ежегодных теперь уже Международных научных молодежных симпозиумов «Проблемы геологии и освоения недр» явились новой традицией института. Подобные Международные научные симпозиумы ИГНД проводит ежегодно с 1996 года и по настоящее время. В 2006 г. был проведен юбилейный X Международный молодежный научный симпозиум имени академика М.А.Усова (Фото 7). В таких научных форумах принимают участие до 600 – 700 молодых ученых и лучших студентов России, стран Содружества Независимых Государств, а также представителей дальнего зарубежья – США, Германии, Норвегии, Китая, Франции, Сирии, Марокко, Венгрии, Чехии, Судана, Алжира, Вьетнама и других стран. Ежегодно лучшие доклады публикуются в сборнике научных трудов симпозиума.

VII. Олимпиадное движение в ИГНД

В первые годы нового столетия стало активно развиваться олимпиадное движение. Участие студентов ИГНД во Всероссийских и университетских олимпиа-



Фото 6. Открытие VIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (2004 г.)

лодых 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.



Фото 8. Лучшие студенты вузов России выполняют практические задания по комплексу фундаментальных геологических наук на Всероссийской олимпиаде на базе ИГНД ТПУ (2007 г.)



Фото 9. Заслуженный деятель науки и техники, профессор ИГНД Л.Я.Ерофеев награждает Лауреатов Всероссийской олимпиады по геофизическим методам поиска и разведке МПИ



Фото 10. В.В.Хитров – студент ИГНД, Лауреат Медали и Диплома Академии наук СССР за научную работу, первооткрыватель золоторудного месторождения в шельфе Японского моря (1976 г.)

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 за-

дах по учебным дисциплинам и специальностям стало новой традицией ИГНД. В настоящее время в ИГНД ежегодно проводится 17 университетских профессиональных олимпиад и с 2001 по 2007г. ИГНД проводило 7 Всероссийских олимпиад по разным геологическим специальностям и 3 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 (Фото 8). Среди многочисленных победителей студенческих олимпиад необходимо отметить, прежде всего, студента 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 ИГНД **П.В.Мельникова** и **И.А.Губина** – неоднократных победителей различных профессиональных олимпиад, в том числе Всероссийских олимпиад по комплексу фундаментальных геологических наук. Все они очень талантливые молодые люди (Фото 9).

VIII. Конструкторская деятельность молодежи ИГНД

Занимаясь в студенческие годы научной конструкторской деятельностью, студенты ИГНД 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 2007-2010гг. студентом, а затем аспирантом И.Б. Бондарчуком получено до 15 патентов и лицензий на изобретения и полезную модель.

IX. Участие и награды студентов на конкурсах и выставках НИР

Традиции НИРС, передаваемые из поколения в поколение на ИГНД (ГРФ) на протяжении более столетия, подтверждаются высокими наградами лучших студентов института на протяжении многих лет и профессиональными достижениями выпускников ИГНД. В советский период – это Золотые





Фото 12. Т.А.Архангельская – студентка ИГНД, Лауреат Медали и диплома Российской Академии Наук за лучшую НИР (2000 г.), лучший студент ТПУ

ИГНД получили такие высокие награды. Медали Академии наук СССР за научную работу в 1976 г. был удостоен студент гр.2360 ГРФ В.В.Хитров (науч. рук. доц. С.С.Ильенок, аспирант А.М.Саонов). 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 (Фото 10). Позднее с 1999 г. Российская Академия наук (РАН) стала ежегодно проводить конкурс на лучшую студенческую НИР. Такие награды получили студенты ИГНД: А.Ю.Фальк – 1999 г. (науч. рук. доцент Б.Л.Васильев) (Фото 11), Т.И.Архангельская – 2000 г. (науч. рук. доцент Л.П. Рихванов) (Фото 12), Ю.С.Тимакова (Сыроватко) – 2002 г. (науч. рук. доцент Н.Г.Наливайко) (Фото 13), 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).

Победителями конкурса «Лучший выпускник России» среди выпускников вузов минерально-сырьевого комплекса по своим специальностям стали студенты ИГНД: И.А.Губин (2004г., науч. рук. доц. Ю.В.Колмаков, доц. Б.Д. Васильев), И.И.Юрчик (2004г., 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) (Фото 15), 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.



Фото 14. А.В.Таловская – студентка ИГНД, 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.Язиковым

ние «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 ИГНД. Кроме того, ежегодно проходит конкурс на звание 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 ИГНД (ГРФ) уже на протяжении десятков лет получают эти высокие награды. Многие награды студентов ИГНД (ГРФ) являются уникальными и не имеют аналогов в ТПУ и других вузов Сибири. К ним относятся медали АН СССР и медали РАН за лучшие научные работы. Шестеро студентов



Фото 13. Ю.С.Тимакова (Сыроватко) с научным руководителем доцентом Н.Г.Наливайко после награждения Медалью и дипломом Российской Академии Наук за лучшую НИР (2002 г.)



Фото 15. Е.Ю.Пасечник – студентка ИГНД, 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

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),



Фото 16. Победители конкурса «Лучший выпускник России - 2008» – студенты ИГНД: А.В.Котов (крайний слева), С.В.Соколов (крайний справа); Лауреаты конкурса (слева направо): Т.Н.Игнатова, С.В.Онучин, Е.Л.Мещерякова после награждения в г.Санкт-Петербурге. Все они – лучшие студенты ТПУ

С.В.Соколов (2008 г., науч. рук. доц. Ю.В.Колмаков) (Фото 16), А.В.Кокорин (2009г., н. рук. – доц. А.В.Рудаченко), Е.В.Галочкина (2009г., н. рук. – доц. Н.В. Барановская), Р.В.Столяров (2009г. н. рук. – проф. В.Д.Евсеев).

От России на конкурсе «Лучший выпускник Европы и Азии» в 2007 г. выступил студент ИГНД Б.В. Белозеров, занявший II место (Фото 17), а в 2009г. А.В. Кокорин стал «Лучшим выпускником мира» по своей специальности. Победителями Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза РФ» в 2008 г. стали студенты ИГНД: 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 лауреа-

том в номинации «Геологоразведка» (Фото 18). В 2009г. победителями Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза» стали студенты ИГНД 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) (Фото 19).

Медальями Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2009 гг. награждены 40 студентов ИГНД. 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.Язиков); 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.Язиков), Е.Ю. Панова (науч. рук. доц. Г.К.Автенев); 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.Язиков), Е.Ю.Пасечник (науч. рук. доц. Н.Г.Наливайко) (Фото 14); в 2006 г. – С.А.Редикульцев (науч. рук. доц. В.Г.Крец), 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); 2009г. – Н.В. Столяров (науч. рук. проф. В.Д.Евсеев)



Фото 17. Б.В.Белозеров – студент ИГНД, 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.)

Дипломами Минобразования СССР и РФ за лучшую научную работу с 1970 по 2009 гг. награждены 148 студентов ИГНД. С 2002 г. Министерство образования и науки РФ стало проводить Всероссийские конкурсы на лучшие выпускные квалификационные работы (ВКР), на котором награждены дипломами Минобразования РФ 86 студентов ИГНД. 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 – 2007гг. ежегодно проводится Всероссийский конкурс на звание «Эколог XXI века». Победителями этого престижного конкурса стало 9 студентов 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.) (Фото 16).

Х. Именные стипендиаты

В начале 90-х годов была создана новая замечательная традиция – 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.



Фото 18. Победители Международного конкурса «Золотой резерв нефтегаза – 2008» после награждения в г. Москве. Студенты ИГНД – победители: (нижний ряд, слева направо) Е.Л.Мещерякова, Т.Н.Игнатова; (второй ряд справа) – С.В.Онучин

Двоим студентам 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 ИГНД Е.Ю.Пасечник. Студенты ИГНД 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 стипендию им. академика В.И.Вернадского. Стипендию Геологической службы России выиграла студентка ИГНД 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, а в 2009г. – студент М.О. Коровин. Международную стипендию им. В.Г. Шухова Международного и Российского Союзов научных и инженерных объединений в 2009г. завоевал студент А.В. Епихин. В этом же году стипендию Правительства Франции выиграла студентка ИГНД 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.). Стипендию Правительства России также выиграла студентка ИГНД: 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 (2009г.), Е.С.Зеленова (2009г.)

С 2006 г. стала разыгрываться стипендия губернатора Томской области, которую выигрывали ежегодно от 3-5 студентов 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. С 2004 г. разыгрывается стипендия мэра г. Томска, ее выиграла студентка ИГНД – Е.Ю.Суорова (2004 г.), М.Г.Сваровская (2005 г.), Е.Ю.Пасечник (2006 г.), В.Д.Покровский (2008г.), Д.В.Федин, С.А.Попов (2009г.)

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 ИГНД 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 8 студентов ИГНД. Всего с 1999 по 2008 г. это звание получили 52 студента ИГНД, из них четверо 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 ИГНД Е.Ю.Суорова (науч. рук. доц. В.Г.Крец) (Фото 20). В 2007 г. абсолютным победителем на звание «Лучший студент ТПУ» стала Е.Ю.Пасечник (науч. рук. доц. Н.Г.Наливайко, проф. С.Л.Шварцев).



Фото 19. А.В.Кокорин – Победитель конкурсов «Лучший выпускник мира» по своей специальности и Е.А.Галочкина - победитель в конкурсе «Лучший выпускник России» в номинации «Экология» (2009 г.)

XI. 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 на факультете (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 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.



Фото 20. Е.Ю.Сурова – студентка ИГНД, абсолютный победитель конкурса на звание «Лучший студент ТПУ» (2006 г.)

На ГРФ (ИГНД) 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 этих конкурсах ИГНД уже на протяжении десятков лет занимает первые места среди других факультетов (институтов) ТПУ. Большую роль в ор-

ганизации НИРС на факультете в то время имел студенческий Совет НИРС (Фото 21).

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 комиссии института и постоянно поднимал проблемы НИРС на Ученом Совете факультета (института). Ученый совет ГРФ (ИГНД) 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 НИР 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.

В настоящее время в соответствии с новыми требованиями в ИГНД 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 ИГНД ежегодно приказом ректора утверждается Совет по НИР студентов и молодых ученых каждого подразделения университета. Председателем его является руководитель отдела ОНИРС и МУ ИГНД, он же являлся до 2008г. 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 ИГНД (ГРФ) благодаря богатым традициям и их развитию в новых условиях, таким образом, выросли и работают прекрасные организаторы НИРС и научные руководители талантливой 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



Фото 21. Руководитель НИРС ГРФ (ИГНД) доцент Г.М.Иванова с членами Студенческого Совета НИРС - студентами группы 2311 А.Черезовым и К.Старыгиным (1976 г.). В настоящее время А.Черезов – кандидат геолого-минералогических наук, руководитель отдела Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН

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 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», в 2002 г. Г.М.Иванова награждена за руководство научной работой студентов Почетным знаком Министерства



Фото 22. Студенты ИГНД – Лауреаты конкурса на звание «Лучший студент ТПУ – 2003» (слева направо) О.В.Лысова, О.Е.Петрова (Лепокурова), с научным руководителем доцентом Ю.Г.Копыловой, А.В.Таловская с первым проректором ТПУ П.С.Чубиком (ныне – ректором ТПУ) и руководителем НИРС СиМУ ИГНД Г.М.Ивановой на ректорском приеме

образования РФ. В 1982-1983 гг. дипломом Минвуза РСФСР, ЦК ВЛКСМ ВСНТО и Президиума ВОИР за руководство научной работой студентов награжден доцент 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: 23 профессора и доцента ИГНД (Фото 22).

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 руководителем Л.М. Зольниковой. Положительный опыт организации НИРС на ИГНД (ГРФ) изучался, методически обобщен и получил распространение на всех факультетах

ТПУ и в ряде вузов страны. Методы и формы организации НИРС на ИГНД (ГРФ) неоднократно демонстрировались на Всесоюзных научно-методических конференциях, а в 1986 году с накопленным опытом 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 (ИГНД ТПУ) по развитию, организации и реализации НИРС и УИРС в вузах страны. 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) 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 ИГНД (ГРФ). В настоящее время, более чем столетний положительный опыт организации НИРС и УИРС ИГНД (ГРФ) ТПУ, методически обобщен и широко используется и развивается теперь уже в новых экономических условиях.

XII. Проблемы организации НИР студентов и молодых ученых в современных условиях и пути их решения.

В современных условиях развития и модернизации высшего образования в России возникли проблемы, которые в прежние годы отсутствовали. Статус ТПУ как Национального исследовательского университета высокоэффективных технологий предъявляет новые высокие требования к организации НИР студентов и молодых ученых в вузе, в том числе в ИГНД. Опираясь на столетние традиции ТПУ в этом направлении, работая творчески, мы стали придавать большое значение подготовке элитных высокопрофессиональных специалистов, развитию молодежных инновационных научных объединений, развивать международные связи и усилили поиск инвесторов, привлекаем молодежь к участию в конкурсах грантов и т.д. и т.п. И здесь мы столкнулись с рядом серьезных проблем.

1. Часто наши усилия на воспитание и подготовку научных высокопрофессиональных элитных специалистов с младших курсов до выпуска в сегодняшних социально-экономических условиях приводят к тому, что Россия теряет лучших из них, или теряет их вуз, в том числе ИГНД. Лучшие из выпускников или уезжают на Запад, работая в зарубежных фирмах, или уходят на производство, зарабатывая на жизнь вахтовым методом на разработке нефтяных месторождений, не имея при этом возможности для своего дальнейшего профессионального роста. При этом наука и вузы России теряют профессионально подготовленный талантливый кадровый резерв, т.к. не имеют возможность обеспечить лучшим выпускникам достойное материальное существование (квартиру, зарплату), чтобы талантливые молодые люди могли творить в науке и работать в вузе РФ, не беспокоясь за жизнь близких. Это очень жаль. Обидно. Необходимо срочно решать эту проблему как на государственном, так и на университетском и институтском уровнях.

2. В сегодняшних условиях очень важна работа по поиску инвесторов, спонсоров. Но у современного бизнеса РФ нет интереса к вложению денежных средств в столь для них неприбыльную науку, воспитание и под-

готовку элитных высокопрофессиональных специалистов. В этом заинтересовано лишь государство, которое осознает, что только наука и сохранение высокоинтеллектуального потенциала страны в лице талантливой части молодежи, обеспечит будущее России. Тем не менее перед вузовской наукой сегодня и перед талантливой молодежью поставлена задача – заработать деньги на свое существование и развитие. Такие же проблемы стоят перед администрацией вуза и представителями взрослой науки. Они – то и должны помочь в этом молодежной науке, в данных условиях.

3. С целью решения указанной выше задачи на ИГНД сегодня мы пытаемся активно развивать самостоятельные молодежные инновационные научно-производственные Центры и объединения. На ИГНД таких объединений несколько, некоторые из них более удачные и есть только начинающие. Мы считаем что это необходимый сегодня путь развития молодежной науки в современных условиях, где на помощь должны прийти и Инновационные научно-образовательные Центры ИГНД такие, как «Урановая геология» и Центр подготовки специалистов трубопроводного транспорта нефти и газа. Необходимо чтобы хоздоговора и гранты маститых ученых, научные лаборатории ИГНД помогали в деятельности существующим студенческим научно-исследовательским лабораториям (СНИЛ), МНО, СКБ, СНК и др. молодежным объединениям, т.к. именно там наиболее эффективно ведется постоянная целенаправленная работа с талантливой молодежью. С этой целью необходимо в институте создавать крупные научные проекты, позволяющие развивать как взрослую, так и молодежную науку.

4. В современных условиях высшего образования сегодня при интенсивном формировании инновационных молодежных научно-производственных объединений в университете еще не отработана в достаточной степени система юридической и финансовой помощи в становлении таких объединений. Это тоже создает определенные сложности. Бизнес-инкубатор ТПУ недостаточно оказывает помощь молодым начинающим в этом новом деле. Хотелось бы иметь школу, семинары по созданию инновационных молодежных Центров в ТПУ. Это необходимо делать срочно, если мы хотим развиваться на новом уровне в современных условиях.

5. Очень важным источником денежных средств на научные исследования одаренной молодежи сегодня являются выигранные гранты, в конкурсе которых идет колоссальная конкуренция и, если для аспирантов и молодых ученых проводится относительно достаточное количество конкурсов грантов, то для студентов такие конкурсы практически отсутствуют. В частности по естественным наукам, например, федеральные гранты У.М.Н.И.К отсутствуют, как и не разыгрываются конкурсы грантов ТПУ для студентов. Поэтому одаренную молодежь в таких условиях необходимо включать в научные коллективы взрослых ученых, работающих по хоздоговорам и грантам. Необходимо сегодня активно развивать внутривузовскую систему грантов для студентов, активно включать талантливую молодежь в решение крупных научных задач вуза и института по взрослым хоздоговорам и грантам.

6. Для подготовки элитных высокопрофессиональных специалистов и их конкурентноспособности сегодня лучшие студенты, отличники, занимающиеся научной работой с младших курсов, владеющие иностранными языками, обычно участвуют в многочисленных и разнообразных конкурсах, выигрывая премии, именные стипендии, звания. Это относится и к аспирантам, и молодым ученым, они рано начинают печатать свои научные работы. Так, сегодня определяется уровень их подготовки и качество работы с ними их научных руководителей – преподавателей. Одновременно это является сильной мотивацией к активному занятию научной деятельностью студентов. Высокие требования к их подготовке и эффективности их научных разработок, включает участие издания их научных статей в рецензируемых изданиях ВАКа (научных журналах, сборниках трудов и т.д.), определяются импакт-фактор их публикаций. В тоже время сегодня источников таких геологических изданий в стране крайне мало. Очень жаль, что издание журнала «Известия ТПУ геологической серии» не несет статуса ВАКовского издания, хотя по всем другим наукам – он относится к центральным рецензируемым изданиям. Это давало бы геологам-аспирантам, студентам, молодым ученым больше возможности печататься в Известиях ТПУ, отнесенных к рецензируемым изданиям. Очень жаль, необходимо немедленно поднять статус этого научного журнала, как это было в советское время.

7. И наконец, в ИГНД необходимо вернуться к многолетнему положительному опыту, который сохранен во всех подразделениях университета, кроме ИГНД, - руководитель отдела организации НИР студентов и молодых ученых должен входить в состав Ученого Совета ИГНД и в методическую комиссию ИГНД, иначе он оторван от стратегических путей развития научной деятельности в институте и университете.

Сегодня воспитание и подготовка высокопрофессиональных конкурентноспособных специалистов в России, сохранение и развитие её интеллектуального потенциала, сохранение и помощь одаренной и талантливой молодежи очень актуальны. Только наука, ученые и высокопрофессиональные специалисты с гражданским самосознанием могут вывести страну из любого кризиса и обеспечить ей перспективное будущее.

**ОРГАНИЗАЦИЯ СТУДЕНЧЕСКОГО ФЕСТИВАЛЯ НА ИНОСТРАННЫХ ЯЗЫКАХ
«МОИ ИССЛЕДОВАНИЯ МИРУ»
(НА БАЗЕ КАФЕДРЫ ИНОСТРАННЫХ ЯЗЫКОВ ИГНД ТПУ)**

**Л.М. Болсуновская, зав. кафедрой; доценты Т.В. Васильченко, И.А. Матвеевко,
Д.А. Терре**

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Дисциплина «Иностранный язык» в неязыковом вузе играет важную роль в подготовке будущего специалиста и выполняет определённую гуманитарную и общеразвивающую функцию в формировании личности студента. Практическое владение языком специальности предполагает «умение работать со специальной литературой на иностранном языке с целью получения профессиональной информации и применения полученных знаний на практике». Основная роль преподавателя иностранного языка при этом – способствовать повышению уровня коммуникативной компетенции студентов с помощью эффективных методов обучения.

В настоящее время существует огромный арсенал инновационных методик, ориентированных на вовлечение каждого обучаемого в активный познавательный процесс. Одной из эффективных форм создания мотивационной основы являются, на наш взгляд, организация студенческого фестиваля на иностранных языках «Мои исследования миру». Основная идея фестиваля заключается в том, чтобы перенести акцент с различного вида упражнений на активную мыслительную деятельность студентов в ходе самостоятельной творческой работы.

Опыт организации и проведения 18 секций симпозиума им. М.А. Усова «Геология на английском и немецком языках» в 2008-2009 годах продемонстрировал мощный научный потенциал студенчества, актуальность проблематики и фундаментальный характер их исследований, практическую направленность работ, стремление использовать новые методы и технологии, проведение исследований на стыке наук, внимание к вопросам международного сотрудничества и межкультурной коммуникации. Все это подтверждает тот факт, что в современных условиях, призванных обеспечить развитие интернациональной поликультурной образовательной среды в ТПУ, необходимо активно способствовать обмену исследовательским опытом и достижениями студентов, обучающихся в Томском политехническом университете по различным направлениям и специальностям, в том числе посредством профессионального иностранного языка. В русле уже установившихся традиций практического использования инновационных технологий в области иностранного языка предлагается проект, цель которого: стимулирование развития интеллектуально-творческого и научного потенциала студентов, повышение результативности процесса обучения иностранному языку, предоставление дополнительных возможностей для осуществления исследовательской деятельности, развития профессиональной и языковой компетенции в ходе осуществления творческой активности на иностранном языке.

Актуальность данного мероприятия определяется тем, что его формат позволяет организовать научно-исследовательскую и творческую деятельность студентов по направлению подготовки и осуществить мониторинг качества владения профессиональным иностранным языком. Предложенная форма предполагает высокий уровень индивидуальной ответственности за выполнение каждого задания. Фестиваль является одной из форм организации исследовательской познавательной деятельности, в которой студенты занимают активную субъектную позицию. В ходе проведения фестиваля планируется раскрыть различные аспекты функционирования языка в профессиональной деятельности инженера.

Фестиваль предусматривает три университетских конкурса, каждый из которых направлен на развитие определенных студенческих компетенций:

- 1) Конкурс на лучшую научную статью на иностранном языке «Специфика иностранного языка в моем научном исследовании».
- 2) Конкурс на лучший видеоролик на иностранном языке на тему «Иностранный язык в моем научном исследовании».
- 3) Конкурс студенческих команд на лучший групповой проект на тему «Иностранный язык в моем исследовании».

Предполагается, что в конкурсе примут участие студенты и студенческие коллективы (не более трех человек) Томского политехнического университета со всех факультетов и институтов. На конкурс будущие исследователи смогут представить самостоятельно выполненные законченные научные статьи с аннотацией, видеоролики и групповые проекты по естественным, техническим, гуманитарным и социально-экономическим наукам. Организаторами конкурса разработаны критерии оценки, состоящие из двух основных аспектов: научная и языковая составляющие. Для оценки поступивших на фестиваль работ и выявления победителей будет создана специальная конкурсная комиссия по подведению итогов фестиваля, в состав которой войдут преподаватели кафедр иностранных языков и представители профильных кафедр соответствующих направлений профессиональной подготовки, владеющие английским языком.

Данное мероприятие направлено на поощрение и поддержку студентов вуза в совершенствовании навыков владения иностранным языком, стимуляцию их творческой активности, привлечение внимания студентов высших учебных заведений и молодых специалистов к проблемам функционирования иностранного языка в профессиональной среде, популяризацию изучения профессионального иностранного языка, его роли в формировании понятия профессиональной компетентности выпускника политехнического университета, создание конкурентоспособной языковой среды среди студентов технических специальностей ТПУ, а в перспективе и других российских и зарубежных технических вузов.

**РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ЛИНГВИСТИЧЕСКОГО ИНКУБАТОРА
ДЛЯ СОЦИАЛИЗАЦИИ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКИХ СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ В
МЕЖДУНАРОДНОМ НАУЧНО-ПРОФЕССИОНАЛЬНОМ ПРОСТРАНСТВЕ
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
НА ПРИМЕРЕ ИГНД ТПУ**

**Л.М. Болсуновская, зав. кафедрой; Т.В. Васильченко, доцент; И.А. Матвеев, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В условиях интеграции международного сообщества и усиления прикладной направленности научно-технических инноваций, требующих проведения междисциплинарных исследований, возрастает внимание к вопросам международного сотрудничества, обмена исследовательским опытом и межкультурной коммуникации, что требует функционирования интернациональной поликультурной образовательной среды, способствующей формированию научного потенциала студенчества. На реализацию данных условий направлено создание лингвистического инкубатора (кампуса). Дисциплина «Иностранный язык» среди гуманитарных дисциплин в силу своих социальных, познавательных, развивающих и коммуникативных функций является одной из важных составляющих деловой активности современных специалистов. Сегодня главной целью изучения иностранного языка становится практическое владение языком, а приоритетной компетенцией, необходимой современному специалисту технического вуза – компетенция в профессиональном и личностном общении на иностранном языке. Всё вышесказанное определяет необходимость реализации принципа профессионально-ориентированного коммуникативного подхода и использования принципиально новых подходов в обучении иностранным языкам. В связи с этим актуальность идеи создания лингвистического инкубатора заключается в том, что он предоставляет дополнительные возможности для формирования и развития профессиональной и языковой компетенции при осуществлении творческой активности на иностранном языке. Формат позволяет организовать исследовательскую деятельность студентов по направлению подготовки и способствовать адаптации в рамках международного научно-профессионального пространства.

Создание подобного инкубатора позволит подготовить будущих выпускников Национального исследовательского Томского политехнического университета на уровне, необходимом для работы в конкурентной среде в качестве непосредственных участников или посредников профессионального и международного устного-письменного общения.

Весь комплекс мероприятий направлен на решение следующих задач:

- 1) стимулирование развития интеллектуально-творческого и научного потенциала студентов;
- 2) оптимизация и повышение эффективности процесса обучения студентов Национального исследовательского Томского политехнического университета иностранным языкам на основе применения инновационно-коммуникационных образовательных технологий и компьютерных программных средств обучения;
- 3) привлечение внимания студентов ТПУ и молодых специалистов к проблемам функционирования иностранного языка в профессиональной среде;
- 4) популяризация изучения профессионального иностранного языка, его роли в формировании понятия профессиональной компетентности выпускника политехнического университета;
- 5) предоставление дополнительных возможностей для осуществления исследовательской деятельности с учетом национальной стратегии ресурсоэффективности, развития профессиональной и языковой компетенции в ходе осуществления творческой активности на иностранном языке.

Разработанная модель предполагает реализацию принципа конвергенции социально-гуманитарного и технического знания. В рамках предлагаемого подхода предполагается развитие навыков самостоятельной работы за счёт повышения степени реальной самостоятельности обучающихся, креативности и автономии в языковой и образовательной среде. Во внимание принимаются потребности и возможности отдельных студентов. Повышение профессиональной культуры будущего инженера достигается посредством получения информации из мирового культурно-образовательного пространства в процессе обучения иностранному языку. В ходе обучения создаются психолого-дидактические условия для того, чтобы познавательный интерес студентов стал началом развития мотивации инженерной деятельности и научно-исследовательской направленности личности будущего специалиста через включение студентов уже на начальных этапах обучения в решение профессионально значимых коммуникативных задач.

ОПЫТ РАЗЛИЧНЫХ ФОРМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МОЛОДЕЖНОГО ИСТОРИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ПРИ МЕМОРИАЛЬНОМ КАБИНЕТЕ – МУЗЕЕ АКАДЕМИКОВ В.А.ОБРУЧЕВА И М.А. УСОВА В ПРОСВЕТИТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ СРЕДИ СТУДЕНЧЕСТВА

Н.В. Гусева, Л.А. Миронова

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томский политехнический университет является особо ценным объектом культурного наследия народов России. Ведущую роль в деле сохранения, развития и пропаганды лучших традиций университета принадлежит музейному комплексу ТПУ. Он был создан по решению Ученого Совета ТПИ в феврале 1999г. а в сентябре 2000г. в его составе был открыт Мемориальный кабинет – музей академиков В.А. Обручева и М.А. Усова.

При его организации была воссоздана историческая атмосфера времени Владимира Афанасьевича Обручева, первого штатного геолога Сибири, первого декана Горного отделения ТТИ, основателя сибирской геологической школы, писателя, путешественника и его ученика – Михаила Антоновича Усова, первого академика Сибири. Их имена увековечены в Томске в названиях улиц. Кабинет – музей их имени в 1 корпусе ТПУ стал святыней для многих поколений политехников-геологов, нефтяников и горняков.

Просветительской деятельностью работа Мемориального Музея не ограничивается, она очень многогранна, разнообразна, интересна и увлекательна благодаря талантливой работе хранительницы и экскурсовода Музея – Эмме Михайловне Балинской. Она сумела превратить Музей В.А. Обручева и М.А. Усова в Центр по воспитательной работе студенчества под девизом самого В.А. Обручева, обращенного к молодежи: «Не отрекайтесь от мечты! Я разумею юношеские мечтания об открытиях, о творчестве..... Дерзайте! Боритесь и творите большие дела!» Э.М. Балинская – сама по складу характера и творческим интересам – путешественник, исследователь, преданная историческим традициям великих ученых-академиков, любящая молодежь, любящая свою работу. Только такой увлеченный человек и смог создать такой воспитательный Центр при мемориальном Музее. Что же за формы деятельности при Музее, которые выполняют столь благородные задачи в ИГНД?

1. Это прежде всего просветительная деятельность. Основной контингент посетителей музея – студенты. Иногда посещение музеев входит в структуру образовательных программ и носит обязательный характер, например, как на Гуманитарном факультете по курсу культурологии. В основном же в Обручевском музее идут экскурсии, посещение которых обусловлено личным желанием. Как правило, студенты приходят сюда несколько раз. Побывав на первой обзорной экскурсии, они ощущают потребность более подробного знакомства с историей жизни выдающихся личностей В.А. Обручева и М.А. Усова и экспонатами музея, связанными с их жизнью и деятельностью.

Экскурсии Э.М. Балинская ведет увлеченно, интересно с демонстрацией не только экспонатов, видео-изображениями, но и с увлекательными подробностями. О жизни и творчестве Обручева и Усова она знает всё. Своим отношением к ученым и знаниями она увлекает слушателей и ведет по путям их исследований и путешествий.

2. Исследовательская работа, к которой Э.М. Балинская привлекает увлеченных студентов. Благодаря ее кропотливому труду с историческим и текущим материалами, бесконечным встречам с гостями маленького Музея, обширной переписке и бесчисленным поездкам по историческим и знаменательным местам накоплен богатейший материал, связанный с историей развития Сибирской геологической школы. Особую ценность имеют сведения и, подчас, неожиданные факты, касающиеся жизни и деятельности таких значимых фигур в истории Горного отделения и ТТИ в целом, как В.А. Обручев – первый декан Горного отделения ТТИ, Н.Н. Урванцев – первооткрыватель Норильских руд, Е.Л. Зубашев – первый директор ТТИ. Именно Э.М. Балинской была найдена на Олышанском кладбище в центре Праги могила Е.Л. Зубашева. Эмма Михайловна побывала в Норильске, посетила домик Урванцева – первое жилище заполярных геологов. Экспедиция на Байкал, остров Ольхон, Красноярск – по обручевским местам и многие другие поездки позволили Э.М. Балинской собрать богатейший материал, который она использует в своей экскурсионной и просветительской деятельности.

3. Путешествия со студентами и школьниками по местам открытий В.А. Обручева – это поездка на остров Ольхон (мыс Бурхан) Байкала, где В.А. Обручев открыл месторождение графита; на Красноярские Столбы в поисках скалы Обручева; поездка на Тикси (устья р.Лены) к побережью Ледовитого океана, где нашли домик Н. Урванцева – ученика В.А. Обручева, одного из ярчайших звезд обручевской плеяды, именно он открыл крупнейшее в мире железо-никелевое месторождение и почитается отцом-основателем города Норильска; в Чехию где нашли могилу первого ректора ТПУ Е.Л. Зубашева; в Долину гейзеров на Камчатку, изображенную в фильме «Земля Санникова» по произведению В.А. Обручева и т.д. и т.п.

4. Поиски и переписка с родственниками, потомками и учениками В.А. Обручева; сбор их воспоминаний, документов, писем, связанных с жизнью, деятельностью, открытиями, путешествиями В.А. Обручева и М.А. Усова; связь со всеми Обручевскими музеями в стране, обмен материалами, сбор новых документов в других музеях В.А. Обручева. И ко всей этой исследовательской деятельности Э.М. Балинская привлекает студентов, своих помощников.

5. Знакомства и исследования литературного творчества В.А. Обручева, написавшего до 17 художественных, фантастических и научно – популярных произведений, таких, как «Земля Санникова», «Плутония» и др. В частности, Э.М. Балинская вместе со студентами организовала поиски Земли Санникова, пытаясь выяснить легенда это, или действительность. Она звала студентов к поискам неоткрытых островов. И студенты вместе с



**Фото 1. Экскурсию в Мемориальном Музее академик-
ков В.А. Обручева и М.А. Усова ведет
Э.М. Балинская**

Эммой Михайловной пошли по пути поисков Земли Санникова, прекрасно описанной В.А. Обручевым в своем произведении. В итоге этой работы удалось изучить материалы первооткрывателей – летчиков – штурманов, геологов, гидрографов, моряков, географов, приложивших свои усилия в поисках Земли Санникова. Они установили, что на той же северной широте в 76°, о которой писал В.А. Обручев видели и описали остров Яков Санников и геолог Э. Толль, в 2002г. археологи обнаружили стоянку древних охотников, датируемую 8000 лет, которая хорошо сохранилась благодаря вечной мерзлоте. Остров этот был назван островом Жохова, первым мореплавателем, увидевшем в 1914г. на горизонте этот неизвестный остров. Мечта Обручева оказалось реальностью с поправкой на 8 тыс. лет. Копия материалов об этих открытиях находится сегодня в кабинете – Музее В.А. Обручева и М.А. Усова.

6. Организация и проведение разнообразных увлекательных конкурсов, розыгрышей, викторин, посвященных научному творчеству, путешествиям и открытиям выдающихся ученых В.А. Обручеву и М.А. Усову.

7. Встречи в неформальной обстановке единомышленников – любителей путешествий и изучающих наследие великих ученых, обсуждающих или очередное путешествие, или неизвестный новый исторический материал. В частности, сейчас Эмма Михайловна со студентами и бывшими выпускниками ИГНД занята поисками авторов дневника – коммуны «Голландия», изданная и переданная в дар Музеем выпускниками ГРФ 1959г. Поиск исторических материалов истории ГРФ (ИГНД) ТПУ продолжается!

Работа, которая ведется в Музее, имеет громадное воспитательное значение. Она не только прививает любовь к профессии геолога, несет большую познавательную ценность, но она дает также ощущение сопричастности к великим делам основателей ИГНД и их учеников, к геологам прошлого - бескорыстным романтикам, зарождающая в сердцах и душах чувство гордости за вуз, свой институт, за свою великую и могучую страну, в которой есть такие люди, о которых говорят экспонаты и материалы Музея. Но особенность Мемориального Музея В.А. Обручева и М.А. Усова состоит еще и в том, что музей не мертв, он активно живет, дверь его всегда открыта, здесь постоянно находятся посетители: студенты, школьники, сотрудники, выпускники, приезжие-гости. И всех их гостеприимно встречает и завораживает своей увлеченностью и своими экскурсиями Э.М. Балинская (Фото 1).

РЕЗУЛЬТАТЫ НАУЧНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА КОЛЛЕКТИВА МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ– ХИРУРГОВ ПО УЛУЧШЕНИЮ КАЧЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ БЫСТРОЙ ХИРУРГИЧЕСКОЙ ПОМОЩИ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ РАБОТНИКАМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

В.И Едапин, А.А. Рыбаков

Научный руководитель профессор С. И. Квашнина

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень Россия.

Известно, что в течение последних десятилетий разведка и добыча полезных ископаемых в Западной Сибири были местом притяжения для молодых людей, как правило, с достаточно высокими показателями здоровья. Активизация промышленного освоения территорий, богатых залежами углеводородного сырья, особенно на Севере Тюменской области, обусловила повышенное внимание к состоянию здоровья у здесь работающих лиц или по вахтово-экспедиционному методу (ВЭМ), или у проживающих в стационарных, северных посёлках.

Анализ заболеваемости и травматизма среди работников вахтово-экспедиционного труда, согласно классификации МКБ-Х, показал повышенный уровень хирургической патологии (в частности, нагноений после хирургических вмешательств) и травматизма. Как показывают результаты исследований здоровья жителей одного из северных нефтяных городов (г. Мегийона Ханты Мансийского Автономного Округа – ХМАО) в 1993 году - травмы и отравления здесь составили 51,7% от всех видов причин смертности. Всё это подчёркивает актуальность проблемы.

Учитывая, что значительный процент в хирургической патологии относится к послеоперационным осложнениям (нагноениям ран), нами была определена цель выполнения работы, а именно - поиск возможности улучшения качества оказания хирургической помощи. Предложена модернизация использования шовного материала с микробиологическим контролем в лабораторных условиях.

Были поставлены задачи: ознакомиться с существующими в настоящее время методами первичной хирургической обработки ран (ПХО). Предусмотреть возможности улучшения сохранности стерильности шовного материала и предложить свой методологический подход для оптимального сохранения стерильности шовного материала во время ПХО. Нами были выполнены работы на базе приёмного отделения взрослой травматологической поликлиники второй городской больницы города Тюмени. Объектами исследования были травмированные пациенты, получившие бытовые резаные и т.п. раны.

Сущность проблемы и научная гипотеза.

До недавнего времени для выполнения ПХО медсестра нарезала нити для швов размерами до 7-8см. Врач укреплял иглу на иглодержателе, нанизывал нить на иглу, совмещая края раны, и прокалывал оба края раневой поверхности, протягивая нить. После этого, края ниток завязывались хирургическим узлом. Так накладывалось нужное количество швов: 3 – 5 - 7 и более, пока не были соединены все края раны. В настоящее время выполнены некоторые изменения по отношению к шовному материалу при ПХО. Сейчас шовный материал представлен для первичной хирургической обработки в стерильной упаковке в виде одной длинной нити более чем 50см. Она заканчивается одноразовой, круглой иглой (различных размеров). Во время наложения швов доктор протягивает всю эту единственную, длинную нить, неоднократно через края раны, отрезая от неё небольшие фрагменты для формирования хирургического узла. И чем дальше от первого шва будет использоваться эта нить с иглой, тем более часто они будут контактировать с кожными покровами и с самой раной (и вероятно, инфицироваться). Мы считаем, что с целью сохранения стерильности шовного материала, наиболее оптимальным вариантом будет его использование для каждого шва – по отдельности. Мы предложили использовать стерильные шовные нитки в количестве 4-5 по 12-16см, каждая из которых с двух сторон должна заканчиваться одноразовой стерильной иглой. Эти нити должны быть соединены в центре узлом. При подготовке к оперативному вмешательству хирургическая медсестра удаляет в середине узел, в результате чего появляется восемь частей шовного материала с одноразовыми иглами (см. рис 1 и 2).

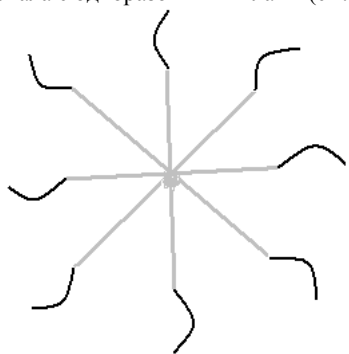


Рис.1. Четыре шёлковых нити, скреплённые по центру с прикрепленными одноразовыми иглами по краям

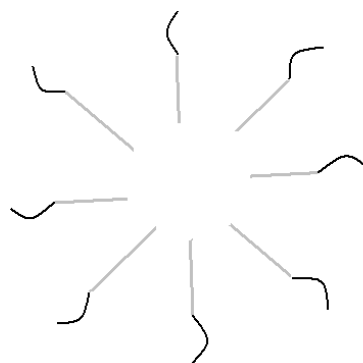


Рис.2. Четыре шёлковых нити после удаления скрепляющего узла, в результате чего получилось восемь отдельных нитей с иглами

Выполнение работы, этапы исследования, микробиологическое подтверждение научной гипотезы.

Первый этап.

9 декабря 2008г. в операционной приёмного отделения II ГКБ дежурным врачом с нашим руководителем была выполнена первичная хирургическая обработка у двоих пациентов. По ходу работы, после наложения каждого шва, отрезался кусочек лигатуры и в чашке Петри с питательной средой помещался в термостат. В последние чашки были помещены последние кусочки лигатур с их иглами. Через несколько дней именно здесь, в чашках (№ 3 и № 8) был отмечен рост патогенной микрофлоры - «синегнойной палочки», что подтвердило наше предположение о загрязнении шовного материала на последнем этапе (см. рис. 3 и 4).



Рис.3 Чашка Петри №3 до помещения её в термостат



Рис. 4 Чашка Петри №3 с выросшей микрофлорой

Второй этап.

Выполнен второй (заключительный) этап работы. При этом мы использовали шовный материал согласно предложенной нами методики, т.е. для каждого шва бралась отдельная стерильная лигатура с иглой. В результате на чашках Петри роста патогенной микрофлоры не наблюдалось (см. рис. 5).

Заключение:

Таким образом, проведённое исследование подтверждает правильность нашей научной гипотезы в пользу применения отдельных лигатур с отдельными иглами для каждого шва при выполнении хирургических вмешательств, в частности – первичной хирургической обработке.

Примечание.

Нами подано заявление на патент на изобретение.



Рис. 5 Чашки Петри, использованные во втором этапе

От Федерального института промышленной собственности поступило уведомление о регистрации заявки от 21.09.2009. (название изобретения – способ наложения кожных швов.)

**ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ СТУДЕНЧЕСКОГО ОТРЯДА «ПАМЯТЬ» В СОСТАВЕ МПЦ ТПУ
«ОТЕЧЕСТВО» ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ МЕМОРИАЛА ПОГИБШИМ ВОИНАМ –
ТОМСКИМ ПОЛИТЕХНИКАМ В СМОЛЕНСКОМ СРАЖЕНИИ
ПО ЗАЩИТЕ МОСКВЫ (2008-2010 ГГ.)**

Т.Ю. Жарова, С.Н. Аксенов

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С момента окончания самой страшной и кровопролитной войны XX века прошло 65 лет. Той страны, которая выиграла войну, уже нет на карте – СССР распался, многие из участников Великой Отечественной войны ушли из жизни, как это ни печально, а легендарные Герои, выигравшие войну и подарившие нам жизнь, как показывают статистические исследования, постепенно забываются новыми поколениями.

Что мы помним о Великой Отечественной войне? Что эта страшная трагедия коснулась каждого человека, живущего в нашей стране. Что из Томской области на войну отправилось 120 000 человек, а живыми вернулось всего 60 000. Что зверские издевательства фашистов над нашим народом искалечили судьбы миллионов...

26 июня 1941 года из Томска на фронт отправился первый эшелон с воинами 166-й стрелковой дивизии в составе 16 000 человек, сформированной в сентябре 1939 г. В ее составе находились и томские политехники, в том числе добровольцы. Дивизия была направлена на защиту Москвы и приняла первые бои под Смоленском – ключе доступа к Москве.

Однако боевой путь 166-й стрелковой дивизии был недолгим. Непрерывные, жестокие бои вела дивизия в районе Смоленска, Белого, Ярцева, Духовщины, Вязьмы. Непростая фронтовая судьба досталась ей – жестокие, кровопролитные бои, окружение... Дивизия почти полностью погибла в Вяземском котле. 14 ноября 1941 г. из окружения вышли только 517 бойцов и командиров 166-й стрелковой дивизии.

Оставшиеся в живых уходили в леса, организовывали партизанские отряды и продолжали борьбу с врагом. На Смоленщине в 1941 - 1943 гг. действовало несколько партизанских отрядов, объединённых в бригады.

Так, командиром отряда «Смерть фашизму!» был младший лейтенант В.В. Васильев, томич, геолог, выпускник и молодой преподаватель Томского политехнического института (ТПУ). Партизанские бригады, действовавшие в Валдинских лесах, нанесли большой урон врагу, тем самым приблизив долгожданный день Победы.

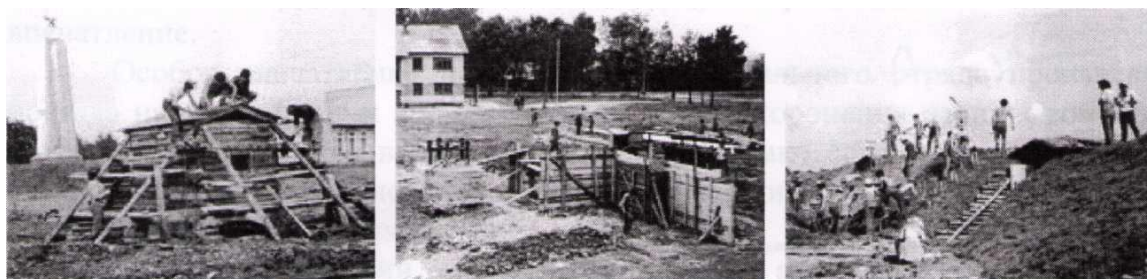
166-я Томская стрелковая дивизия выполнила свой долг и сохранила свою честь ценою беспримерного мужества и героизма, ценою жизни многих своих бойцов. Вместе с другими частями и соединениями Западного фронта она способствовала провалу плана молниеносной войны Германии. Здесь, на дальних подступах к столице, были заложены основы будущей Победы. Закрыв собою Москву, 166-я томская стрелковая дивизия шагнула

в бессмертие.

После войны жизнь постепенно входила в мирное русло и шла своим чередом. Восстанавливались разрушенные города, деревни и села, налаживалось производство, строились памятники...

В 1978 году члены студенческого строительного отряда «Поиск» Томского политехнического института (ТПУ) на территории Холм-Жирковского района Смоленской области нашли братскую могилу, в которой были захоронены воины-сибиряки 166 стрелковой дивизии. У студентов возникло желание увековечить память воинов-сибиряков. Под руководством старшего научного сотрудника Томского политехнического института И.Т. Лозовского студентами-политехниками в селе Верховье Смоленской области был сооружен Мемориал воинам 166 стрелковой дивизии на общественных началах из сэкономленных материалов и на средства безвозмездного труда студентов и сотрудников ТПИ.

Строительство самого мемориала завершилось в августе 1974 г. Кроме того, мемориальный комплекс дополняли партизанские землянки, восстановленные студентами ТПИ. В их числе были штабная, санчасть, столовая, жилая землянка, партизанская баня, а также землянка немецкого антифашиста Героя Советского Союза Фрица Шменкеля. Оборудование для этой землянки доставила делегация из ГДР, в составе которой был и сын покойного Героя - полковник Шменкель. Большую помощь студентам оказали бывшие партизаны, местные рабочие, студенты и школьники.



Министерство обороны СССР выделило для оформления мемориальной площади и музея значительное количество оружия времен Великой Отечественной войны. На бетонных постаментах по бокам Кургана, на котором возвышается памятник, на вечный пост стали пушки, а за Курганом - полковые минометы.

К сожалению, в сложные для всей страны 90-е годы, студенты ТПУ не имели возможности посещать места боевой славы павших воинов 166-й стрелковой дивизии. Однако в ТПУ всегда помнили и чтили своих Героев.

В ТПУ группа патриотически настроенной молодежи (студенты и аспиранты) в тяжелые 90-е годы развернула активную патриотическую работу среди школьников и студентов города Томска. Молодежь ТПУ делала все, чтобы сохранить память о Героях Великой Отечественной войны. В 2005 г. патриотически настроенная молодежь университета создала единую организацию, которую назвали «Молодежно-патриотический центр (МПЦ) ТПУ «Отечество»», поддержанную администрацией ТПУ. В рамках МПЦ «Отечество» был сформирован студенческий отряд «Память» для восстановления Мемориального комплекса, построенного ранее силами политехников в селе Верховье Смоленской области.

В состав первой экспедиции XXI века на Смоленскую землю из ТПУ входило 6 человек. В августе 2009 года отряд «Память» состоял уже из 10 человек: 3-х девушек и 7 парней.

Работа отряда проходила в следующем направлении.

1. Восстановление и реконструкция Мемориала павшим воинам 166-ой Томской стрелковой дивизии. В этом заключалась наша главная задача и здесь был выполнен основной объем работ: заменена мраморная плитка на ступеньках памятника, удалена ржавчина со стелы, установлена подсветка памятника, засыпаны аварийные землянки, дополняющие Мемориальный комплекс.

2. Помощь поселению села Верховье. В рамках этих работ наш отряд реставрировал часовню, построенную томичами, где сражались и захоронены бойцы томской дивизии. Мы ремонтировали школу и местный клуб, облагородили территорию около памятника, восстановили памятник, построенный деревенскими жителями.

3. Помощь ветеранам Великой Отечественной войны. В селе Верховье живут несколько ветеранов, с которыми студенты ТПУ встречались и общались, а также помогали им всем, чем могли (подсобная помощь по хозяйству). Встречи с Героями того времени, ветеранами, некоторые из которых воевали и в партизанских отрядах, произвели на студентов неизгладимое впечатление. Особое впечатление на студентов отряда «Память» произвела поездка на места боевых сражений и братские захоронения павших воинов, которые располагаются в деревне Тагьянка. Однако сегодня этой деревни уже не существует, остался только памятник павшим воинам 166-й Томской стрелковой дивизии в глухом лесу и могила командира партизанского отряда («Смерть фашизму!») – В.В. Васильеву, бывшему студенту ГРФ (ИГНД) ТПУ.

На месте сражений чувствовалась особая атмосфера и единение с героическим прошлым своего народа. Шел дождь. Казалось, небо проливает слезы по Павшим Воинам. Совсем рядом находились окопы и землянки, оставшиеся после войны. Бурное воображение рисовало жуткие картины... Залпы, взрывы, шум и крики... Кто-то

ранен, кто-то погиб. «Товарищ, помни, здесь погребены твоей Отчизны верные сыны...» - было написано на табличке памятника. Эхо войны царило повсюду. Недалеко от памятника, можно было найти патроны и прочие артефакты времен войны. Просто так, на земле. Земля все помнит, она до сих пор начинена различными патронами, гранатами, минами... и, самое страшное, останками убитых. И это спустя 65 лет...

В целом экспедиция удалась, задачи, поставленные перед студенческим отрядом «Память», были выполнены. Однако у студентов остался некоторый осадок от неустроенности деревенского быта, от того, что российская глубинка сегодня медленно исчезает, деревенских жителей становится все меньше – молодёжь уезжает в города, потому что работы нет, а старики и бывшие ветераны, и Герои войны умирают. Эти процессы заметны повсеместно. Так, деревня Татьяна, в которой располагаются братские захоронения, сегодня перестала существовать, ухаживать за могилами некому. А когда-то там жили и трудились люди. Томское сельское поселение Верховье сегодня – вымирающая деревушка, численность жителей не превышает 300 человек. В местной школе всего около 30 учеников, а 8-ой класс вообще отсутствует, т.к. учеников-восьмиклассников просто нет. В связи с этим школу планируют закрыть.

Однако стоит отметить и положительные факты. Администрация, СМИ и общественность Смоленской области проявила большой интерес к студенческому отряду ТПУ «Память» и самому Томскому политехническому университету, который, несмотря на сложные экономические условия, не прекращает финансировать проекты, направленные на патриотическое воспитание молодёжи. Студенты ТПУ узнали множество фактов о Великой Отечественной войне, прикоснулись к её истории, побывав в местах сражений, в местах, где пали в ожесточенных боях за Родину с немецко-фашистскими оккупантами их земляки, такие же юные политехники, как сейчас студенты отряда «Память».

Про отряд ТПУ «Память» снимали репортажи телекомпании Смоленска, писали в газетах, студентов приглашали на пресс-конференцию в Администрацию Смоленской области, устраивали встречи с ветеранами и представителями местного студенчества.

В 2009 г. Главы Смоленска и Томска подписали соглашение о межмуниципальном сотрудничестве. Соглашение заключено на пять лет. Наши области породнила Великая Отечественная война. И мы, молодёжь ТПУ, и члены Молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество», остаемся верны этой священной памяти.

ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ СТУДЕНТАМИ ИГНД МОЛОДЕЖНОГО ИННОВАЦИОННОГО НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «НЕФТЬИНВЕРТ» И ЗАВОДА СВАРОЧНОЙ ТЕХНИКИ

Г.М. Иванова, доцент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томский политехнический университет получил сегодня статус Национального исследовательского университета ресурсоэффективных технологий. На пути становления ТПУ как университета мирового уровня в новых социально-экономических условиях страны вуз разворачивается сегодня по подготовке специалистов высокой квалификации и концентрации ресурсов ТПУ по цепочке: научно-исследовательская работа → научно-исследовательская – опытно-конструкторская работа → коммерциализация, которые позволят созданию непрерывного цикла – от генерации научных идей до производства наукоемкой инновационной продукции, конкурентноспособной на рынке ресурсоэффективных технологий. И для решения подобных задач необходима всесторонняя поддержка молодых ученых по внедрению студенческих и молодежных инновационных разработок. Это возможно через создания молодежных инновационно-научно-производственных объединений, центров.



Фото 1. Магистрант ИГНД А.В. Кокорин – создатель и директор научно-производственного предприятия ООО «Нефтьинверт», на награждении дипломом Международной выставки «Нефть. Газ. Геология. – 2007»

Примером такого объединения является созданное магистром ИГНД ТПУ Артемом Кокориным молодежное научно-производственное предприятие ООО «Нефтьинверт» и ООО «Томский завод сварочной техники», генеральным директором которого он является. В настоящее время завод имеет представительство в 26 городах России, в том числе в г.г. Москве, Санкт-Петербурге и др.

Магистрант А.В. Кокорин является руководителем научно-исследовательского проекта «Производство высокотехнологичного цифрового сварочного оборудования для бытовых нужд и нужд промышленных предприятий» в рамках проектов, проводимых в конструкторско – технологическом бизнес – инкубаторе

Томской области, находящегося в ведомстве МЭР РФ. Как создавалось такое предприятие? И почему студент А. Кокорин сумел его создать? «Круглый» отличник на протяжении всех лет обучения в вузе, с младших курсов начал заниматься научной работой и до конца учебы занимался исследовательской деятельностью по своей про-

фессии. Сфера его научных интересов – совершенствование и развитие бестраншейных методов прокладки трубопроводных систем транспорта и хранения нефти и газа. Темы научных исследований: «Повышение надежности сварных конструкций трубопроводов на основе применения импульсных источников питания», «Применение инновационной установки воздушно-плазменной резки трубопроводов». Научной деятельностью он занимался и в университете, и в академическом институте – Институте химии нефти СО РАН. А. Кокорин – обладатель патентов, имеет научные публикации. Отличный организатор, творчески одаренный, трудолюбивый, целеустремленный. Эти качества и позволили создать ему действующее предприятие ещё в юные годы. Студентом в 2007г он победил в конкурсе предпринимательских проектов «Бизнес-старт», проводимый Департаментом Предпринимательства и реального сектора экономики Томской области, который позволил получить ему начальный капитал и создать малое молодежное объединение. Затем последовала победа в конкурсе на размещения своего предприятия в конструкторско-технологическом Бизнес – инкубаторе Томской области. Победы научных разработок Инновационного молодежного научно-производственного предприятия, руководимого магистром А. Кокориным, на Международных, Всероссийских и межрегиональных выставках «Нефть. Газ. Геология» - 2007, 2008, 2009гг. (Медаль конкурса «Сибирские Афины» - в номинации «Российское качество»; Диплом конкурса «Сибирские Афины» в номинации «Томский Дебют»; Диплом конкурса «Сибирские Афины» в номинации «Новые научные разработки» и т.д.) позволили молодому руководителю заключать контракты с нефтяными компаниями, находить производственные связи и развиваться. (Фото 1.)

А. Кокорин стал победителем конкурса «Лучший выпускник России» в своей специальности (2009г.) и «Лучшим выпускником мира – 2009» среди выпускников вузов, готовящих специалистов для минерально-сырьевого комплекса. Таков путь к успеху молодого предпринимателя. Томский завод сварочной техники, создателем и генеральным директором которого является магистрант ИГНД ТПУ Артем Кокорин, в настоящее время успешно развивается. В 2009г. руководителем-магистрантом А. В. Кокориным подана заявка научно-производственной компании ООО «Нефтьверт» и ООО «Томский завод сварочной техники» для вступления в особую экономическую зону.

Создание и организация подобных молодежных предприятий сегодня очень сложна с экономической и юридической сторон, а также отсутствия практического опыта организации. Поэтому А. Кокорин выступил с инициативой создания в Томском политехническом университете Центра поддержки молодых ученых, который будет всесторонне сопровождать внедрение студенческих инновационных разработок. Планируется, что Центр будет работать на базе областного Конструкторско-технологического бизнес-инкубатора в качестве продолжения Инновационной образовательной программы вуза. Данная инициатива уже получила предварительное одобрение ректора ТПУ Петра Чубика и в ближайшее время состоится официальное обсуждение возможностей реализации данного проекта. По замыслу организаторов, Центр поддержки молодых ученых будет информировать студентов о возможностях организации бизнеса и воплощения разработок; выполнять представительские функции, в частности, налаживать связи с департаментом предпринимательства и реального сектора экономики администрации Томской области; оказывать помощь по оформлению документов для участия в различных конкурсах на получение грантов, например, «Первый шаг», «Бизнес – старт» и других; осуществлять юридическое сопровождение проектов. Автор идеи Артем Кокорин не сомневается, что Центр поддержки молодых ученых будет востребован, поскольку в настоящее время значительная доля перспективных разработок, на основе которых можно построить успешный бизнес, остаются нерезализованными, так как студенты не знают, с чего начать дело и подсказать и научить их сегодня никто не может.

В свою очередь мы считаем, что это очень важная и актуальная сегодня инициатива А. Кокорина в развитии инновационной деятельности в вузе.

ПРИВЛЕЧЕНИЕ К НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ МЛАДШИХ КУРСОВ ЧЕРЕЗ «КОРОВИНСКИЕ ЧТЕНИЯ» С ЭЛЕМЕНТАМИ ШКОЛЫ-СЕМИНАРА НА БАЗЕ СНИЛ «ФАКЕЛ»

Л. К. Кудряшова, Л. А. Миронова, Ю. Г. Останкова, О. Г. Сунгурова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На всех кафедрах ИГНД студентам – первокурсникам в начале первого семестра читают лекцию «Введение в специальность». Студенты знакомятся: со своей будущей специальностью, с историей кафедры, с преподавателями. В разделе история кафедры студенты узнают о выдающихся ученых и их творческой деятельности, т.е. в каком направлении осуществляется научно-исследовательская работа на кафедре. Особенно важно студентам знать о выпускниках кафедры прошлых лет и их достижениях в науке и на производстве. Эти лекции должны способствовать не только повышению качества учебы, но и привлечению к научно-исследовательской работе студентов младших курсов.

Первыми шагами к научной деятельности студентов – первокурсников могут являться работы, посвященные геологической изученности региона и истории открытия месторождений полезных ископаемых. На кафедре ГРМ ИГНД студентов младших курсов начинают готовить к научной работе с темы, посвященной проблеме происхождения нефти, её актуальности, вопросов современного состояния и степени изученности регионов. Студентов знакомят с научными спорами между сторонниками органической и неорганической теорий происхождения нефти. Современное состояние любой проблемы необходимо начинать с истории изученности проблемы, представлять её в развитии. Такая работа ведется с младшекурсниками в рамках СНИЛ «Факел».

На кафедре ГРНМ ИГНД мероприятия планируются и проводятся в рамках геологические школы - семинары им. профессора М. К. Коровина для студентов младших курсов под девизом: «Творчество юных – шаг в будущее». Студенты гр. 2А570 организовали и провели конференцию, посвященную 125-летию со дня рождения М. К. Коровина. Тема конференции: «М.К. Коровин - геолог- первооткрыватель, творец, первопроходец, педагог». На конференции присутствовали преподаватели и студенты с других кафедр ИГНД. Темы докладов способствуют творческому развитию и разработке научного наследия М. К. Коровина как основоположника нефтегазовой геологии в Западной Сибири. Труды М. К. Коровина создали ему научное бессмертие и в наши дни направляют практику нефтегазовой геологии на открытие новых крупнейших месторождений нефти и газа. Для достижения этой цели на кафедре ГРНМ стала практикой организовывать встречи с выпускниками прошлых лет, которые имеют богатый опыт знаний, стали главными специалистами и руководителями крупных предприятий. Большую помощь в подготовке мощного кадрового потенциала для производства оказывают встречи студентов первокурсников с ветеранами геологии, первооткрывателями месторождений нефти и газа как в Томской области, так и в других регионах России и зарубежных странах. На этих встречах студенты узнают о проблемах на производстве, с какими научными направлениями надо начинать знакомиться со студенческой скамьи, узнают об организации труда, безопасности быта и жизни геолога в полевых условиях.

Помимо проведения студенческих конференций и семинаров, носящих имя М.К. Коровина, организации НИРС на кафедре ГРНМ способствуют экскурсии на производственные и научно-исследовательские предприятия. Стала традиционной для студентов II и III курсов экскурсия на Верх – Тарское нефтяное месторождение в Новосибирской области, где они знакомятся со своей будущей специальностью и определяются с выбором направления научно-исследовательской работы.

Также традиционным для младших курсов стало посещение ежегодной (месяц май) специализированной выставки – конгресса в Технопарке «Геология. Нефть. Газ. Технология». Более 100 предприятий из 25 регионов России представляют свои экспозиции по разделам: добыча нефти и газа, нефтегазопромысловая геология и геофизика. На выставке студенты получают дополнительные знания о предприятиях нефтяной отрасли России и выпускаемой ими продукции. Студенты присутствуют на презентациях разных компаний, рекламирующих технологии, оборудование, программное обеспечение в области исследований нефтяных и газовых скважин. Студентам раздают каталоги, инструкции, проспекты и другие виды реклам на продукцию.

Не менее важной является экскурсия для студентов младших курсов в региональное автоматизированное кернохранилище при ОАО «ТомскНИПИнефть». Автоматизированное кернохранилище построено с учетом лучшего мирового опыта, не имеющее по условиям хранения и технологии эксплуатации аналогов в России. В настоящее время в региональном кернохранилище «ТомскНИПИнефть» хранится керн более 600 скважин почти 200 месторождений и площадей.

Эти ознакомительные экскурсии с будущей специальностью должны: раскрыть значение геологических исследований на разрабатываемом месторождении УВ и в лабораториях НИИ; определиться с выбором направления будущей научно-исследовательской работы, привить студенту уважение и интерес к труду геолога-нефтяника.

Другими, нетрадиционными методами по активизации НИРС можно считать разного вида поощрения студентов младших курсов за активную научную работу. Поощрения в форме командировок на конференции и олимпиады в другие ВУЗы страны. Учитывать НИРС при установлении надбавок к основной стипендии хорошо и отлично успевающим студентам.

Особо следует отметить участие студентов в хоздоговорных и госбюджетных темах. Во первых, студентам финансируется выполняемая научная работа. Во вторых, студенты получают дополнительные знания, учатся грамотно излагать материал и самостоятельно делать выводы, лучше усваивают материал по другим учебным дисциплинам, осваивают новые технологии, которых нет в учебных программах. Научный руководитель более углубленно разъясняет некоторые геологические темы, которые не включены в учебную программу дисциплины, т.к. индивидуально работает с каждым из студентов. В итоге студенты получают хорошее профессиональное образование, участвуют на олимпиадах, конкурсах НИРС и занимают призовые места. В итоге, участвующие в хоздоговорных и госбюджетных научных темах, студенты становятся высококлассными специалистами на производстве. Все перечисленные выше мероприятия мы ежегодно проводим через «Коровинские чтения» для младшекурсников на базе СНИЛ «Факел».

**МНОГОЛЕТНИЙ ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ СТУДЕНТАМИ ИГНД ТПУ ОБЛАСТНЫХ И
УНИВЕРСИТЕТСКИХ СТУДЕНЧЕСКИХ ОЛИМПИАД «ПОДВИГ МОЛОДЕЖИ ПО
СПАСЕНИЮ РОДИНЫ В ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЕ 1941-1945 ГГ.», КАК
ВАЖНЫЙ ФАКТОР ВОСПИТАНИЯ ГРАЖДАНСКОГО САМОСОЗНАНИЯ**

М.П. Любятинская, В.В. Беккер, А.В. Епихин, Т.Ю. Жарова,

Ю.И. Головачева, Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Два чувства дивно близки нам,
В них обретает сердце пищу:
Любовь к родному пепелищу,
Любовь к отеческим гробам.

.....
Животворящая святыня!

Земля была б без них мертва.

А.С. Пушкин

Слова А.С. Пушкина очень точно отражают для нас сегодня самое главное и важное, что было утрачено в последние пятнадцать лет в России – это любовь к своей Родине, к Отечеству. Вызвано это тем, что в последнее десятилетие произошла переоценка ценностных качеств у населения, резко упали нравственные и духовные ценности, особенно в молодежной среде, гражданское самосознание народа упало до минимума. Страну сегодня захлестнула низкопробная масс-культура, особенно американская, ведущая к изменению психологии молодого поколения.

Исторический же опыт человечества свидетельствует о том, что народ лишенный гражданского самосознания, не может защитить ни себя, ни Отечество. В таком случае народ, нация и государства гибнут. На наш взгляд, поднять в будущем Россию с колен, вывести её из кризиса помогут три главных условия: сохранение науки, сохранение интеллектуального потенциала России (т.е. интеллектуальных возможностей молодого поколения) и третье условие – гражданское самосознание населения и, прежде всего, молодежи – будущего России.

В связи с актуальностью решения возникшей в стране проблемы сегодня создана «Государственная программа патриотического воспитания граждан РФ на 2001 – 2005 годы» № 122 от 16.02.01 г. и издан приказ Министерства образования РФ №2207 от 13.06.2002 г. «О создании государственного учреждения Российского центра гражданского и патриотического воспитания детей и молодежи».

Наблюдая деградацию интеллекта и гражданского самосознания молодежи, мы в разные годы начали проводить анонимные социологические опросы у старшеклассников и студентов г. Томска (1993, 1999, 2005 гг.) по теме истории Великой Отечественной войны и о её героях и получили неутешительные результаты. Молодежь ничтожно мало знает о героической борьбе советского народа с фашизмом в 1941-1945 гг. Некоторые молодые люди считают, что немцы дошли до Урала, многие из них не имеют никакого представления: где, кто и когда разгромил фашистскую агрессию. Очень часто молодые люди отвечают, что эта тема их не волнует и не интересует. Национальных Героев Отечества 1941-1945 гг. они не знают. Зою Космодемьянскую, Александра Матросова, Олега Кошевого, Николая Гастелло и других Героев они путают с певцами, учеными, революционерами или вообще ничего сказать о них не могут. На вопрос: «Как Вы оцениваете Победу Советского Союза в Великой Отечественной войне?», как правило, следовал ответ типа: «Как жаль, что немцы нам проиграли, сейчас мы бы пили баварское пиво и жили бы припеваючи, как немцы!» На вопросы: «Какие качества, на ваш взгляд, были присущи молодежи 40-х годов, которые помогли им победить в Великой Отечественной войне? Есть ли эти качества у современной молодежи?» значительная часть опрошенной молодежи отвечала в таком духе: «Качества молодежи 40-х годов – это любовь к Родине, самоотверженность, мужество, честность, преданность народу и Родине, готовность к самопожертвованию, дружба, коллективизм». И почти все они отвечают, что у сегодняшней молодежи этих качеств нет, за исключением небольшого числа молодых людей. В своих ответах они подчёркивают, что сегодня у молодежи иные ценностные ориентации – это рационализм, индивидуализм, меркантильность, и делают вывод: «Если бы сегодня такой мощи удар был обрушен на нашу страну, как в 1941 г., сегодняшняя молодежь не смогла бы защитить Отечество». Это слова и выводы самих молодых, данные сегодня, в юбилей Великой Победы.



Фото 1. Открытие университетского тура олимпиады, 2006 г.

Всё это заставило нас, т.е. студентов, аспирантов, молодых научных сотрудников и преподавателей Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета, начать с 1994 г. ежегодно, по собственной инициативе, организовывать и проводить молодежные олимпиады на тему: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне». Мы нашли единомышленников, которые нас поддержали в 90-е годы – это Городской отдел народного образования г. Томска, администрация ТПУ, руководство военного училища связи, областной и городской советы ветеранов Великой Отечественной войны. Эти олимпиады мы продолжим проводить и сегодня.

С 1994 г. по 1998 г. нам удалось при поддержке областной администрации организовать и провести городские олимпиады-викторины на эту тему среди старшеклассников, учащихся техникумов, профессионально-технических училищ и курсантов военного училища связи г. Томска. С 1996 г. по настоящее время ежегодно мы проводим университетские олимпиады среди студентов ТПУ по данной теме. В 2005 г. – в юбилейном году Великой Победы, мы организовали и провели по данной теме областную олимпиаду среди студентов всех вузов г. Томска. В 2010 г. в 65 – юбилейном году Великой Победы мы вновь организуем университетскую и областную олимпиады «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.».

Все олимпиады по теме: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне» мы начинаем со слов:

«Когда наклоняется знамя над павшими в грозном бою,
Роняет печальное солнце слезу золотую свою.
На свежем высоком кургане у чёрной могильной плиты
В глубоком и скорбном молчанье встают на колени цветы.
А ветер, летящий над чащей, разносит над ширью земной
Наш залп на кургане гремящий как клятва Отчизне родной...»

Олимпиада проводится нами по следующей программе:

1. Подвиг молодежи на фронтах Отечественной войны.
2. Подвиг молодежи в тылу врага (партизанская война и борьба в подполье).
3. Молодежь – Герои Советского Союза.
4. Дети – Герои Советского Союза.
5. Молодежь в тылу страны, и её девиз: «Всё - для фронта, всё - для Победы».
6. Молодые томичи – Герои Советского Союза и Отечественной войны.
7. Политехники – участники и Герои Великой Отечественной войны.
8. Память томичей о Героях Великой Отечественной войны, увековеченная в названии улиц, памятниках и музеях города.

Олимпиада, как правило, проходит в три тура (отборочный, полуфинальный и финальный) по двум номинациям: индивидуальное и командное первенство. В городской олимпиаде старшеклассников по этой теме в 1994 г. участвовало до 27 школ, в ТПУ участвуют студенты всех факультетов, в полуфинал выходит от 250 – 300 студентов, в финал отбирается до 30-35 студентов в составе команд пяти лучших факультетов. В 2005 г. в областной олимпиаде участвовало до 100 студентов из шести вузов г. Томска и проходила она по трем номинациям: интеллектуальной (конкурс эрудитов), литературной и музыкально-поэтической.

В процессе подготовки к полуфиналу и финалу для участников олимпиады и всех желающих студентов обычно мы проводим лекторий с демонстрацией документальных и художественных фильмов о Великой Отечественной войне. С этой целью нами создана фильмотека по теме Великой Отечественной войны и о её Героях.

Заключительный финал интеллектуального конкурса олимпиады – это уже открытое соревнование команд факультетов или вузов, вошедших в финал. Происходит конкурс команд на сцене, в зале присутствуют болельщики и группы поддержки. Финал – это одновременно эмоциональное и музыкально-художественное представление.



Фото 2. Конкурс команд факультетов в интеллектуальной номинации университетской олимпиады. 2009 г.



Фото 3. Соревнуются участники музыкально-поэтической номинации областной олимпиады, 2005 г.



Фото 4. Конкурс капитанов в университетской олимпиаде, 2004 г.

Команды эрудитов соревнуются здесь и в музыкальных, и стихотворных, и устных, и письменных конкурсах. Конкурс, в зависимости от вопроса, сопровождается музыкой, стихами, видеоизображениями из фильмов, документами, фотографиями и интересными фактами. Идут конкурсы капитанов команд-участников и групп поддержки.

Сценарий финала составлен так, чтобы увлечь, заинтересовать и дать много новой интересной информации, как участникам, так и болельщикам, заставить их сопереживать и гордиться поколением молодежи 40-х годов. Мы стремимся, чтобы участники олимпиады сохранили в памяти бессмертный подвиг своих сверстников, отдавших свои жизни за нас с Вами, и это нам удастся. В заключение финала звучит печальная траурная мелодия Шумана «Грезы». Ведущий юноша под торжественную музыку читает «Реквием» Р. Рождественского:

«Помните! Через года, через века – помните!
О тех, кто уже не придет никогда – помните!
Не плачьте, в горле сдержите стоны, горькие стоны.
Памяти павших будьте достойны! Вечно достойны!»

Под траурную музыку и стихи, сменяя друг друга, с экрана на участников олимпиады смотрят юные



Фото 5. Аспирант ИГНД ТПУ С.Ф. Федоров вручает цветы ветеранам Великой Отечественной войны на финале олимпиады, 2004 г.



Фото 6. Награду за первое место в личном первенстве университетской олимпиады получает студент ИГНД ТПУ А.В. Епихин 2009 г.

прекрасные одухотворенные лица молодых Героев Советского Союза, лица молодого поколения бессмертных, потому что бессмертными стали их подвиги. В завершении олимпиады – минута молчания в память о Героях, отдавших жизни за Родину, за нас с Вами. Присутствующим ветеранам войны студенты-участники вручают цветы, у многих ветеранов появляются слезы. Так, заканчивается финал олимпиады. Победитель в индивидуальном первенстве награждается бесплатной поездкой в город-Герой. Победителям финала вручаются дипломы и призы в праздничной и торжественной обстановке в Международном Культурном Центре ТПУ и в Актовом зале главного корпуса ТПУ, а потом все участники команд-финалистов с молодыми организаторами, с врученными им тортами, направляются пить чай и делиться впечатлениями.

Положительным в олимпиаде является то, что большую роль в её организации и проведении играет молодежь – студенты, аспиранты, молодые научные сотрудники ИГНД ТПУ. Они – ведущие на сцене, они компьютеризировали весь сценарий финала, создали музыкальные и световые эффекты, сами технически обслуживают олимпиаду, готовят памятные подарки и призы, ведут судейство и секретариат, проверяют и оценивают отборочные работы участников.

Эти ребята – настоящие патриоты, замечательные и увлеченные люди. Это аспиранты ИГНД ТПУ: С.Ф. Федоров, М.П. Любятинская, Т.Н. Игнатьева, А.В. Таловская, Е.Ю. Пасечник, эксперт ИСР В.В. Беккер, доцент ИГНД М.В. Шалдыбин, инженер ИГНД Л.Д. Власкина, студенты ИГНД – О.В. Нагорная, С.Г. Телякова, Л.В. Заморовская, А.В. Епихин, Т.Ю. Жарова, Е.С. Зеленова, Ю.И. Головачева, Е.В. Филимонок, Л.А. Миронова и другие. Некоторые из них стояли у истоков организации таких олимпиад ещё в 90-е годы. Руководят ими ветераны войны и труда: доцент ИГНД Г.М. Иванова, ветераны Великой Отечественной войны – орденосцы, ушедшие добровольцами на фронт в 16-17 лет, доцент Е.С. Коготкова и В.Н. Сулова.



Фото 7. Команда ТПУ после награждения в областном интеллектуальном конкурсе эрудитов. 2005 г.

На базе участников и молодежного оргкомитета этих олимпиад в настоящее время создан Молодежный патриотический центр ТПУ «Отечество».

Сегодня идет борьба за душу каждого молодого человека. Удается ли нам это сделать? От этого зависит будущее России. Перед памятью погибших мы должны сделать так, чтобы подвиг победителей никогда не был забыт, и память о них передавалась от поколения к поколению. Это память должна быть вечной! Так мы видим свой гражданский долг и пытаемся поднять за собой лучшую часть думающей и совестью молодежи. Сегодня идет сражение за душу молодых и проиграть его никак нельзя, в этом залог будущего России.

ОПЫТ СТУДЕНЧЕСКОГО САМОУПРАВЛЕНИЯ МОЛОДЕЖНО-ПАТРИОТИЧЕСКОГО ЦЕНТРА ТПУ «ОТЕЧЕСТВО» ИГНД ТПУ В РАБОТЕ ПО НРАВСТВЕННОМУ ВОСПИТАНИЮ МОЛОДЕЖИ В НОВЫХ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ РОССИИ

М.П. Любятинская, ассистент

Научный руководитель доцент Г.М. Иванова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск Россия

Пусть работой вашей руководит
любовь к Отечеству.

Л. Леонов

В истории любого народа и государства, а значит и в судьбе каждого человека самое главное и важное – это любовь к своей Родине, к Отечеству.

В тяжелые 90-е годы в стране с разрушением Советского Союза произошла переоценка основных человеческих, нравственных и гражданских ценностей. Отношение к Национальным Героям страны и событиям Великой Отечественной войны стало приобретать негативные формы, особенно в средствах массовой информации. Патриотически настроенная молодежь ТПУ, ветераны Великой Отечественной войны в этот период стали вести активную патриотическую работу среди молодежи г. Томска (среди школьников, учащихся техникумов, студентов). Эту активную патриотическую деятельность молодежь продолжает вести с 1991 г. и по настоящее время. На основе этой активной патриотически настроенной молодежи в 2004 г. был создан Молодежно-патриотический Центр ТПУ «Отечество». Своей деятельностью мы пытаемся разбудить в молодежи память и благодарность к поколению военной поры, гордость за свое Отечество.

МПЦ ТПУ «Отечество» создан в целях развития комплексного патриотического и духовно-нравственного воспитания детей и молодежи, способных к общественно-политической деятельности и защите государственных и национальных интересов своей Родины.

Задачами МПЦ ТПУ «Отечество» являются следующие:

- формирование у молодежи активной жизненной позиции, гражданских и нравственных качеств, готовности к участию в общественно-полезной деятельности и защите национальных и государственных интересов Родины;
- развитие многовековых духовных традиций Отечества, утверждение среди молодежи идеалов высокой нравственности и гуманизма, сохранение и преумножение национального, культурного и духовного наследия своей страны;
- формирование сознания детей и молодежи на основе культурно-исторических, нравственных ценностей и роли России в судьбах мира и развитии человеческой цивилизации, сохранения и развития чувства гордости за свою Родину;
- воспитание уважения к многонациональным культурам народов России, развитие чувства дружбы между народами;
- воспитание детей и молодежи в духе сохранения лучших традиций и уважения к старшему поколению, воспитание их в духе преданности и любви к своему Отечеству и своему народу.

МПЦ ТПУ «Отечество» имеет свой Устав, программу и план действий.

В нашем коллективе собрались единомышленники, увлеченные молодые люди – это студенты, аспиранты, молодые специалисты и преподаватели ТПУ. В основном это молодежь ИГНД ТПУ. Это дружный, спаянный коллектив. Организация работы МПЦ «Отечество» построена на основе самоуправления. Структура организации МПЦ ТПУ «Отечество» представлена на рисунке 1.



Рис. 1 Структура МПЦ ТПУ «Отечество»

Во
Центра
Совет

главе
стоит
МПЦ ТПУ

«Отечество», который планирует и организует всю работу. Структура Совета МПЦ ТПУ «Отечество» представлена на рисунке 2. Из структуры видно, что во главе центра находится научный руководитель МПЦ ТПУ



Рис. 2 Структура Совета МПЦ ТПУ «Отечество»

«Отечество» (Г.М. Иванова, доцент, руководитель организации НИРСиМУ ИГНД ТПУ), и председатель Центра – М.П. Любятинская, ассистент ИГНД ТПУ, и зам. председателя Центра В.В. Беккер, эксперт ТПУ.

Направление деятельности МПЦ «Отечество» многообразно. **Основные научно-исторические направления деятельности МПЦ ТПУ «Отечество»:**

- I. Ратная слава России в ее тысячелетней истории.
 - II. Вклад России в мировую цивилизацию.
 - III. Подвиг советского народа по спасению мировой цивилизации и человечества от фашизма, в защите Родины в Великой Отечественной войне 1941 – 1945 г.г.
 - IV. Вклад Томского политехнического университета в научно-техническое развитие страны.
 - V. Подвиг томских политехников в борьбе с фашистскими захватчиками в Великой Отечественной войне
- Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» осуществляет и проводит следующие мероприятия:

1. Социологические исследования и анализ отношения молодежи к событиям и Героям Великой Отечественной войны. Видя, как в настоящее время происходит деградация интеллекта и гражданского самосознания молодежи, мы, группа студентов и аспирантов ИГНД ТПУ, в разные годы провели анонимные социологические опросы у старшеклассников и студентов г. Томска (1993, 1999, 2005, 2008 гг.) по теме истории Великой Отечественной войны и о её Героях и получили неутешительные результаты. Молодежь ничтожно мало знает о героической борьбе советского народа с фашизмом в 1941-1945 гг. В 2008 г. весной был проведен социологический опрос по темам: 1. «Отношение современной молодежи к Родине» (150 респондентов). 2. «Что знает современная молодежь о Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.» (100 опрошенных). По сравнению с 1993 г. «лед тронулся» в положительную сторону, но проблема: молодежь и патриотизм в современной России продолжает оставаться актуальной и нерешенной.

Всё это заставило нас, т.е. студентов, аспирантов, молодых научных сотрудников и преподавателей Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета, начать с 1994 г. ежегодно, по собственной инициативе, вести просветительскую деятельность о событиях Великой Отечественной войны 1941-1945 гг. в молодежной среде.

2. Организация и проведение олимпиад «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.». Олимпиада проводится:

- среди школьников,
- университетская студенческая (рисунок 3),
- областная студенческая (рисунки 4, 5).

Вот уже на протяжении 16 лет (с 1994 г.) организуется и проводится олимпиада на тему: «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг.». В начале (с 1994 – 1998 гг.) городская олимпиада-викторина проводилась среди старшеклассников, учащихся техникумов, профессионально-технических училищ г. Томска и курсантов Томского военного училища связи. С 1996 г. и по настоящее время мы ежегодно стали проводить университетские олимпиады среди студентов ТПУ по данной теме.



Рис. 3 Команда победителей ИГНД в университетской олимпиаде (2008 г., 2009 г.)



Рис. 4 Абсолютный победитель – студент ИГНД А. Епихин и команда-победитель ИГНД в Областной олимпиаде (2009 г.)

В юбилейном 60-летнем году Великой Победы (2005 г.), мы организовали и провели по данной теме областную олимпиаду среди студентов всех вузов г. Томска. В тот год олимпиада была проведена по трем номинациям: интеллектуальной (конкурс-эрудитов), музыкально-поэтической и литературной. С тех пор, ежегодно, по настоящее время мы проводим областные олимпиады по данной теме.



Рис. 5 Организаторы Областной олимпиады – члены МПЦ «Отечество» за работой (2008 г.)

3. Организация и проведение университетского творческого конкурса «Подвиг Героя бессмертен!» в форме «коллаж». В канун государственного праздника Дня Героя Отечества – 9 декабря мы организуем и проводим конкурс «Подвиг Героя бессмертен!». Конкурс проходит под девизом: «Пусть ты умер, но в песне смелых и сильных духом, всегда ты будешь живым примером, призывом гордым к свободе, свету!» (М. Горький). Конкурс проводится в виде соревнования работ, выполненных в жанре «коллаж» на формате А1. Программа конкурса состоит из следующих направлений:

- ✓ Молодые Герои Советского Союза – Национальные Герои страны, Герои Великой Отечественной войны;
- ✓ Национальные Герои страны, послужившие примером героизма и воспитавшие своим примером будущих Героев Советского Союза;
- ✓ Национальные Герои России прошлых веков.

По итогам конкурса происходит торжественное награждение победителей (рисунок 6).

Лучшие работы, отобранные конкурсной комиссией, представляются на университетской выставке в научно-технической библиотеке и в институтах и факультетах ТПУ.



Рисунок 6 – Награждение абсолютного победителя – студента ИГНД Д. Зайцевой и команды – победителя ИГНД в университетском конкурсе «Подвиг Героя бессмертен!» (2010 г.)

4. Организация и проведение городской конференции «И помнит вся Россия про день Бородина». В преддверии 200-летия Великой Победы 1812 г. МПЦ ТПУ «Отечество» совместно с Областным Советом ветеранов войны и Кадетским корпусом г. Томска организовали и провели городскую конференцию для школьников, кадетов и студентов г. Томска. Конференция проходила в стенах кадетского корпуса.

На конференции были озвучены не только доклады по данной теме, но были представлены творческие выступления Томского пехотного полка и студентов ТПУ. В программе конференции также была проведена выставка работ студентов ТПУ на тему: «Отечественная война 1812 г.» и экскурсия по музею Кадетского корпуса.



Рис. 7 Организаторы и участники городской конференции «И помнит вся Россия про день Бородину» (2009 г.)

5. Организация и проведение литературного заочного конкурса научных работ по теме истории Великой Отечественной войны. Литературный заочный конкурс проходит совместно с газетой ТПУ «За кадры» по следующим темам:

- Подвиг молодых Героев в Великой Отечественной войне.
- Подвиги защитников городов-Героев в Великой Отечественной войне 1941-1945 г.г.

В своей деятельности мы активно сотрудничаем с газетой ТПУ «За кадры», стремясь не только довести результаты своей деятельности до общественности, но и охватить как можно больше участников, проводя в газете различные конкурсы. Лучшие студенческие работы в виде статей мы публикуем в газете.



Рис. 8 Победители в университетском литературном конкурсе по теме: «Защитники городов-Героев (2008 г.)» - студенты ИГНД:
А. Епихин, Ю. Головачева, А. Писарев

6. Лекторий и демонстрация документальных и художественных фильмов. Молодежно-патриотический Центр ТПУ «Отечество» проводит лекторий и демонстрацию фильмов по истории России и Великой Отечественной войне. Вот уже на протяжении 16 лет в Томском политехническом университете проводится эта работа. Приглашаются к участию все студенты и сотрудники ТПУ.

7. Создание и деятельность студенческого отряда «Память». Группа студентов МПЦ ТПУ «Отечество» создала отряд «Память» с целью восстановления памятников и мемориала погибшим воинам – политехникам по защите Москвы – столицы нашей Родины. В августе 2008 г. при поддержке администрации ТПУ студенты отряда посетили места боев томской 166-ой стрелковой дивизии под Смоленском и поработали на братских захоронениях воинов этой дивизии, в составе которой сражались и погибли воины-политехники. Студенты привели в порядок мемориальный комплекс, посвященный погибшим бойцам томской 166-ой дивизии и построенный на средства ТПУ силами студентов Томского политехнического университета. Предварительно студенты МПЦ «Отечество» поработали в музеях, изучили боевой путь дивизии, составили презентацию о воинах дивизии и их

подвиге, передали подарки, музейные материалы школьникам и администрации с. Верховья (место захоронения томских политехников и воинов-томичей). В 2009 г. отряд «Память» вновь выезжал в с. Верховье, где продолжил восстановительные работы на братских могилах политехников.

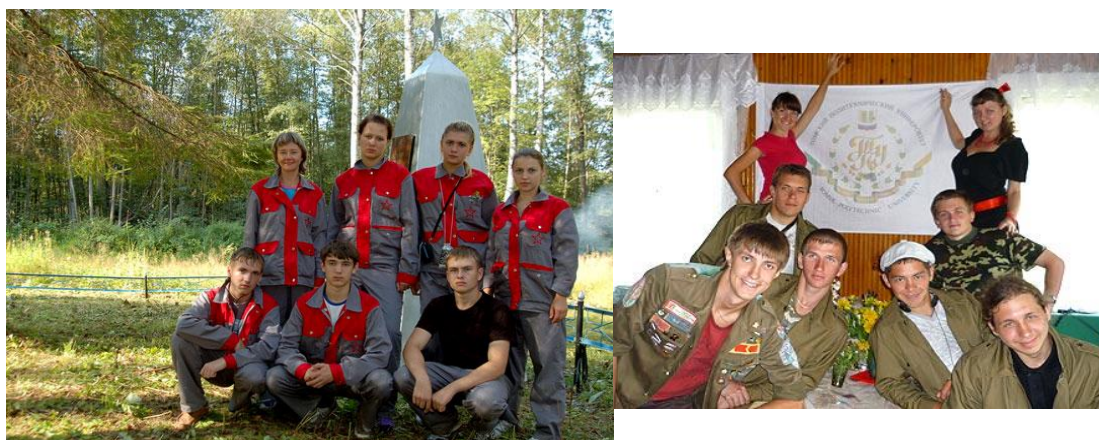


Рис. 9 Студенческий отряд «Память» (2008 г., 2009 г.)

8. Сбор материалов по истории военных действий томской 166-ой дивизии. Членами МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» ведется изучение и сбор информации о томской 166-ой стрелковой дивизии, изучается материал на месте боев и в местных музеях г. Томска, а также в музее Смоленской области (с. Верховье) и в г. Смоленске.

9. Организация и проведение выставок коллажей по Героям разных времен России. Вот уже второй год подряд проходит выставка коллажей студентов на тему: «Подвиг Героя бессмертен!», посвященная Дню Героев Отечества. Выставка проходит в Научно-технической библиотеке ТПУ, где все желающие, посредством таких работ, могут ознакомиться не только с действительным материалом о тех или иных Героях, но и проникнуться патриотическими чувствами и идеями, которые хотели передать и донести до нас студенты – авторы работ. Выставка сделана передвижной и может выставляться на факультетах и институтах ТПУ.

10. Проведение «Уроков мужества» со студентами ТПУ. Молодежно-патриотический Центр ТПУ «Отечество» периодически проводит «Уроки мужества» со студентами Томского политехнического университета. На таких уроках члены МПЦ «Отечество» рассказывают о своей деятельности и деятельности студенческого отряда «Память», показывают фильмы о проделанной работе, презентации, демонстрируют новые привезенные исторические экспонаты, устраивают встречи с участниками и свидетелями Великой Отечественной войны.



Рис. 10 Ветеран Великой Отечественной войны – Е.С. Козоткова за беседой со студентами ТПУ на творческом конкурсе коллажей, посвященном Дню защитника Отечества (2008 г.)

11. Работа с кураторами и старостатом по проведению патриотических мероприятий в ТПУ. Молодежно-патриотический Центр ТПУ «Отечество» ведет постоянную совместную работу со старостатом, с историками и военной кафедрой ТПУ, сообщает кураторам о патриотических мероприятиях, которые проходят в Томском политехническом университете.

12. Сбор материала по Великой Отечественной войне в музеях страны. Членами МПЦ ТПУ «Отечество», а также участниками различных мероприятий, проводимых Центром, периодически проводится сбор информации и материалов по теме: «Великая Отечественная война 1941-1945 гг.» в музеях страны. Например, это музеи в г. Санкт-Петербурге (г. Ленинграде), г. Волгограде (г. Сталинграде), г. Москве.

13. Проведение встреч и оказание помощи ветеранам Великой Отечественной войны. Члены МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» организуют и проводят беседы с ветеранами Великой Отечественной войны, оказывают им помощь разного характера, разносят подарки и поздравления по домам больным и беспомощным ветеранам, оказывают им помощь.

14. Сотрудничество с ветеранскими областными, городскими и университетскими организациями, с Администрацией Томской области и г. Томска, Администрацией Томского политехнического университета и других вузов и школ, с Томским военным училищем связи, с Томским военно-медицинским институтом и с Томским кадетским корпусом.

Члены МПЦ ТПУ «Отечество» и отряда «Память» поддерживают связь с Томским Областным Советом ветеранов войны, вооруженных сил и правоохранительных органов, с Городским Советом ветеранов войны и правоохранительных органов, с Советом ветеранов войны и труда Томского политехнического университета. В своей деятельности Центр опирается на отдел по воспитательной и социальной работы ТПУ. Помощь в этой работе Центру всегда оказывает Администрация ТПУ.



Рис. 11 Организаторы и участники университетской олимпиады, 2004 г. Члены Молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество», сидят (слева направо): М.П. Любятинская, аспирант ИГНД; доценты: В.Н. Сулова, Г.М. Иванова, Е.С. Коготкова; аспирант ИГНД М.А. Соколова; студент Л.Д. Пепеляева; второй ряд стоят (слева направо): ст. преподаватель ИГНД М.В. Шалдыбин; студенты ИГНД: С.Г. Телякова, А.В. Таловская; второй ряд, стоят (справа налево) – аспирант ИГНД С.Ф. Федоров; студенты ЭЛТИ А.Г. Павлюченко, И.М. Наумов, В.Н. Портнов

15. Использование электронных средств массовой информации для работы с молодежью по патриотическому воспитанию. В структуре ТПУ в Интернете есть сайт-страница, на которой дается информирование студентов о предстоящих мероприятиях в рамках деятельности Центра. Сегодня, в период, когда всемирная паутина настолько захлестнула человечество, когда практически каждый не мыслит своей жизни без такого информационного источника, как интернет и молодежь проводит достаточно длительное время в сети, когда интернет является практически одним из основных источников информирования, необходимо использовать этот источник информации. В настоящее время мы формируем свой самостоятельный сайт в интернете, в котором Молодежно-патриотический центр ТПУ «Отечество» наиболее полно будет информировать не только о своей деятельности, но и рассказывать о Героях, подвигах, битвах Великой Отечественной войны, вести гостевую книгу об отзывах, замечаниях, пожеланиях; представлять уникальные материалы о Героях и Подвигах нашей страны, материалы, которые мы собираем по крупицам и которые весьма тяжело найти, не работая в архивах, музеях,

в библиотеках, но которые несут высокий нравственный заряд, позволяя задуматься о своих поступках и делах, о своей стране и её судьбе.

Особенность работы МПЦ ТПУ «Отечество» в том, что он создан по инициативе молодежи, что молодежь сама организует эту работу по принципу самоуправления и лишь научный руководитель – это единственный представитель старшего поколения и соучастник Великой Отечественной войны.

Многие предшественники и основатели Молодежно-патриотического центра ТПУ «Отечество», занимающиеся ранее активной патриотической деятельностью, в настоящее время, окончив ТПУ, разъехались по разным городам и странам, стали специалистами (например, на Кольской атомной электростанции), докторами (например, в Индии), но все они до сих пор поддерживают связь с Центром и помогают нам, а некоторые продолжают эту деятельность в своих городах.

Работать с молодежью в патриотическом направлении сегодня непросто, а порой даже очень тяжело. Подобная работа отнимает у нас, организаторов, порою много душевных и нервных сил. Но, мы уверены, не смотря на то, что это очень тяжелый труд, необходимо бороться за душу каждого молодого человека. И мы убеждены, что примеры подвигов Героев прошлых лет, как нельзя удачно показывают молодому поколению пример истинного патриотизма, любви к Родине и целеустремленности сильных личностей, что позволяет, в свою очередь, сформировать более осмысленное отношение к жизни и ответственность за свои поступки и у сегодняшней молодежи. Сегодня идет сражение за душу молодых и проиграть его никак нельзя, в этом залог будущего России.

ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ МОЛОДЕЖНОГО ИННОВАЦИОННОГО НАУЧНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ «UNION PETROLEUM UP»

В ТЕСНОЙ СВЯЗИ С АКАДЕМИЧЕСКОЙ НАУКОЙ

Е.Л. Мещерякова, С.В. Онучин

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В 2006 году на базе Томского политехнического университета и Института химии нефти СО РАН был создан Инновационный научно-образовательный Центр (ИНОЦ) «Union Petroleum UP» в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Главные задачи ИНОЦ – развитие современных образовательных технологий и привлечение к научной работе студентов. Для того, чтобы проводить обучение современным дисциплинам недостаточно замыкаться в рамках одной узкой специализации, обозначенной в учебном плане. Современный специалист-нефтяник обязан быть компетентным в целом комплексе дисциплин и вопросов.

Интенсивная компьютеризация нефтегазодобывающих предприятий, развитие и внедрение постоянно-действующих геолого-технологических моделей месторождений требуют подготовки молодых специалистов высшей квалификации, всесторонне эрудированных в области математического моделирования, геологии недр, техники и технологии добычи углеводородов, экологии, менеджмента и инновационной деятельности. Подготовка таких специалистов возможна только на основе интеграции научных, инновационных и образовательных организаций.

Такая программа подготовки реализуется благодаря совместной работе ряда высококвалифицированных специалистов-преподавателей - от ТПУ 1 профессор, доктор наук, 11 доцентов, кандидатов наук, 2 старших преподавателя, 2 ассистента, 3 аспиранта; от института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) – 2 профессора, доктора наук, 1 ведущий научный сотрудник, кандидат химических наук, 4 старших научных сотрудников, кандидатов наук, 2 научных сотрудника, кандидаты наук, 7 аспирантов, 9 научных и младших научных сотрудников.

Кадровый потенциал полностью соответствует поставленным и решаемым задачам Научно-образовательного Центра. Все привлеченные к деятельности Научно-образовательного Центра преподаватели и научные сотрудники являются прямыми специалистами в области геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений. Высокая квалификация участников работы в Центре подтверждается достаточным количеством публикаций по тематике Центра, ведением хозяйственных и госбюджетных НИР, активным участием в региональных и международных научно-практических конференциях. Научная специализация участников-преподавателей охватывает весь диапазон дисциплин и научных направлений в области геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений – от поиска залежей углеводородов до эксплуатации скважин и повышения нефтеотдачи пластов.

Кроме того, к работе в Центре привлечены на конкурсной основе 35 студентов Института геологии и нефтегазового дела ТПУ. Условиями конкурсного отбора являлись успеваемость в учебе, наличие у студента конкретной темы научных исследований, участие в работе студенческих научных конференций, конкурсах различного ранга. В основном, к работе в Центре были привлечены студенты 3 курса, что обеспечивает их дальнейшую достаточно продолжительную работу в Центре: для инженеров – 2 года, для магистрантов – 3 года. Высокий качественный уровень контингента студентов в научно-образовательном центре подтверждается успешной сдачей весенней сессии и их активным участием в научных конференциях и семинарах.

Для осуществления руководства Инновационным Научно – образовательным Центром были разработаны и утверждены структура и функции органов управления, были созданы органы управления деятельностью Инновационным Научно – образовательным Центром, Положение о Научно-образовательном Центре, а также утверждены планы деятельности Инновационного Научно – образовательного Центра и его органов управления (Дирекция, Совет ИНОЦ и Совет молодых ученых).

В рамках образовательного направления на базе Центра сотрудниками и докторантами Института химии нефти СО РАН были прочитаны лекции для студентов. Также сотрудниками и докторантами Института химии нефти СО РАН было осуществлено руководство учебно-исследовательской работой студентов, консультирование по дипломным работам, проведение производственной и преддипломной практик. Студенты в рамках деятельности ИНОЦ имеют возможность факультативно изучать учебные курсы, не предусмотренные учебными планами, в частности, методы математического моделирования разработки месторождений, современные программные продукты геологического и фильтрационного моделирования, современные методы повышения нефтеотдачи пластов. Кроме того, в рамках функционирования ИНОЦ были организованы и проведены экскурсии на Верхтарское нефтяное месторождение, в лабораторию химического анализа Института химии нефти для ознакомления с современным оборудованием и методиками и в минералогический музей Томского государственного университета.

В рамках совместной учебно-методической деятельности ТПУ и ИХН СО РАН, были разработаны учебные программы по дисциплинам - «Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа»; «Теоретические основы поиска и разведки нефти и газа»; «Геология и геохимия нефти и газа»; «Химия нефти», подготовлены и изданы учебные пособия: «Исследование керна нефтегазовых скважин»; «Литология»; «Эксплуатация нефтяных и газовых скважин», а также другие учебно-методические материалы.

Необходимо отметить, что привлечение к учебной деятельности работников, докторантов и аспирантов института химии нефти СО РАН обеспечивает разработку новых систем, методов и форм образовательной деятельности в рамках научно-образовательного Центра, совмещающих предоставление базовых знаний с изучением новых экспериментальных и теоретических методик исследования геологического строения залежей и повышения нефтеотдачи пластов, приводящих к выходу научно-образовательной системы на новый качественный уровень.

Научно-исследовательская деятельность проводится по двум направлениям, в которых принимают непосредственное участие студенты и аспиранты Научно-образовательного Центра: НИР, направленная на научно-организационное, методическое и техническое обеспечение организации и развития научно-образовательного центра в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и НИР по тематике, связанной с подготовкой специалистов по нефтегазовому делу.

В рамках Инновационного Научно – образовательного Центра проводятся научно-исследовательские работы по следующим темам: «Исследование и разработка проблем научно-методического и учебно-методического обеспечения подготовки специалистов в области разработки полезных ископаемых», «Геологическое строение и нефтегазоносность слабоизученных районов Томской области», «Пространственные закономерности в составе нефтей среднеюрского комплекса Западной Сибири».

В выполнении НИР по указанным темам принимают участие всего 19 сотрудников, в том числе 2 профессора, 5 доцентов ТПУ, 1 доктор наук, 7 кандидатов наук, 4 научных сотрудника ИХН СО РАН.

Всего в выполнении указанных НИР принимают участие 2 докторанта и 10 аспирантов (7 аспирантов из ИХН СО РАН, 3 аспиранта из ТПУ и 35 студентов из ИГНД ТПУ).

Совместное выполнение научно-исследовательских работ обеспечивает эффективную интеграцию потенциала ИХН СО РАН и ТПУ, а также привлекаемых к данным НИР инновационных структур, получение новых научных знаний и использование их в учебном процессе, повышение актуальности и качества выпускных квалификационных работ, что, в конечном итоге должно привести к формированию современной инфраструктуры образования и науки.

Синергетический эффект в деятельности Центра обеспечивается комплексом мероприятий, направленных на развитие и поощрение (в том числе и материальное) инициативы у студентов в научных исследованиях и их стремления к повышению уровня своего образования. Одним из таких мероприятий явилось создание в Научно-образовательном Центре Совета молодых ученых. Состав Совета молодых ученых и его председатель выбраны общим собранием студентов. Разработан план работы Совета молодых ученых. Эффективность деятельности Совета проявилась уже на начальном этапе работы Инновационного Научно – образовательного Центра. Совет самостоятельно контролирует работу студентов в Центре, организует проведение занятий на экспериментальной базе ИХН СО РАН, организует оформление и подачу статей на конференции, работ на конкурсы и проводит другие мероприятия.

В связи со сказанным выше, функционирование Инновационного Научно – образовательного Центра «Union Petroleum UP», сконцентрированное на проведении научных исследований и подготовке специалистов по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений высшей квалификации является чрезвычайно актуальным.

**ОРГАНИЗАЦИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ И ТВОРЧЕСКОЙ РАБОТЫ
СТУДЕНТОВ ЮТИ ТПУ И ШКОЛЬНИКОВ Г. ЮРГИ В ЮРГИНСКОМ МОЛОДЕЖНОМ
ВОЕННО-ПАТРИОТИЧЕСКОМ ЦЕНТРЕ «ЗВЕЗДА» ВСЕРОССИЙСКОЙ ОБЩЕСТВЕННОЙ
ОРГАНИЗАЦИИ ВЕТЕРАНОВ «БОЕВОЕ БРАТСТВО»**

В.А. Пономарёв, доцент

*Юргинский технологический институт-филиал Томского политехнического университета,
г.Юрга, Россия*

Научно-исследовательская работа – неотъемлемая часть работы членов Молодёжного центра «Звезда».

14 сентября 2003 г. был создан Военно-исторический клуб «Звезда» при кафедре гуманитарного образования Юргинского Филиала Томского политехнического университета.

С этого времени члены клуба активно участвовали в различных городских, региональных, всероссийских и международных научно-практических, военно-исторических конференциях студентов и учащейся молодёжи.

На базе клуба было создано несколько молодёжных военно-патриотических организаций, объединённых общей задачей: занятие научно-исследовательской и военно-патриотической работой.

14 сентября 2007 г. был образован Юргинский молодёжный центр военно-патриотической работы «Звезда» (Начальник центра – доцент кафедры гуманитарного образования и иностранных языков ЮТИ ТПУ В.А. Пономарёв). Формы деятельности Центра «Звезда» многогранны.

Основное время и внимание в организации уделяется работе с архивными документами в архивных учреждениях, музеях (в частности, были совершены несколько поездок в г. Кемерово в областной краеведческий музей и многократно посещали Краеведческий музей г. Юрги, где работали с архивными документами), предприятиях и организациях, с художественной и научной литературой, газетами, журналами, кино- и фотодокументами.

Пользование материалами из Интернета – неотъемлемая часть научно-исследовательской работы.

Бесценный эксклюзивный материал члены организации накапливают, непосредственно общаясь с ветеранами Великой Отечественной войны, трудового фронта, ветеранами локальных войн и военных конфликтов.

Студенты и школьники готовят презентации, пишут тезисы к докладам, статьи на различные темы и озвучивают их на конференциях и семинарах. Ежегодно лучшие студенческие работы отправляются на конкурс в ТПУ.

В Юргинском технологическом институте (филиал) Томского политехнического университета, начиная с 2005 г., ежегодно проводится Региональная научно-практическая военно-историческая конференция с международным участием «Салют, Победа!», в которой участвуют в качестве помощников организатора и непосредственно докладчиками члены Молодёжного центра «Звезда». В ЮТИ ТПУ ежегодно проводится Всероссийская научно-практическая конференция «Российские модели образования и их интеграция в мировое образовательное пространство: прошлое и настоящее», в которой также участвуют воспитанники Молодёжного Центра. Члены Центра также участвовали в подготовке, проведении и выступали с докладами на I-й и II-й городской научно-практической конференции по проблемам наркомании среди молодёжи (ЮТИ ТПУ).

Публикация статей по краеведению и на военно-историческую тематику в местных средствах массовой информации (газетах) – одна из форм работы Центра «Звезда».

Студенты ЮТИ ТПУ – члены организации неоднократно участвовали в военно-исторических олимпиадах и других мероприятиях проводимых в Томском политехническом университете, в том числе в межвузовских олимпиадах по Отечественной истории. В частности, они участвовали в XIII региональной студенческой олимпиаде по Отечественной истории «Ратная слава России» в Томском политехническом университете (Епифанцев, Матрошилов – будучи слушателями военной кафедры ТПУ).

Выступали они с докладом во Всероссийской научно-практической конференции «65-летие Сталинградской битвы и Кемеровской области» в Кемеровском государственном университете (Пономарёв, Епифанцев), а также – во Всероссийской научно-практической конференции в Кемеровском филиале Омской академии МВД. Студенты-члены Центра «Звезда» приняли участие в Кемеровском областном конкурсе творческих работ «Нас связала молодость», посвящённом 90-летию ВЛКСМ: К.В. Епифанцев, О.Ю. Вербицкая – получили дипломы.

В 2008 г. Центром «Звезда» получен ГРАНТ Губернатора Кемеровской области на поддержку социально значимых проектов студентов.

Неоднократно члены Центра «Звезда» участвовали в работе Молодёжного Форума в г. Северске (Томская обл.), где получили диплом Гран-при за презентацию Молодёжной организации и её работы по военно-патриотическому воспитанию молодёжи. Студенты Центра совершали поездки в г. Кемерово в Союз писателей Кузбасса на встречу с молодёжной студией «Свой голос», а также посетили Мемориал воинам, погибшим в локальных войнах и военных конфликтах. Активно они участвуют также в городских конкурсах чтецов. В частности, они выступали со своими произведениями и получили дипломы за призовые места. Кроме того, они участвовали в V Региональных поэтических и прозаических чтениях-конкурсе в Кузбасском областном педагогическом институте имени Н. Голянской (г. Ленинск-Кузнецкий). Члены Центра «Звезда» приняли также участие в конференции: 1-е духовно-исторические чтения памяти равноапостольных Кирилла и Мефодия, где выступили с докладом о жизни и деятельности великих русских полководцев и флотоводцев, причисленных к лику святых Русской Православной Церкви.

Члены Центра «Звезда» участвовали в заседании Круглого стола, посвящённого поддержке инициативы Президента РФ Д.А. Медведева по созданию специальной комиссии по противодействию попыткам фальсификации истории в ущерб интересам российского народа. Студенты организуют и проводят традиционные литера-

турные военно-патриотические чтения в Краеведческом музее г. Юрги (проведено 14 чтений). Участвуют (ежемесячно) в заседании литературного клуба «Откровение» в Центральной городской библиотеке г. Юрги и в презентациях сборников стихов и публицистики кузбасских и юргинских авторов, в частности Н.Н. Черкасова, В. А. Пономарёва, И.И. Иванченко и других, а также в презентации книги памяти «афганцев» Кузбасса (в г. Кемерово).

Члены Молодёжного Центра «Звезда» организуют встречи с героями очерков, написанных членами организации, а также проводят «Уроки мужества» в школах г. Юрги и Юргинского района. Они принимают участие в Международных конкурсах «Страницы семейной славы» и «История боевой награды» под эгидой Международного Союза славянских журналистов (г. Москва 2009 г. и 2010 г.), где стали Лауреатами и Дипломантами, получив 9 медалей лауреатов (на конкурс были представлены исследовательские работы о ветеранах Великой Отечественной войны и воинах-интернационалистах).

В.А. Пономарёв и К.В. Епифанцев приняты в члены Международного Союза славянских журналистов (получены удостоверения журналистов).

В целом, работа Центра «Звезда» проводится постоянно и планомерно. Члены организации, занимающиеся научно-исследовательской работой по истории страны, добиваются хороших результатов. Этому способствуют чёткая организация, дисциплина, взаимопомощь и личное желание студентов заниматься исследованиями военно-исторического наследия страны.

ОПЫТ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНЧЕСКОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ (СНИЛ) «ЛУЧ» И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ НА БАЗЕ МЕЖДУНАРОДНОГО НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА «УРАНОВАЯ ГЕОЛОГИЯ»

Б.Р. Соктоев, Е.А. Филимоненко

**Научные руководители профессор Л.П.Рихванов, старший преподаватель А.В.Таловская
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Как известно, в октябре 2009 года были подведены итоги конкурса на присвоение статуса «Национальный исследовательский университет». В число 12 победителей вошел и Томский политехнический университет. В рамках проекта определены пять приоритетных направлений развития вуза, общим для которых является нацеленность на глубокую модернизацию экономики и развитие ее наукоемких отраслей.

Решение задач приоритетного направления развития (ПНР-1) «Рациональное использование и глубокая переработка природных ресурсов» базируется на развитии фундаментальных и прикладных научных исследованиях и их объединении с учебным процессом, в результате чего в научный процесс будут вовлечены не только молодые ученые ТПУ, но и большая часть магистрантов и студентов.

Такая схема взаимодействия с 1970-х годов уже реализуется на кафедре геоэкологии и геохимии ТПУ в рамках студенческой научно-исследовательской лаборатории «Луч» под руководством профессора Л.П.Рихванова. Основной целью организации СНИЛ «Луч» является привлечение студентов к научно-исследовательской работе и реализация их научного потенциала. Большая часть молодежи активно вовлечена в научно-инновационную деятельность.

Перспективные студенты с младших курсов привлекались для проведения научно-исследовательских работ на реальных геологических материалах. Впоследствии многие из них оставались работать на кафедре, блестяще защищали кандидатские диссертации (Е.Г. Языков, А.А. Поцелуев, А.Ю. Шатилов, О.А. Миков, С.В. Азарова, А.В. Таловская, А.М. Межибор, Л.В. Жорняк и др.) и докторские диссертации (Е.Г. Языков, А.А. Поцелуев и др.).

Ежегодно 15-25 членов СНИЛ «Луч» выступают на межвузовской конференции, а затем получившей статус Международного симпозиума студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» им. академика М.А.Усова, 2-5 студентов – на Всероссийских международных конференциях в других городах и странах. Практически все лауреаты Всесоюзных Республиканских конкурсов работали или работают в СНИЛ. Многие студенты заняты выполнением научно-исследовательских работ по хозяйственным договорам. Ежегодно по 3-5 студентов, работающих в СНИЛ, являются соавторами хозяйственных отчетов. Все аспиранты и молодые преподаватели кафедры активно в студенчестве работали в СНИЛ. Более десяти человек из них успешно защитили кандидатские диссертации. В 80-е – 90-е годы лауреатами Всесоюзных и Всероссийских конкурсов студенческих работ стали 17 студентов кафедры: С. Дыбин – Медаль Всероссийского конкурса; В. Вавилов – серебряная Медаль Всесоюзного конкурса; Т. Бездорханова – серебряная Медаль и II премия Всероссийского конкурса; О. и М. Шевцовы – Медаль МВ и ССО РСФСР и другие.

В настоящее время основными научными разработками кафедры геоэкологии и геохимии являются:

- Технология прогнозирования и поисков месторождений углеводородного сырья радиогеохимическими методами.
- Комплексное эколого-геохимическое исследование месторождений твердых горючих ископаемых, разработка ОВОС.
- Комплексная минералого-геохимическая оценка месторождений полезных ископаемых.
- Комплексная медико-эколого-геохимическая оценка состояния территорий.
- Оценка динамики изменения радиологического состояния территории методами радиографии.

Последнее десятилетие XX и начало XXI века стало особо урожайным на успехи студентов, занимающихся наукой на кафедре под руководством профессоров Л.П. Рихванова, Е.Г. Языкова, С.И. Арбузова, доцента

Н.В. Барановской. Студенты активно и успешно участвуют в выполнении хозяйственных работ и грантов РФФИ, ФЦП, Президента РФ. Студенты кафедры продолжают традиции, заложенные участниками СНИЛ «Луч». Двое студентов кафедры (Т.А. Архангельская (2000 г.) и А.В. Таловская (2005 г.)) были награждены Медалями Российской Академии наук за научные работы. Студенты участвуют в Международных и Всероссийских конференциях, олимпиадах различного ранга, Всероссийских конкурсах на лучшую студенческую научно-исследовательскую работу, областных конкурсах. Многие из студентов неоднократно становились победителями Международных и Всероссийских конкурсов научно-исследовательских работ, обладателями Медалей Министерства образования и науки, Лауреатами премии Томской области в сфере образования и науки и премии Государственной Думы Томской области, обладателями стипендий Президента РФ и Правительства РФ. Например, Медалями Минвуза были награждены в разное время О.А. Миков (1993 г.), А.Ю. Шатилов (1998 г.), А.В. Таловская (2005 г.), Т.Н. Игнатова (2008 г.).

В 2008 году на базе кафедры геоэкологии и геохимии ТПУ был открыт Международный инновационный научно-образовательный центр «Урановая геология» (МИНОЦ «Урановая геология») (руководитель профессор Л.П. Рихванов).

Одними из основных задач, поставленных перед данным Центром, являются содействие подготовке на научной лабораторной базе специалистов по специальности «Геоэкология», студентам, аспирантам, преподавателям и научным сотрудникам Томского политехнического университета в организации научно исследовательской работы.

В состав Центра входят пять лабораторий:

- учебно-научная лаборатория ядерно-геохимических методов исследования;
- учебно-научная лаборатория оптической и электронной микроскопии;
- учебно-научная лаборатория изотопной спектрометрии;
- учебно-научная лаборатория микроэлементного анализа;
- учебно-научная лаборатория геотехнологии.

Создание этого Центра открывает большие перспективы: современное оборудование позволит проводить более точные исследования, исполнение хозяйственных договоров с последующей оплатой.

На кафедре геоэкологии и геохимии активно развивается международное сотрудничество. В рамках этого направления налажены связи с университетами Франции, Китая, Германии, Казахстана и других стран. Также набирает обороты активный процесс обмена студентами и научными сотрудниками. Так, студенты И. Тимина, Д. Василенко, Е. Ксенофонтова в рамках предварительного договора с университетом Париж-11 в течение семестра проходили обучение в стенах данного университета; студентка А. Крещик на данный момент обучается в Финляндии.

С осени 2010 года на базе кафедры открывается программа Double Degree «Environmental geology» с получением квалификации «Master Environment» в сотрудничестве с университетом Париж-11 (Paris Sud-11, Франция). В рамках этой программы также предусматривается обмен студентами, и предпочтительными являются студенты, занимающиеся научно-исследовательской работой.

Таким образом, можно говорить о преемственности поколений на кафедре геоэкологии и геохимии, выражающееся в продолжении исследований по темам, заложенным еще основателем кафедры – Ф.Н. Шаховым в 1950-х гг.

**ОРГАНИЗАЦИЯ И ДОСТИЖЕНИЯ МОЛОДЕЖНОГО НАУЧНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ
«ГИДРОГЕОХИМИК» НА БАЗЕ НАУЧНО–УЧЕБНО–ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЦЕНТРА
«ВОДА» ИНСТИТУТА ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВОГО ДЕЛА ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА**

О.Г. Токаренко, Н.В. Гусева

Научный руководитель доцент Ю.Г. Копылова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время, как и раньше, наука и образование являются одной из наиболее эффективных производительных сил общества и ускорителем его социально-экономического развития и прогресса, что заставляет выдвигать 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. При решении проблемы подготовки кадров в наукоемких отраслях современного производства первостепенное значение приобретает развитие научного и профессионального творчества молодежи. Работа в этом направлении опирается на систему взаимодействия школ, вузов, научных институтов, предприятий, что позволяет привлекать молодых людей, начиная со школьной скамьи, к исследовательской деятельности. 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 сложной задачи всегда являлся и является НИРС и УИРС как важнейшая и неотъемлемая 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.

Наиболее эффективно решение этой задачи достигается, когда студент включается в творческий процесс научно-исследовательского коллектива путем вовлечения его в работу через кружки, СНИЛ, МНО и т.д. В Институте геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета в настоящее время организовано 17 действующих молодежных научных объединений, имеющих результатом своей деятельности студентов и выпускников с высоким уровнем научных достижений.

Среди них особое место занимает МНО «Гидрогеохимик», основанное на базе кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии и Научно-учебно-производственного центра «Вода» (НУПЦ «Вода») ИГНД ТПУ, направленного на развитие поисково-геохимического профиля кафедры. Это МНО признано лучшим в университете среди 24 молодежных научных объединений ТПУ (1999 г.) [1] по научной работе студентов и молодых ученых ТПУ. После того, как университетский конкурс на лучшее молодежное научное объединение был прекращен, МНО «Гидрогеохимик» все также бессменно на протяжении уже многих лет до сих пор является



Фото 2. Научный руководитель МНО «Гидрогеохимик», директор НУПЦ «Вода» Ю.Г. Копылова со своими учениками – студентками ИГНД: О.Е. Петровой (Лепокуровой) и О.В. Лысовой - победителями конкурса «Лучший студент ТПУ» (2002г., 2003г.)

лучшим на уровне структуры ИГНД ТПУ (2001–2008 гг.). Такой высокий уровень подготовки кадров достигается благодаря непрерывной работе научных руководителей, чей труд не единожды был отмечен дипломами и премиями за научное руководство. Среди таких научных руководителей стоит отметить профессора С.Л. Шварцева, доцента Ю.Г. Копылова, доцента Н.Г. Наливайко, профессора Е.М. Дутову, доцента А.А. Лукина. С молодежью ведется постоянная большая индивидуальная работа преподавателя, начиная с первого курса обучения до последнего, вплоть до выпуска его в самостоятельную профессиональную деятельность.

Гидрогеохимический научный кружок был создан профессором П.А. Удодовым еще в 50–х годах прошлого столетия, в 70–х годах на его основе была создана СНИЛ «Гидрогеохимик», преобразованная в конце 90–х годов в МНО «Гидрогеохимик». За пятидесятилетнюю историю развития гидрогеохимических исследований в Томском политехническом университете по гидрогеохимическому направлению подготовлено 59 кандидатов геолого-минералогических наук, из них 55 под руководством профессоров П.А. Удодова и С.Л. Шварцева, и 15

докторов геолого-минералогических наук. Множество студентов под руководством этих профессоров стали Лауреатами конкурсов и были награждены дипломами СССР и РСФСР. Под руководством П.А. Удодова ими стали Р.Г. Татаринцева (Прокопьева) (1964 г.), под руководством С.Л. Шварцева – В.М. Людвиг, С.А. Юшков (1979 г.), Л.Д. Смолонская (1980 г.), В.А. Дегтярева (1982 г.). Е.В. Домрочева награждена дипломом Министерства образования РФ за лучшую НИР (2001 г.) и являлась лучшим студентом в университете (2000 г.). Она же являлась стипендиатом открытого Всероссийского конкурса стипендий академика В.И. Вернадского (2000 г.).

С 1979 г. по настоящее время МНО «Гидрогеохимик» возглавляет Ю.Г. Копылова – кандидат геолого-минералогических наук (1978 г.), старший научный сотрудник (1982 г.), Почетный разведчик недр (1996 г.), Заслуженный геолог РФ (2000 г.), заведующий проблемной научно-исследовательской гидрогеохимической лабораторией (с 1986 г. по настоящее время), начальник НУПЦ «Вода» ИГНД ТПУ (с 2009 г. по настоящее время). Основным научным направлением исследований Ю.Г. Копыловой являются теория и методика гидрогеохимических поисков месторождений полезных ископаемых и эколого-геохимических исследований состояния водной среды.

Научной работой Ю.Г. Копылова начала заниматься в студенческие годы под руководством профессора П.А. Удодова и аспиранта В.М. Матусевича. В студенчестве она активно работала в том самом научном гидрогеохимическом кружке. Научная студенческая работа Копыловой (Тельновой) Ю.Г. в 1964 г. была отмечена Почетной грамотой Министерства высшего и среднего специального образования СССР. С 1968 г. и по настоящее время Ю.Г. Копылова является одним из лучших научных руководителей студентов по данному научному профилю, за что награждена Почетным знаком Минвуза образования РФ (2008 г.). Среди ее учеников 9 студентов стали Лауреатами Минвуза СССР, РСФСР и РФ: Т.Н. Суркова (1976 г.), Л.П. Молчанов (1970 г.), Д.Т. Салимбаева (1979 г.), В.Н. Матвеева (1981 г.), Т.Н. Ревякина (1981–1982 гг.), В.Н. Скребатун (1983 г.), Л.М. Полганова (1983 г.), Т.В. Тах (1984 г.), И.С. Козодубова (1995 г.) [2].

В настоящем столетии некоторые студенты были удостоены весьма значимой и высокой награды – Медали Российской академии наук: Ю.С. Тимакова (Сыроватко) (2002 г.) и Е.Ю. Пасечник (2006 г.), научным руководителем которых является доцент Н.Г. Наливайко.

Под руководством Ю.Г. Копыловой многие студенты участвовали и побеждали в различных Всероссийских конкурсах НИР. Так, О.Е. Петрова (Лепокурова) награждена грантом Академии наук высшей школы



Фото 1. Ю.В. Колубаева (справа сверху) и А.А. Хващевская (справа внизу) с научным руководителем Ю.Г. Копыловой

России (2003 г.). Медалью Министерства образования и науки РФ за лучшую научную студенческую работу были награждены О.Е. Петрова (Лепокурова) (2003 г.), Е.Ю. Пасечник (2006 г.). В конкурсе Российского молодежного научно-инновационного конкурса грантов «У.М.Н.И.К.» выиграли Никитенков А.Н. (2008 г.) (науч. рук. профессор Е.М. Дутова), аспирант Н.В. Гусева (2008 г.). Дипломами Министерства образования и науки РФ за лучшую НИР были отмечены работы О.Е. Петровой (Лепокуровой) (2001 г.), Ю.В. Колубаевой (Плотниковой) (2006 г.) (фото 1), О.Г. Токаренко (2005–2006 гг.). По результатам участия во Всероссийской конференции-конкурсе студентов выпускного курса ВУЗов минерально-сырьевого комплекса России «Лучшими выпускниками России» стали О.Г. Токаренко и Е.Ю. Пасечник (2006 г.) (фото 3), а также Н.В. Гусева (2007 г.). Во Всероссийском конкурсе на звание «Эколог XXI века», проводимого с 2001 г., в число победителей вошли Ю.С. Тиманова (Сыроватко) (2001 г.), О.Е. Петрова (Лепокурова) и О.В. Лысова (2002 г.) (Фото 2), В.А. Ковязина (2003 г.) (науч. рук. доцент Н.Г. Наливайко), Е.Ю. Пасечник (2005 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.). Победителями открытого Всероссийского конкурса стипендий академика В.И. Вернадского стали Д.А. Новиков (1999 г.), О.Е. Петрова (Лепокурова) (2003 г.), Е.Ю. Пасечник (2004 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.), стипендии Правительства РФ – О.Е. Петрова (Лепокурова) (2002 г.), Е.Ю. Пасечник (2004 г.), О.Г. Токаренко (2006 г.), Н.В. Гусева (2007–2008 г.), стипендии Президента РФ – Е.Ю. Пасечник (2005 г.), Н.В. Гусева (2009–2010 гг.). В 2003 г., выиграв по конкурсу стипендию Президента РФ на научную стажировку за рубежом О.В. Лысова успешно прошла её в университете Heriot-Watt (Шотландия) и в Испании. На университетском уровне многие студенты под руководством



Фото 3. О.Г. Токаренко и Е.Ю. Пасечник – «Лучшие выпускники России», «Лучшие студенты года ТПУ»

Ю.Г. Копыловой на протяжении многих лет находились в числе лучших студентов Томского политехнического университета. «Лучшими студентами года ТПУ» признаны: Д.А. Новиков (1999 г.), О.Е. Петрова (Лепокурова) и О.В. Лысова (Губарева) (2001–2002 гг.), Ю.В. Колубаева (2005 г.), Е.Ю. Пасечник (2004–2005 гг.), она же стала абсолютным победителем этого конкурса (2006 г.), О.Г. Токаренко (2005–2006 гг.), Н.В. Гусева (2005–2006 гг.) (фото 4).

За последние 10 лет питомцами МНО «Гидрогеохимик» на Международных симпозиумах и конференциях было получено более 50 дипломов различных степеней, что в совокупности с вышеперечисленными наградами позволяет им по праву называться лучшими в ИГНД и в университете. Большинство из перечисленных студентов в настоящее время являются кандидатами геолого-минералогических наук, некоторые уже поступили или планируют защитить докторскую диссертацию. За прошедший 2009 г. молодыми учеными и студентами подано более 20 заявок на гранты, опубликовано более 100 научных работ, из них более 10 в центральных изданиях, с оплатой за научно-исследовательскую работу из различных источников было привлечено 22 студента.

Система отбора талантливой молодежи в МНО «Гидрогеохимик» включает в себя на первом этапе – поиск и отбор способной и талантливой молодежи на первых курсах обучения в студенчестве. Введение двухуровневого образования для этой заинтересованной в научном плане молодежи сыграло весьма положительную роль. Если учесть, что для них профессиональная подготовка начинается практически с первого курса, в части использования отдельных аспектов общеобразовательных дисциплин для гидрогеохимических исследований, то поэтапное выполнение научной работы при подготовке бакалаврской, а затем и магистерской диссертации создают основу кандидатской диссертации. Выполнение научных работ, обсуждение их результатов на научных семинарах, выступление на конференциях, защиты квалификационных работ способствуют эффективной подготовке специалистов.

Успешной подготовке кадров также способствует интеграция вузовской и академической науки и участие в выполнении этих исследований студентов, магистрантов, аспирантов и молодых специалистов. С 1991 г. в Томском отделении ОИГГМ СО РАН (ныне ТФ ИНГГ СО РАН) был организован филиал кафедры гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии ТПУ, а в Институте геологии и нефтегазового дела ТПУ – НУПЦ «Вода». Коллектив филиала в течение многих лет входит в состав НУПЦ «Вода» и ведет совместные исследования с Томским политехническим университетом. В частности, начиная с 1997 г., в течение 5 лет совместные исследования проводились по ФЦП «Интеграция» (грант № 5.1.290) «Разработка методов оценки ресурсов и эколого-геохимического состояния природных вод (на примере бассейнов Томи и Средней Оби) и подготовка кадров нового уровня». Совместные многолетние исследования проводились в течение многих лет по региональной программе «Сибирь» СО РАН. Тематика исследований касалась, в основном, рационального использования водных ресурсов. Создание новых научных подразделений, связанных единой тематикой исследований и под единым руководством, позволяет более целенаправленно и эффективно проводить исследования и вести подготовку научных кадров.



Фото 4. Н.В. Гусева, «Лучший выпускник России», «Лучший студент года ТПУ», на источнике «Звездный» (Томский район) во время полевых исследований

176 с.

2. 70 лет кафедре гидрогеологии и инженерной геологии Томского политехнического университета: Очерки / под. ред. С.Л. Шварцева. – Томск: Изд-во НТЛ, 2001. – 240 с.

В настоящее время совместные исследования проводятся в рамках научной школы, поддержанной грантом Президента РФ в 2003 г. (№НШ–1566.2003.05.), в 2006 г. (№НШ–9245.2006.05.) и признанной победителем в конкурсе ведущих научных школ Российской Федерации в 2008 г. (№ НШ–3561.2008.05). Тем самым школа получила официальное признание как «Сибирская гидрогеохимическая школа», основанная в свое время членом-корреспондентом РАН Е.В. Пиннекером и профессором П.А. Удодовым. В состав этой школы входят многие студенты, магистранты и молодые ученые. Исследования проводятся по проблемам геохимии подземных вод разнообразного состава: пресных, соленых, рассолов, термальных, нефтегазоносных отложений и т.д. Особое внимание уделяется взаимодействию подземных вод с горными породами, газами и органическим веществом, благодаря чему активно разрабатывается научное направление, основанное академиком В.И. Вернадским.

Накопленный опыт проведения совместных научных исследований в составе научно-образовательного центра, объединяющего НУПЦ «Вода» ИГНД и кафедру ГИГЭ ИГНД, на базе которых создан МНО «Гидрогеохимик», с ТФ ИНГГ СО РАН и ОАО «Томскгеомониторинг», будет и в дальнейшем способствовать поиску талантливой молодежи и развитию системы непрерывной подготовки научных и профессиональных кадров высшей квалификации.

Литература

1. Иванова Г.М. История и традиции научной работы студентов-геологов (1901-2001 гг.). – Томск: STT, 2001. –

ОПТИМИЗАЦИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ «МАТЕМАТИКА» С ЭЛЕМЕНТАМИ ИССЛЕДОВАНИЯ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ СООТВЕТСТВУЮЩЕГО УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

Д.Р. Николаева

Научный руководитель профессор С.И. Квашнина

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г.Тюмень, Россия

Государственный образовательный стандарт высшего профессионального образования нацелен на поиск новых путей решения проблем повышения уровня профессиональной подготовки будущих специалистов – нефтегазового и других профилей, путем оптимизации образовательного процесса на примере создания учебного пособия по дисциплине «Математика».

Роль математики в разное время в различных областях естествознания была неодинаковой. Она складывалась исторически, и существенное влияние на нее оказывали два фактора: уровень развития математического аппарата и степень зрелости знаний об изучаемом объекте, т.е. возможность описать его основные черты и свойства на языке математических понятий и соотношений и, таким образом, построить «математическую модель» изучаемого объекта [1].

Теория вероятностей и математическая статистика возникла в середине XVII века в результате развития общества и товарно-денежных отношений. Можно привести довольно длинный список имен великих ученых, внесших свой вклад в развитие математической статистики: П.Ферма (1601-1655) и Б.Паскаль (1623-1662), Я.Бернулли (1654-1705) и П.Лаплас (1749-1827), К.Гаусс (1777-1855) и С.Пуассон (1781-1840), Т.Байес (1701-1761) и другие. Эти имена должны быть уже известны по названиям часто применяемых статистических процедур, тестов и распределений результатов, как две неразрывно связанные задачи статистики. Нельзя не отметить тот огромный вклад, который внесли в развитие теории вероятностей и математической статистики ученые нашей страны: А.Я.Хинчин (1894-1959), А.И.Хотимский (1892-1939), Б.С.Ястремский (1877-1962), В.И.Романовский (1879-1954), А.А.Ляпунов (1911-1973), А.Н.Колмогоров с его школой и многие другие.

Первым, кто удачно объединил методы антропологии и социологии статистически с достижением в области теории вероятности и математической статистики, был бельгийский статистик Л.Кетле (1796-1874). Из его работ следовало, что задачи статистики заключаются не в одном лишь сборе и классификации данных, а в их анализе с целью открытия закономерностей. Л.Кетле одним из первых показал, что случайности, наблюдаемые в животной природе, вследствие их повторяемости обнаруживают определенную тенденцию, которую можно описать языком математики.

Л.Кетле заложил и основы биометрии. Создание же математического аппарата этой науки принадлежит английской школе статистиков XIX века, во главе которой стояли Ф.Гальтон и К.Пирсон. Разработанные Ф.Гальтоном (1822-1911) и К.Пирсоном (1857-1936) биометрические методы вошли в золотой фонд математической статистики. Пирсон ввел в биометрию такие понятия, как “среднее квадратное отклонение” и “вариация”, ему принадлежит разработка метода моментов, критерия согласия χ^2 , он ввел термин “нормальное распределение”, которое сейчас общепринято во многих странах. Известно еще много вариантов названия этого распределения, например “лапласовское распределение”, “гаусовское распределение” “распределение Гаусса-Лапласа”, “распределение Лапласа-Гаусса”. В качестве аппроксимации к биномиальному распределению оно рассматривалось Муавром еще в 1733г., однако Муавр не изучал его свойств. К.Пирсон усовершенствовал предложенные Гальтоном методы корреляции и регрессии. Термин “регрессия” был введен Ф. Гальтоном в 1886г. Гальтон обнаружил, что в среднем сыновья высоких отцов имеют не такой большой рост, а сыновья отцов с небольшим ростом выше своих отцов. Это было интерпретировано им как “регрессия посредственности”. Ошибки в рассуждениях Гальтона были разъяснены позднее, например Браунли.

Однако биологи не сразу оценили преимущества, которые давало использованием математической статистики естествознанию. Положение несколько изменилось в лучшую сторону, когда была обоснована теория малых выборок. Думаем, что читателям будет интересно узнать, что пионерам в этой области был ученик Пирсона В. Госсет, который опубликовал в журнале “Биометрика” свою статью под псевдонимом Стьюдента (отсюда – “критерий Стьюдента”). Считается, что ценность работы Стьюдента заключалась не в значительных числовых измерениях при расчете текстовой статистики. Многие ученые задолго до Стьюдента использовали отношение, которое теперь носит его имя, но без учета объема выборок (числа степеней свободы), и соотносили полученный результат с таблицами стандартного нормального распределения (аналог критерия Стьюдента для бесконечного числа степеней свободы), пользуясь при этом разными предостережениями при интерпретации результатов. Ценность работы Стьюдента состоит в осознании того, что надо принимать во внимание “капризы” малых выборок, причем не только в той задаче, с которой начинал Стьюдент, но и во всех подобных. Кроме того, он разработал таблицы, которые можно использовать для определения доверительных интервалов и проверки критериев значимости даже на основе очень малых выборок, что делает возможным решение многих статистических задач в области клинических исследований. Дальнейшее развитие теория малых выборок получила в трудах Р.Фишера (1890-1962), основное место в его работе занимали вопросы планирования эксперимента. Фишер ввел в биометрию целый ряд новых терминов и понятий, рассмотрел фундаментальные принципы статистических выводов, показал, что планирование экспериментов и обработка их результатов – две неразрывно связанные задачи статистики.

Нельзя не отметить тот огромный вклад, который внесли в развитие теории вероятностей и математической статистики ученые нашей страны: А.Я.Хинчин (1894-1959), А.И.Хотимский (1892-1939), Б.С.Ястремский (1877-1962), В.И.Романовский (1879-1954), А.А.Ляпунов (1911-1973), А.Н.Колмогоров и его школа и многие другие.

В настоящее время основные статистические процедуры и тесты в области клинических исследований основаны на классических подходах, хотя при необходимости допускается применение байесовских процедур. Байесовский подход становится все более популярным в области фармакокинетики.

Учёные и практики считают, что клинические исследования имеют еще более продолжительную историю, чем математическая статистика. Клинические исследования в том смысле, который мы привыкли вкладывать в это понятие, в основном получили развитие после Второй мировой войны, хотя известны и гораздо более ранние примеры. Считается, что уже в трудах средневекового ученого, врача и философа Ибн Сины (Авиценны) (980-1037), чьи трактаты в области теоретической и клинической медицины были необычайно популярны в течение многих веков и являлись обязательным руководством, содержались упоминания о технологии проведения “клинических исследований”. А в книге выдающегося армянского врача и естествоиспытателя Амирдовлата Амасиаци (умер в 1496г.) “Ненужное для неучей” (перевод с армянского языка и комментарий канд. мед. наук С.А.Варданян; серия “Научное наследие”. – М.: “Наука”, 1990), которая является обобщением длительного исторического пути развития армянской медицины и естественных наук в XV веке, содержатся 7 основных условий, которых автор рекомендует придерживаться при проведении испытаний лекарств.

В настоящее время статистическая наука продолжает развиваться. Так в 90-е гг. XX века была проделана огромная методологическая работа, имеющая непосредственное отношение к статистическому анализу клинических исследований. Интересные работы ученых-статистиков в этой области касались вопросов математического анализа, перекрестного дизайна, исследований биоэквивалентности, анализа выживаемости, последовательного дизайна, повторяющихся измерений и других направлений медицинской статистики [2].

Как мы знаем, статистическая обработка данных необходима для проверки результатов исследования, правильного их обобщения, степени достоверности и выявления закономерностей технологических процессов. Особенно важна роль статистических методов в моделировании биологических, физиологических, технических систем и процессов с последующим использованием этих моделей для принятия верного решения в условиях неопределенности. Важно понимать, что каждый из методов математической статистики имеет свои возможности и ограниченную область применения. Только цель исследования и характер полученных данных определяют выбор математического аппарата для обработки этих данных. Получение любых статистических материалов проводится в строго определенной последовательности, поэтому знание порядка сбора, обработки и анализа материалов наблюдения, понимание содержания в конкретном случае важно для специалистов, имеющих дело с цифровыми данными [3, 4].

Традиционные методы изучения курса «Высшей математики» ориентированы на усвоение готовых знаний и репродуктивную учебную деятельность. Однако, сегодня нам необходимы современные методики обучения, которые не только облегчали бы и ускоряли передачу знаний, обучали бы студентов навыкам самостоятельной деятельности, но и подготовили бы квалифицированных специалистов, умеющих применять математические методы в своей будущей профессиональной деятельности.

Продолжая традиции ученых по совершенствованию математических направлений, мы в своей деятельности пытаемся оптимизировать учебный процесс для студентов технического ВУЗа с введением новых методологических подходов. С этой целью нами разработано учебное пособие «Математико-статистические подходы к расчету медико-биологических и физиологических показателей» для студентов медико-биологического направления. Также это пособие используется на практических занятиях со студентами нефтегазовых профессий.

Данное учебное пособие адаптировано и успешно используется в работе со студентами Тюменского государственного нефтегазового университета биотехнического направления. В конце первой части учебного пособия студентам предложены задания для самостоятельной работы, которые сводятся к выполнению различных действий по заданному образцу. Задания этого уровня направлены на то, чтобы студенты самостоятельно могли обобщать и применять полученные знания на практике, умели делать логические выводы по итогам своей работы. В рамках самостоятельной работы этого уровня моделируются ситуации, решение которых будет зависеть от того, насколько грамотно и умело смогут воспользоваться студенты всеми полученными ранее знаниями и умениями.

Как показывает практика, у студентов вырабатывается четкая установка на самостоятельное систематическое пополнение своих знаний и выработка умений ориентироваться в потоке научной и общественной информации при решении поставленных задач, носящих исследовательский характер. Разработанное учебное пособие по данной дисциплине позволяет преподавателю индивидуализировать учебный процесс, развить творческую и познавательную самостоятельность студентов и их положительное отношение к познанию.

Литература

1. Калинина В.Н. Математическая статистика / В.Н. Калинина, В.Ф. Панкин. – М.: Высшая школа, 2001.
2. Квашина С.И. Математико-статистические подходы к расчету медико-биологических и физиологических показателей: Учебное пособие / С.И. Квашина, Д.Р. Николаева, А.Н. Антипова. – Тюмень: Изд. ТюмГНГУ, 2009. – 68 с.
3. Мерков А.М. Общая теория и методика санитарно-статистического исследования / А.М. Меркулов. – М., 1969.
4. Смирнов Н.В. Курс теории вероятностей и математической статистики для технических приложений / Н.В. Смирнов, И.В. Дунин-Барковский. – М.: Наука, 1969.

РАБОТА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ «ЮНЫЙ ГЕОЛОГ» ИГНД ПО ПРИВЛЕЧЕНИЮ ШКОЛЬНИКОВ К ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ И ТВОРЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

А.Е. Ялов, С.Е. Мишуков

Научный руководитель доцент И.В. Рычкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В современных условиях возрастает потребность в подготовке высококвалифицированных специалистов-геологов, поэтому роль довузовской подготовки в этом направлении очень велика. При ИГНД ТПУ такая Школа Юного Геолога существует.

Движение юных геологов в нашей стране восходит к тридцатым годам прошлого века. В это время начинаются массовые детско-юношеские геологические походы в разных регионах страны. В 1958 г. Иркутский обком комсомола выступил с инициативой организации повсеместного массового геологического похода «за полезными ископаемыми». Спустя два года, 19 марта 1960 г., был принят протокол, в котором была дана высокая оценка не только практическим результатам, но и воспитательному значению массового геологического похода. С этого дня идет отсчет массового детско-юношеского геологического движения.

Примечательно, что в г. Томске геология не была так популярна среди подрастающего поколения, как в г.г. Перми, Челябинске, Уфе и т.д., что не совсем понятно, т.к. наш город является главным за Уралом по числу вузов, выпускающих профессионально грамотных специалистов – геологов. Правда, в Томске в советское время в 70-80 годы была создана и успешно действовала на постоянной основе при геологоразведочном факультете (ныне – ИГНД ТПУ (ТПИ) геологическая школа юных геологов для школьников. После разрушения Советского Союза в 90-годы прошлого века она прекратила свое существование.

Впервые в современной истории о возрождении детско-юношеского геологического движения заговорили в 2005 г, когда в экстренном порядке была собрана команда для участия в V Всероссийском слете юных геологов, проходившем в г. Уфе. Практически без подготовки команда г. Томска заняла 29 место из 44.

Официально Школа юного геолога (ШЮГ) Института геологии и нефтегазового дела при ИГНД ТПУ была открыта в 2007 г., она объединила школьников 8-11 классов.

ШЮГ – это не просто «кружок по интересам», она привлекает учащуюся молодежь к изучению геологии, формирует у молодых людей естественно-научное мировоззрение, помогает определиться с выбором дальнейшей профессии, и, наконец, начинает подготовку будущих профессионалов в геологоразведочной и нефтегазовой отраслях. За время обучения в ШЮГ ребята изучают основополагающие геологические дисциплины: общую геологию, палеонтологию, историческую геологию, стратиграфию, структурную и инженерную геологию,

гидрогеологию, гидрологию, геохимию, геофизику, кристаллографию и минералогию, петрографию, также рассматривают геологические памятники региона. Занятия школьников проводятся под руководством профессорско-преподавательского состава ИГНД по соответствующим дисциплинам. Здесь нужно отдать должное нашим учителям: без понимания ими всей важности изучения геологии в этом юном возрасте, без всесторонней помощи с их стороны, обучение в ШЮГ было бы невозможным. Ребята учатся по программам, соответствующих дисциплин, предназначенных для студентов, но адаптированных для школьников. Пользуются теми же, что и студенты коллекциями. Занятия проводятся в лабораториях и аудиториях ИГНД ТПУ. Обучение ведется бесплатно.

Геологию нельзя понять, только сидя за партой, поэтому учащиеся ШЮГ под руководством преподавателей ИГНД проводят геологические маршруты в окрестностях г. Томска и выезжают на геологическую практику в Хакасию на полигон проведения учебных геологических практик ИГНД ТПУ. Учащиеся знакомятся с геологией районов, учатся проводить геологические наблюдения, вести геологический дневник, собирать и описывать образцы минералов, горных пород и окаменелостей, составлять геологические разрезы и карты, ориентироваться на местности.

Одним из направлений деятельности является участие во Всероссийских, региональных и международных олимпиадах для школьников, которые проводятся раз в два года.

В 2007 г. 1-10 августа учащиеся ШЮГ ИГНД ТПУ ездили на VI Всероссийскую полевую олимпиаду юных геологов в Красноярский край и заняли там 21 место из 35 участников Олимпиады.

В 2008 г. 1-10 августа учащиеся ШЮГ ИГНД ездили на I открытую полевую олимпиаду юных геологов Южного Федерального Округа в Краснодарский край, в г. Горячий ключ и заняли там 1 место среди 10 участников Олимпиады.

Несомненным прорывом в деятельности ШЮГ стал 2009 г., когда с 6 по 16 августа школьники г. Томска ездили на VII Всероссийскую полевую олимпиаду юных геологов в Ростовскую область. Из 25 ребят, которые ходили на занятия ШЮГ ИГНД зимой-весной 2009 г, были отобраны 8 сильнейших, из которых и была сформирована команда, превосходно защитившая честь Томской области, и в какой-то мере, честь прославленной сибирской школы геологов. В итоге – почти по каждому виду соревнований – заслуженные грамоты и награды, и, как результат, 3 общекомандное место из 47 участников.

Соревнования проходили по 9 основным геологическим дисциплинам, сборная команда ШЮГ Томской области приняла участие во всех видах. Основы техники безопасности, организация полевой стоянки, гидрология, геологический маршрут, радиометрия, шлиховой анализ, палеонтология, минералогия и петрография, геологический разрез стали для ребят серьезной проверкой знаний, полученной в ходе обучения в ШЮГ ИГНД ТПУ.



Рис.1. Организация полевой стоянки на VI Всероссийской олимпиаде юных геологов в г. Красноярске, 2007 г.



Рис.2. Работа юных геологов на обнажении, Хакассия, 2009 г.



Рис.3. Команда школьников г. Томска, занявшая третье место на VII Всероссийском слете юных геологов, г. Таганрог, 2009 г.

Ученики ШЮГ не только принимают участие в командных соревнованиях, но и занимаются научной работой, принимают участие в научных конференциях, в частности, на Международном симпозиуме им. акад. М.А. Усова: Ялов А.Е. – «Брахиоподы пограничных девонско-каменноугольных отложений Колывань-Томской складчатой зоны», 2008 г., (н. рук. – доц. ИГНД Рычкова И.В.); Поспелов А.И. – «Геохимические особенности сульфидных руд Норильского месторождения», 2009 г., (н. рук. – доц. ИГНД Краснощекова Л.А.) и др.

После окончания обучения в ШЮГ ИГНД ТПУ каждый выпускник получает именной сертификат, с указанием всех пройденных дисциплин.

Одним из основных итогов деятельности ШЮГ стало страстное желание ребят связать свою дальнейшую деятельность с геологией. Это не просто слова: большинство выпускников Школы «Юный геолог» сейчас учатся на разных специальностях в ИГНД. Среди выпускников 11 классов 2008 г., учащихся ШЮГ, из 5 поступило 4, а в 2009 г. все 11 выпускников 11 классов, слушателей ШЮГ, стали студентами ИГНД ТПУ.

Школа юного геолога ТПУ – это первая ступень в подготовке первоклассных геологических кадров нашего региона, ведь большинство студентов-геологов первого-второго курсов пришли в институт неосознанно. Поэтому нужно всесторонне поддерживать возродившееся движение юных геологов, как властью, так и недропользователями, ввиду возросшего значения геологии для экономики страны.

СОДЕРЖАНИЕ	
ПРЕДИСЛОВИЕ	5
ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ	
Чубик П.С. Десятилетие XXI века – под знаком Национального исследовательского университета!.....	17
Мазуров А.К. Перспективное направление развития «Рациональное природопользование и глубокая переработка природных ресурсов» (ПНР-1).....	21
Иванова Г.М. Подвиг томских политехников-геологов в Великой Отечественной войне 1941-1945 гг. (к 65-летию Великой Победы).....	24
Анисимов А.В. Что знают студенты о Великой Отечественной войне? (по итогам социологического опроса).....	27
Секция 8. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Ерофеев В.И. Современные проблемы сбора, подготовки и глубокой переработки легкого углеводородного сырья на нефти - и газопромыслах.....	34
Абрамов Т.А., Чивилева О.В., Хмара О.А. Определение характера насыщения пластов–коллекторов и типа месторождений на основе гидродинамических исследований и изучения пластовых проб.....	35
Аксенов Р.В. Исследование влияния температуры охлаждающего потока в теплообменнике на режим работы низкотемпературного сепаратора.....	37
Аниканов А.С. Модели и алгоритмы адаптивной идентификации для нестационарных гидродинамических исследований скважин по кривым восстановления давления.....	38
Аствацатуров А.Д., Купцов А.А. Районирование Северного Каспия по характеру ледовых условий для рационального освоения морских нефтегазовых месторождений.....	40
Бабанов А.И. Исследование стационарного теплообмена между трехфазным флюидом и погружным электродвигателем в нефтяных скважинах.....	42
Бабанов А.И. Современные методы профилактики отложения солей.....	44
Бобрикова И.В. Применение циклического воздействия на пласты при заводнении на Хохряковском месторождении Тюменской области.....	46
Богданов И.С. Анализ эффективности работы горизонтальных скважин средне-нурольского нефтяного месторождения.....	48
Богославская С.В., Топчиев А.А. Метод реконструкции полупогружной буровой установки для разработки нефтегазовых месторождений в зонах малых глубин.....	50
Боженкова Г.С., Болотов Е.В., Вайсбеккер М.М. Исследование влияния природы органического темплата на физико-химические и каталитические свойства цеолитсодержащих катализаторов в конверсии ПНГ в жидкие углеводороды.....	52
Болотов Е.В., Вайсбеккер М.М., Ерофеев М.В. Влияние активации цеолитных нанокompозитных катализаторов уф-облучением на выход и селективность образования жидких углеводородов из пнг.....	54
Бриза К., Мавлиев А.Р. Комплексная технология повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Жданице (Чешская республика).....	56
Главнов Н.Г. О вопросе автогидравлического разрыва пласта.....	58
Галимжанов Р. Т. Оценка эффективности гидравлического разрыва пласта с применением горизонтальных скважин майского нефтяного месторождения (Томская область).....	60
Гладков П.Д., Колонских А.В. Применение взаимно-корреляционного анализа для уточнения геологического строения месторождений аномальных нефтей.....	62
Гладков А.В. Выбор режима эксплуатации обводненных нефтедобывающих скважин.....	64
Горланов А.А., Щетинин А.С. Особенности моделирования скважин в приконтурной зоне объекта.....	66
Грузин Т.В. Перспективные формы забивных свай.....	68
Дегтярев В.А. Моделирование параметров трещины гидроразрыва в пласте состоящем из двух прослоев разной проницаемости.....	70
Дыбов А.П., Халиуллин А.А. Определение геометрических размеров нефтенасыщенных зон в заводнённых пластах.....	72
Еремян Г.А. Методика анализа гранулометрического состава осадочных горных пород.....	74
Иванов А.В. Симулятор двухфазной фильтрации в упругом пласте.....	76
Иванов А.В. Определение точности конечно-разностной схемы на основе процесса Эйткена в задачах пластовой гидродинамики.....	78
Караченцев В.В., Хусайнов О.Р., Федосеев В.С. Сбор, подготовка, утилизация и переработка легкого углеводородного сырья на цеолитсодержащих катализаторах.....	80
Колонских А.В. Особенности фильтрации вязкоупругой нефти Усинского месторождения.....	81
Королев С.С. Комплексные показатели эффективности систем поддержания пластового давления.....	83

Кривошеев Ф.Ю. Интенсификация притока нефти на Кошильском нефтяном месторождении методом гидроразрыва.....	85
Ленченко Н.С. Анализ разработки опытного участка Барьязинского нефтяного месторождения для технологии ограничения водопитока в горизонтальные скважины.....	87
Ляпунова М.В. Высокоэффективные интерметаллические системы для процесса углекислотного риформинга метана.....	89
Максютин А.В., Хусайнов Р.Р. Результаты исследований реологических и фильтрационных свойств высоковязкой нефти при плазменно-импульсном воздействии.....	91
Малиновский А.А. Результаты проведения опытно-промышленных работ методом плазменно-импульсного воздействия на Тайлаковском месторождении.....	93
Мардашов Д.В., Мавлиев А.Р. Технологии направленного регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта при глушении скважин.....	95
Медведев А.С., Омаров Э.М., Хомяков И.С. Получение высокооктановых бензинов марок «Евро-4 и 5» из прямогонных бензинов газового конденсата Мыльджинского месторождения на цеолитных нанокomпозитных катализаторах.....	97
Медведев А.С., Ерофеев М.В., Хомяков И.С. Исследование влияния активации цеолитных нанокomпозитных катализаторов ультрафиолетовым облучением на выход и селективность образования высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата.....	99
Мусин И.Х. Применение метода узлового анализа для согласования систем добычи и сбора нефти.....	101
Надымов С.В. Исследование влияния технологического режима установки стабилизации конденсата на выход и состав широкой фракции легких углеводородов.....	103
Насибулин И.М., Мисолина Н.А. Фильтрационные исследования керна Аканского месторождения с целью совершенствования дизайна кислотных обработок.....	104
Никиреев И.С. Техничко-технологическая оптимизация систем поддержания пластового давления.....	106
Никитин М.Н. Особенности разработки уникального Ярегского нефтетитанового месторождения термощахтным способом.....	108
Отс И.В. История разработки и перспективы использования метода «структурного анализа» при бурении добывающих скважин.....	110
Пахнутов О.В. Математическое моделирование процесса конверсии метана в синтез-газ на интерметаллидах никеля.....	112
Преснякова О.В., Молотова О.А. Влияние гидродинамики на выработку запасов в зонах «вреза» бобринско-турнейских отложений.....	114
Сабитов Р.Р. К вопросу выбора скважин – кандидатов для проведения повторного гидравлического разрыва пласта.....	116
Синцов И.А., Гердий Г.П. Выбор оптимальных конфигураций горизонтальных скважин сложных профилей.....	118
Стариков А.Н. Анализ эффективности применения технологии гидроразрыва пласта в различных литолого-фациальных зонах Фаинского месторождения.....	120
Суслова П.С. Анализ эффективности разработки VI, VII, XV блоков Первомайского месторождения уплотняющими скважинами.....	122
Трегубкин Р.А., Боженкова Г.С., Коломин Е.К. Кислотные и каталитические свойства цеолитных нанокomпозитных катализаторов в конверсии попутного нефтяного газа в жидкие углеводороды.....	124
Трохимчук К.А. Устройство для защиты морского нефтегазового сооружения от дрейфующих ледяных полей.....	126
Ушаков А.В. Сравнительный анализ эффективности методов механизированной добычи нефти.....	128
Ушаков А.С., Самойлов А.С. Анализ результатов гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах.....	130
Фоминных О.В., Яковлева М.С. Методика расчета констант фазового равновесия для низких давлений.....	132
Халиуллин А.А., Неткачев К.А. Гидродинамическая модель адресной промывки скважин после кислотного воздействия на пласт.....	134
Хузин М.А. Исследование неоднородностей фильтрационных свойств пласта методом учета эволюции распределения давления вдоль ствола горизонтальной скважины.....	136
Чалов С.В., Поплыгин В.В. О применении циклического заводнения на нефтяном месторождении.....	138
Чукланова С.П., Залетова Н.М. Особенности фильтрации жидкости в пласте при различных конфигурациях скважин.....	140
Шостак Н.А., Кусов Г.В. Разработка технологии восстановления продуктивности скважин, осложненных отложениями асфальто-смоло-парафиновых веществ.....	143
Щетинин А.С., Горланов А.А., Сухарева О.В. Анализ успешности резки боковых стволов, спроектированных на основе секторных геолого-гидродинамических моделей.....	145
Язьков А.В. Идентификация конденсатного блока на основе газодинамических исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения.....	147

Секция 9. БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН	
Евсеев В.Д. День немеркнущей славы.....	149
Аверкина Е.В., Дыргялло А.К. Особенности строительства скважины в условиях аномально высоких пластовых давлений на месторождениях Восточной Сибири.....	151
Арефьев И.И., Спиридонов А.Н., Чухин И.С. Исследование гранулометрического состава бурового раствора.....	153
Вафин Р.М. Буровые растворы повышенной плотности для бурения скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, а также способ улучшения их основных технологических показателей.....	155
Епихин А.В. Совершенствование циркуляционных систем буровых установок на примере ООО «Rus Imperial Group».....	157
Епихин А.В. Механизмы возникновения электрических токов при разрушении горных пород бурением.....	159
Закиров А.Я. Предварительные результаты исследований трибологических свойств смазывающей добавки для буровых растворов на основе абетиновых кислот.....	160
Зарипов Р.Р. Новые методы бурения многозабойных горизонтальных скважин.....	163
Ковалёв А.В. Применение ультразвука как способ повышения эффективности долота гидромониторно-эрозионного типа.....	165
Романов Р.В. Решение проблем экологического характера при бурении скважин.....	166
Максименко В.В. Проблемы разработки нефтяных месторождений Томской области системой горизонтальных скважин.....	168
Мамаева О.Г., Салихов И.Ф. Улучшение антифрикционных свойств фильтрационных корок буровых растворов применением различных смазочных добавок.....	171
Мелехин А.А. Цементирование обсадных колонн в условиях поглощения тампонажного раствора.....	173
Носков В.С. Повышение качества крепления обсадных колонн на Вынгапуровском месторождении.....	175
Сиротин Д.Н. Устранение проблем при бурении наклонно-направленных скважин с использованием двигателя с регулируемым кривым переводником в режиме роторного бурения.....	176
Чернышов С.Е. Совершенствование технологии строительства боковых стволов.....	178
Чухин И.С., Арефьев И.И., Спиридонов А.Н. Исследование процесса формирования фильтрационной корки глинистой суспензии при статической фильтрации.....	180
Хлус А.А. Применение одношарошечных долот для бурения горизонтальных, наклонно-направленных скважин и резки боковых стволов.....	182
Секция 10. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ	
Рябчиков С.Я. Студенты и преподаватели геологоразведочного факультета ТПУ в Великой Отечественной Войне 1941 – 1945 г.....	185
Бондарчук И.Б. Технологические и технические решения для повышения эффективности гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче.....	185
Важов В.Ф., Дацкевич С.Ю., Журков М.Ю., Кураков А.Г., Муратов В.М., *Редланд А. Электроимпульсная буровая установка с погружным источником высоковольтных импульсов.....	187
Горшенин Н. Е. К вопросу о проектировании скважинной гидродобычи твердых полезных ископаемых.....	190
Кожевников Е.А. Конструкции фильтров для эксплуатационных скважин подземного выщелачивания урана.....	191
Лазарев Г.Э. Расширители для сооружения прифильтровой части скважин подземного выщелачивания урана.....	193
Степанов А.Н. Способы очистки фильтров добычных скважин подземного выщелачивания урана.....	195
Щац С.В. Гидродинамическая кавитация и ее применение в бурении скважин.....	197
Секция 11. НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Крец В.Г. Новые разработки и технологии для нефтегазового комплекса (по материалам выставки-конгресса «Нефть. Газ. Геология»).....	200
Вострилова А.А., Пашкова А.С. Технология защиты соединений труб с покрытием от внутренней коррозии при строительстве нефтегазопромысловых трубопроводов.....	201
Доржинов Т.А. Возможности утилизации нефтешламов.....	203
Дрягин С.В. Методика оценки напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода на участках повышенной обводненности.....	205
Жданова М.П. Ремонтно-техническое обслуживание компрессорного оборудования компрессорных станций по фактическому состоянию.....	207

Ильиных В.Н. Оценка прочности и деформативности статора и корпуса скважинного насоса пластинчатого в программном пакете ANSYS.....	209
Карачарова Ю.В., Кузнецова М.В. Исследование напряженно-деформированного состояния сепарационной емкости АГЗУ спутник методом конечных элементов.....	211
Манихин О.Ю. Оценка напряженно-деформированного состояния корпуса центробежного насоса ЦНС в конечно-элементном комплексе ANSYS.....	213
Новиков Д.Г., Новикова У.А. Применение струйных насосов для добычи нефти в осложненных условиях.....	215
Осколков И.В. Расчет напряженно-деформированного состояния уплотнительного узла пакера в программном комплексе ANSYS.....	217
Пашкова А.С., Карзанов Д.Г., Федин Д.В. Системы мониторинга нефтегазопроводов.....	219
Скорнякова К.И., Ахтямов Р.М., Янзигитов В.Р. Влияние вибрационной обработки в процессе сварки на стойкость металлов в межкристаллитной коррозии.....	221
Терновенко С.О. Повышение эксплуатационной надежности насосно-компрессорных труб.....	223
Ткачев Д.Г. Современные приводы глубинных штанговых насосов.....	225
Федин Д.В. Повышение эксплуатационной надежности промышленных трубопроводов путем комплексного применения внутритрубной очистки и ингибирования.....	227
Федин Д.В., Бархатов А.Ф. Оборудование быта в условиях трассы.....	229
Секция 12. МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА	
Алексеев А.А. Ветвление трещины при разрушениях крупногабаритных технических устройств нефтяной и газовой промышленности.....	232
Бархатов А.Ф. Модель стресс-коррозионных разрушений действующих магистральных нефтегазопроводов.....	233
Бархатов А.Ф., Федин Д.В. Применение геоинформационных систем в трубопроводном транспорте.....	235
Брюханов Б.Д. Метод расчета на прочность и долговечность труб с механическими повреждениями типа «риска».....	237
Данзанова Е.В. Физико-механические свойства зоны сварного стыкового соединения полиэтиленовых газопроводов.....	238
Евсеев В.В., Глазков О.В. Влияние температуры на эффективность применения противотурбулентных присадок.....	240
Ермолаева А.В., Кынакытова М.А. Современные материалы и конструкции труб, применяемые при строительстве морских нефтепроводов.....	242
Жендарев П.А. Механизм образования стресс-коррозионных дефектов на магистральных газопроводах.....	244
Жилин А.В. Новое поколение средств технической диагностики системы электрохимической защиты подземных стальных трубопроводов.....	246
Зайковский В.В., Федин Д.В. Процессы очистки в газотурбинных установках.....	248
Иванов А.Р. Исследования на малоцикловую усталость как имитация накопления поврежденности гладких образцов из конструкционной стали.....	250
Ислямов И.Ш. Исследование влияния центробежных сил в кольцевом канале на структуру течения вязкой среды в устройствах с кольцевыми каналами.....	251
Кынакытова М.А., Ермолаева А.В. Технология строительства морских нефтепроводов с применением гибких труб.....	253
Карнеев К.В. Метод повышения надежности вертикальных стальных резервуаров, смонтированных полистовым методом.....	255
Карпович В.Н. Экономическая эффективность использования установок улавливания легких фракций на основе машин стирлинга на базах хранения товарной нефти.....	257
Кучеренко М.В. Устройство для мониторинга днища вертикального цилиндрического резервуара.....	258
Левин И.В. Особенности моделирования нефтесборных сетей с высоким газосодержанием на примере Юрубчено-Тохомского месторождения.....	259
Николаев М.Л. Альтернативный вариант размещения нефтеперерабатывающего завода и его терминала в бухте Врангеля.....	260
Омельянюк М.В. Повышение эффективности эксплуатации оборудования подземных хранилищ газа.....	262
Пашкова А.С. Определение ценности и достаточности информации о техническом состоянии насосных агрегатов в процессе эксплуатации.....	264
Рахматуллина И.Р., Четверткова О.В. Оценка прочности таврового соединения в уторном узле вертикальных стальных цилиндрических резервуаров.....	266
Саввинова М.Е. Электропроводящие полимерные материалы на основе полиолефинов.....	268
Савицкий Р.В. Оценка экономической эффективности использования мобильного очистного комплекса «МКО-1000» при зачистке нефтяных резервуаров.....	270

Савицкий Р.В. Исследование влияния технологических параметров транспортируемой среды на условия образования гидратов при эксплуатации магистральных газопроводов.....	272
Салмин А.Н., Каретников Д.В. Ресурсосберегающая технология изготовления корпуса силовой установки газоперекачивающего агрегата из стали 11Х11Н2В2МФ.....	273
Терещенко Р.Е. Исследование локальных и интегральных гидродинамических параметров при течении неньютоновских сред в трубах.....	275
Терещенко Р.Е. Проблемы конвективного теплообмена в условиях устойчивых и переходных режимов течения вязких сред.....	277
Фазылов М.Р., Ямилев М.З. Совершенствование технологии выполнения сварных соединений в кожухотрубчатых теплообменных аппаратах, изготовленных из сталей мартенситного класса.....	279
Хафизова О.Ф., Файрушин А.М. Исследование влияния виброобработки в процессе сварки на свойства сварных соединений нефтегазопроводов.....	281
Ямилев М.З., Гизатуллин А.А. Численное моделирование процесса сварки в соединении «труба – трубная решетка».....	283
Секция 13. ГОРНОЕ ДЕЛО	
Лукьянов В.Г. Направление развития горного дела в третьем тысячелетии.....	285
Альгинов Р.А. Исследование ламинаризации турбулентного газового потока в условиях пространственной и тепловой деформации рабочей среды и оценка перспектив ее практического использования в машино- и приборостроении.....	285
Альгинов Р.А. Механизм эффекта Томса и его важные практические следствия.....	287
Воротников Д.А., Мамиконян Е.С. Обоснование метода транспортирования разрушенного породного материала горизонтальным бурением по отдельному вращающемуся трубопроводу.....	290
Гвоздецкая М.В., Левчук И.Р., Монсева К.А. Способы снижения негативного воздействия техногенных массивов на компоненты природной среды на примере ООО «КИНЕФ».....	293
Грешилов Д.М. Повышение эффективности разработки месторождения россыпного золота Шеркунча....	295
Грузин Т.В. Перспективные формы забивных свай.....	297
Егоров А.Ю. Борьба с рудничной пылью при бурении шпуров.....	299
Епифанцев К.В. Практическое применение шнекового экструдера для формования торфа.....	301
Иванюк И.М. Сравнительные характеристики и анализ возможных способов отработки Бакчарского железорудного месторождения.....	303
Имашев А.Ж. Образование трещиноватости вокруг горной выработки.....	306
Колодин А.П. Повышение производительности бурильной установки за счет совершенствования резьбовых соединений в колонне бурильных труб.....	307
Колодин А.П., Шадрин А.В. Исследование влияния типа привода на производительность буровых установок для бурения скважин малого диаметра из подземных горных выработок.....	309
Кремчеев Э.А., Пашкевич М.А. Анализ влияния параметров торфяного блока на интенсивность падения его влагосодержания в условиях круглогодичной добычи.....	311
Куликова М.А., Исаков А.Е., Корельский Д.С. Разработка системы мониторинга почвенно-растительного покрова на предприятиях алюминиевой промышленности.....	313
Опрышко Д.С., Кузнецов В.С., Ялышко Р.Л. Перспективы создания рекреационных зон на базе отработанных песчано-гравийных месторождений Ленинградской области.....	315
Павлов В.А. К вопросу совершенствования технологии мини-гидроразрыва для оценки напряженного состояния проницаемых нефтенасыщенных пластов.....	317
Резанова Е.В. Функциональные устройства новой горнопроходческой техники.....	319
Русский Е.Ю. Исследование динамики и прочности роторов осевых вентиляторов главного проветривания.....	321
Саруев А.Л. Расчет напряжений в резьбовых соединениях штанг при вращательно-ударном бурении подземных скважин малого диаметра.....	323
Сеилханов Т.У. Анализ геолого-физических особенностей зон опасных по выбросу угля и газа.....	324
Урбаев Д.А., Иванов Д.Г., Майоров Е.С. Определение оптимальных параметров камерно-столбовой системы разработки исходя из надежности ее работы.....	326
Урбаев Д.А., Майоров Е.С., Иванов Д.Г. К разработке методики выбора оптимальной технологии строительства подземных и заглубленных сооружений на основе оценки строительных рисков.....	327
Филатова А.В. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа в Томской области.....	328
Секция 14. ГЕОЭКОЛОГИЯ	
Акимова М.С. Оценка поступления металлов-экотоксикантов в природные воды с зимними атмосферными выпадениями (Южное Прибайкалье).....	331

Блохина О.Л. Сорбционные материалы, используемые при ликвидации нефтяных разливов с водной поверхности.....	333
Большунова Т.С., Завалишина Т.В. Оценка загрязнения атмосферного воздуха в районах нефтедобывающего комплекса по данным изучения снегового покрова и лишайников.....	335
Бочкарёва Ю.В. Биоремедиация как важный способ очистки почв от нефтяных загрязнений.....	337
Будаева А.Д. Текстурные и сорбционные свойства активного угля на основе гуматов.....	339
Вейсгейм А.С. Использование цеолита Сахатинского месторождения для очистки сточных вод от аммонийного азота.....	341
Гаак К.А. К вопросу об особенностях загрязнения почв района учебной практики в Хакасии.....	343
Гальцев А.А. Влияние ледяного покрова Охотского моря на функционирование нефтегазового комплекса Сахалинской области.....	344
Гвоздецкая М.В., Левчук И.Р., Моисеева К.А. Способы снижения негативного воздействия техногенных массивов на компоненты природной среды на примере ООО «Киниф».....	345
Голещихин А.В. Способы утилизации нефтяного шлама нефтезагрязненного грунта с помощью биодegradации и в плазмокаталитической установке в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири....	347
Гордеева О.Н. Особенности распределения и миграции тяжелых металлов и мышьяка в почвах г. Свирска (Южное Прибайкалье).....	349
Дамдинова Т.Ч. Биогеохимические особенности крови жителей Томской области.....	351
Демура В.И. Оценка токсичности и класса опасности отходов угледобывающей промышленности.....	353
Довганенко Д.А. Некоторые аспекты формирования гидрогеологического режима на территории Западного Донбасса.....	356
Дусенбекова Л.К. Утилизация отходов фосфорной промышленности для получения цианида натрия.....	358
Дымченко Н.С. Геоэкологическая обстановка в районе трассы скоростного трамвая города Волгограда.....	360
Дутт Е.В. Состояние атмосферы города Бийска Алтайского края.....	362
Игнатова Т.Н. Влияние геохимической специфики региона на накопление химических элементов в золе организма человека.....	364
Ильенок С.С. Формы нахождения скандия в углях Сибири.....	365
Ильясов Р.К. Применение ГИС при проведении геоэкологических исследований на примере г. Уфы....	367
Имайкин А.К. Геоэкологические последствия разработки Коспашского месторождения угля.....	369
Каехтина М.А. Влияние поверхностных накопителей жидких отходов на окружающую среду и здоровье человека и применение метода подземной закачки как альтернативного варианта обезвреживания отходов (на примере полигона закачки «Волжский оргсинтез»).....	371
Калинина Т.А. Шлак природно-техногенных осадков.....	373
Кернякевич П.С. Экологические последствия нерационального природопользования в добывающих отраслях.....	374
Кернякевич П.С. Экологический и экономический ущерб, наносимый в результате нерационального природопользования в добывающих отраслях.....	376
Комина Е.Н., Капустин С.М. Утилизация отходов зеленого масла, выделенного из грунтовых вод.....	378
Корельский Д.С., Кремчев Э.А., Петрова Т.А. Снижение негативного воздействия высокотоксичных техногенных массивов на окружающую среду.....	380
Кремчев Э.А., Исаков А.Е., Петрова Т.А. Актуальность экранирования техногенных месторождений композитами на основе термопластичных связующих.....	382
Крещик А.А. Исследование углей методом f-радиографии.....	384
Кусжанова А.А., Шегенбаева Р.С., Дария А. Влияния некоторых технологических параметров на выход цианосодержащего соединения из твердой фазы котельного «молока».....	386
Липина Я.С., Крупский А.В. К вопросу оценки уровня загрязнения тяжелыми металлами водного объекта с территории хвостохранилища «Солнечного ГОКа».....	387
Литусова Е.А. Региональные особенности накопления элементов древесной растительностью урбанизированных территорий на примере Томской области.....	389
Мальшкин М.М. Геоэкологическое обоснование размещения буровых шламов в насыпи площадок скважин.....	390
Мещерякова О.Ю. Факторы миграции и трансформации нефти в геологической среде.....	392
Москаленко А.В. Сорбционные методы очистки окружающей среды от радиоактивного загрязнения.....	394
Нахтигалова Д.П., Барт А.А. Апробация численной модели при прогнозе опасных явлений погоды на примере топливно-энергетического комплекса.....	397
Огородникова Л.В. Учет экологической составляющей при расчете макроэкономических показателей.....	399
Озарян Ю.А., Кошелева Т.А. К проблеме оценки объектов окружающей среды при освоении гранодиорита (на примере ОАО «Корфовский каменный карьер»).....	400
Павлова В.Ю. Озерновские термальные источники (Камчатка) и их бальнеологические свойства.....	402
Пацкова Ю.Л., Белецкая В.А., Яцечко Н.Е. Проблемы загрязнения объектов окружающей среды при хранении твердых отходов.....	404
Петрова Л.А. Ртуть в почвах.....	406

Подлипский И.И. Совершенствования сети мониторинга полигонов твердых бытовых отходов (тбо) в рамках эколого-геологических исследований.....	407
Потокина М.В. Способ брикетирования илов и шламов сточных вод.....	409
Раменская Г.А. Метод оценки плотности потока радона на основе измерений объемной активности в поровом воздухе.....	411
Редькина Д.И. Воздействие лесозаготовительного и лесопильного производства на окружающую природную среду.....	413
Рогова Н.С. Изучение влияния условий произрастания на содержание радионуклидов в сфагновых мхах.....	415
Рогова Н.С. Содержание радионуклидов в сфагновых мхах и их анализ.....	417
Саморокова И.А. Анализ состояния нарушенных земель Кемеровской области.....	419
Соктоев Б.Р., Монголина Т.А. Особенности распределения естественных радиоактивных элементов в накипи питьевых вод разных водоносных горизонтов Томской области.....	421
Слободяник И.В. Картирование магнитной восприимчивости почв и коры деревьев г. Киева.....	422
Старов Е.Н. Методика экспрессивного измерения радона.....	424
Стахов И.Р. Магнитное загрязнение и содержание тяжелых металлов в почвах и растительности города Киева.....	426
Сычев Е.В. Оценка состояния снегового покрова промплощадки Сумза и прилегающей к ней территории по величине пылевой загрузки.....	428
Удачаина Л.В. Формы нахождения тяжелых металлов в почвах Южного Урала под влиянием медеплавильного производства.....	430
Фархутдинов Д.Р. Способ очистки сточных вод сталепрокатного производства от солей тяжелых металлов.....	432
Филимонок Е.А. Вещественный состав пылеаэрозолей в зонах воздействия промышленных предприятий (на примере г.Томска).....	432
Фоминных Д.Е. Сравнительный анализ последствий воздействия разливов нефти и минерализованной воды на наземные экосистемы Среднего Приобья.....	435
Хонинов Ч.В. Генезис и геоэкология Самаровского останца.....	436
Шанина Е.В., Швабенланд И.С. Рекультивация нарушенных земель на предприятии ОАО «Разрез Изыхский».....	438
Шаяхметов И.Х., Мельникова Т.Ф., Вдовина А.С. Анализ аномального роста лесопосадок на угленосных территориях.....	440
Швабенланд И.С. Рекультивация отвалов горнодобывающего предприятия «Черногорская угольная компания».....	442
Швабенланд И.С., Шанина Е.В. Геоэкологическая оценка техноземов черногорской угольной компании Минусинского прогиба республики Хакасия.....	443
Швецова Д.В. Исследования содержания элементов в составе волос человека (краткий обзор существующих работ).....	445
Шелестов А.А., Панин В.Ф., Филатов А.Ю. Инструментальный мониторинг атмосферного воздуха, как перспективный метод оценки загрязнения окружающей среды на территории города Томска.....	448
Яблонская Д.А. Оценка потоков загрязнения донных отложений водотоков после реконструкции Московской кольцевой автодороги.....	450
Яценко Д.Н. Особенности элементного состава почво-грунтов урбанизированных территорий.....	453
Секция 15. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ	
Вакалова Т.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы природного и техногенного силикатного сырья Урало-Сибирского региона.....	455
Аверкова А.В. Получение пористых теплоизоляционных материалов на основе композиции микрокремнезем-маршаллит.....	457
Баскакова Н.А., Черных К.В., Пастухов В.Ф. Восстановление торфорудных материалов, содержащих Бакчарскую руду.....	459
Богдан Е.О. Керамический лицевой кирпич с использованием минерального сырья Республики Беларусь.....	461
Богомяков Р.В. К вопросу комплексного использования отходов россыпной золотодобычи.....	463
Борисов В.А., Орлов Е.К. Комплексная переработка полиметаллического флотоконцентрата.....	465
Борисов В.А., Решетова А.А. Определение обогащаемости высокожелезистого боксита хлораммонийным способом.....	467
Буцык О.В. Пористая кордиеритовая керамика с применением продуктов горения металлического алюминия.....	469
Глазырина О.В. Роль химических добавок на процессы гидратации и твердения цементного камня.....	471
Демьянов С.Е., Козачок О.В. Влияния концентрации твердой фазы на энергоемкость процесса гидравлического транспорта.....	473

Егорова Е.С. Оценка влияния золошлаковой добавки на экологичность керамического кирпича.....	475
Егорова М.А., Андреева А.В., Даваасенгэ С.С. Совместное использование глинистого сырья в производстве строительных материалов и изделий.....	477
Егорова С.В., Антипина С.А. Влияние кремнеземистого сырья на синтез волластонита с гидротермальной обработкой.....	478
Иванова В.П. Регенерация торфа в процессе адсорбционной очистки.....	480
Игуменцева М.А. Гранулированный кварц Кыштымской группы месторождений как перспективное сырьё для синтеза особо чистого кварцевого стекла.....	482
Кабанник В. Г., Саева О.П. Результаты электрохимического способа очистки дренажных вод.....	483
Корякина В.В., Калачева Л.П., Федорова А.Ф. Механоактивация гидратов в присутствии цеолитов как метод комплексной переработки гидратов природного газа.....	485
Кузнецова Н.А., Душкина М.А. Получение пеностеклянных теплоизоляционных материалов на основе золошлаковых отходов тепловых станций.....	487
Лисенко Н.В., Васильченко Ю.О., Кауцман Е.Я. Получение окерманитовых керамических пигментов с использованием природного волластонита и нефелинового шлама.....	489
Макшанин А.В., Бажитов А.В. Агломерационная флокуляция как способ повышения извлечения золота из техногенного сырья.....	491
Николаева Л.А. Влияние органо-минеральной добавки на свойства связующего на основе нефтяного остатка.....	493
Николаева Л.А. Разработка буроугольных брикетов с использованием приемов механоактивации.....	495
Новикова С.О. Биологические аспекты производства, применения и утилизации полистирольного материала.....	496
Новосёлова А.П., Антипина С.А. Влияние добавок на процессы гидратации и твердения портландцемента М500.....	498
Огурцова В.И. Композиты на основе перлита и стекольного боя.....	500
Петрова Т.А., Корельский Д.С., Кремчев Э.А. Изоляция техногенных массивов и подходы к созданию биореактора для утилизации свалочного газа на территории Санкт-Петербурга.....	502
Погребенкова В.В., Горбатенко В.В., Грехова М.В. Возможность использования пиррофиллита для синтеза муллита.....	504
Поплетнёва Ю.В., Мухортова А.В., Сулейманов И.С. Получение теплоизоляционных материалов на основе перлита Хасынского месторождения.....	507
Попов Р.Ю. Ресурсосберегающая технология получения термически устойчивой кордиеритсодержащей керамики.....	509
Прохоров К.В. Основные аспекты комплексного использования золошлаковых отходов энергетики.....	511
Ревва И.Б., Щербаква А. С., Тарунина Е.В., Богомолова А.Ю. Пористые керамические материалы на основе вспученного природного сырья.....	513
Сеник Н.А., Карионова Н.П., Стрюков В.С. Возможности получения пористых керамических материалов на основе диатомитов и другого природного сырья.....	515
Сорочинская А.В. Технологические аспекты получения углеродистых адсорбентов из буроугольного сырья.....	517
Тимофеев С.С. Использование магнийсодержащих горных пород при получении гидравлических цементов.....	519
Томчакова Д.А., Тонкова Н.В. Оценка перспективности использования биотехнологических методов при обогащении золотосодержащих руд Украинского щита.....	521
Шакирзянова Д.Р., Вишняков А.К., Козленева Л.П. Полигалитсодержащее сырьё как комплексные минеральные удобрения.....	522
Шелпакова А.Е., Павлюк О.С. Влияние технологических параметров брикетирования шихты на процессы вспенивания при получении пеностеклянных материалов.....	524
Секция 16. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ И ГОРНОЕ ПРАВО	
Вазим А.А. Прогноз налоговой политики в Российской Федерации по отношению к нефтегазовой отрасли.....	527
Агафонова В.К. Последствия невыполнения мероприятий по ликвидации и консервации объектов горного производства.....	529
Богатырева Е.О. Роль недропользователей в формировании бюджета Томской области.....	530
Болсуновская Ю.А. Льготы налогообложения недропользователей на стадии геологоразведочных работ.....	533
Важенина Т.М., Истомина Я.С., Казанцева Е.А. Минеральные ресурсы как определяющий фактор экономического развития региона.....	536
Васяк А.В. Отчет о движении денежных средств: порядок формирования и назначение (на примере нефтегазовой компании).....	537
Гайнутдинова Р.Р. Введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов как этап реформирования системы налогообложения недропользования.....	542

Гермаханов Ш.А. Государственная поддержка субъектов малого бизнеса в области геологического изучения недр и недропользования.....	544
Глухова Д.В. Сравнительный анализ налогообложения по обычному режиму и на основе соглашения о разделе продукции.....	545
Голоскоков А.Н. Дифференциация налогообложения как механизм управления инвестиционной привлекательностью газовой отрасли.....	549
Голоскоков А.Н. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой отрасли.....	551
Горовцова И.В. Экологическое страхование в структуре рыночных механизмов управления природопользованием.....	553
Демьяненко Ю.В. Особенности бухгалтерского учета в добывающих отраслях.....	555
Жадамбаева С.Ж., Мукашева Е.Ю. Налог на добычу полезных ископаемых и его доля в бюджете Российской Федерации.....	556
Зайцева Д.И. Резервный фонд как инструмент инновационной экономики.....	558
Зайцева Д.И., Холин Я.А. Реализация принципа справедливости при реформировании системы налогообложения недропользователей в Российской Федерации.....	562
Зеленова Е. С., Жарова Т.Ю. Перспективный метод оценки инвестиционного проекта.....	566
Исмаилова Р.Т. Описание механизма функционирования логистической производственной системы.....	569
Каменева Н.В., Рябкова М.С. Инвестиционное проектирование в условиях неопределенности (на примере научно-образовательного центра).....	570
Киринос Н.В. Обоснование возможности экологического туризма на территории Новосибирской области на примере памятника природы «Бердские скалы».....	572
Кочеткова О.П., Любятинская М.П. Взаимосвязь типа личности и сферы профессиональной деятельности студентов Института геологии и нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.....	574
Кузнецов А.В. Капитализация затрат на этапе геологоразведочных работ и ее влияние на финансовое состояние предприятия.....	577
Любятинская М.П. Налоги и платежи за пользование природными ресурсами в России.....	579
Мусина Д.Р. Анализ эффективности разработки нефтяного месторождения при изменении величины налога на добычу полезных ископаемых.....	582
Намм М.Л. Риски, связанные с дефицитом инвестиций в газовую отрасль Российской Федерации.....	584
Рамазанов Д.Н. Оптимизация планирования мероприятий по стабилизации добычи нефти в условиях риска.....	586
Рыжих Е.С. Особенности юридической регламентации водопользования на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса Томской области.....	588
Симарова И.С. Совершенствование налогообложения недропользователей как одно из условий реализации проектов разработки нефтяных месторождений.....	590
Смирнова К.И. Возможность увеличения доли рынка розничных продаж нефтепродуктов малого бизнеса.....	592
Филиппова О.В. Инновационные подходы в управлении имуществом комплексом предприятия.....	593
Фокина А.Б. Налоговая нагрузка иностранных инвесторов в российском нефтегазовом секторе.....	595
Холин Я.А. Риски формирования затрат в части изменения налога на добычу полезных ископаемых.....	597
Энгельбрехт-Зенкина З.В. Стратегия особых экономических зон в разработке месторождений полезных ископаемых (на примере технико-внедренческой зоны Томской области).....	601
Секция 17. GEOLOGY AND PETROLEUM ENGINEERING (ENGLISH, GERMAN)	
Bolsunovskaya L.M. Language teaching in the world of globalization: what does it mean?.....	604
Balrtushaytite C. J. Hydrogeology of Sovetskoe oilfield.....	604
Baranova K.J. The regularities of the abundance of chemical elements in natural waters of south minusinsk lobe and its mountain framing.....	606
Barkhatov A.F. Ways of decreasing stress-corrosion damage of operating oil-gas pipelines.....	607
Batozskaya J.A. Ecological and geochemical condition of the river Kislovka.....	609
Blokhina O.L. Sorbent products for oil-spill cleanup from water surface.....	611
Bogdanova O.S., Gulyaeva M.D. Analysis of failures in steel vertical reservoirs.....	613
Bolsunovskaya J.A. Oil-and-gas industry trends in Tomsk region.....	615
Brendin M.V. Crude oil prospects of the North-Tatar arch residual soil and crystalline basement top profiles.....	617
Buschmanow A.I. Charakteristik der Erzhaltigen Metasomatiten und Stoffzusammensetzung der Erze am Standort Nachodka (Amur-Region).....	619
Chagina U.A. Chemical composition of the salt lakes of south of Western Siberia.....	621
Evdokimova Ya.Yu. Screw pumps in petroleum production.....	622
Ermolaeva A.V., Kynakytova M.A. Application of flexible continuous pipes at lining of sea pipelines.....	624

Farkhutdinov I.M. Oil and gas prospecting in undernappe sediments of Bashkir meganticlinorium of the Southern Urals.....	625
Falk A.Yu. Bitumen-containing basalts of the Minusinsk trough (the Republic of Khakassia).....	627
Fedin D.V., Zajkovsky V.V. Gas-turbine unit cleaning.....	628
Galios D.A., Karnaukhova U.M. Analysis of dual porosity media by pressure built up.....	630
Guilmoutdinov R.R., Mannapov M.I., Petrov M.A. Basic classifications of limestones used for productive carbonate section layering.....	632
Karneev K.V. Pipeline construction in hazardous environments-seismic areas.....	634
Karzanov D.G. Monitoring systems of oil and gas pipelines.....	637
Khasenova D.F., Kuznetsova L.P. The application of the method based on magnetomechanical anisotropy for determination of stressed-deformed states in metal structures.....	637
Kozyreva S.M. Comparative analysis of ionizing gamma radiation in Tomsk central districts.....	640
Kreshchik A.A. Geocological problems concerned with exploration and operation coals of Kansko-Achinsky reservoir.....	640
Ksenofontova E.D. Environmental aspects of heavy metal food pollution entry of toksikants in the human body with foodstuff.....	642
Lebedeva T.O. Regional features of element structure of children's blood in Irkutsk area.....	643
Limareva A.A., Pazdnikova A.S. Lithium and strontium in formation water of Kuumbinskoe oilfield.....	644
Medvedev A.S., Khomjakov I.S. Development of «euro – 3 – 4» high-octane gasoline based on zeolite containing catalysts through nanotechnology.....	647
Naimushina O.S., El-Shinawi A. Chemical composition of small rivers in Tyemnoe swamp area (Tomsk region)	649
Naumova M.A., Guilmoutdinov R.R. BS-10 stratum rock lithologic-mineralogical composition features (Tevlino-Russkinskoye oil-field).....	651
Neustroev A.M. Application of electrophysical methods to rock breakage.....	653
Ovcharenko D.A., Shmyrin E.S. Comparative analysis of liquefied and compressed gases application as motor fuels.....	655
Petrotschenko E.N. Die Erdöllager In der Atschimov-Dicke (Untere Kreide) im Nord-Pokachevo Erdölvorkommen (Tjumen)...	657
Radyuk I.V. Radioactive elements in pegmatites and associated of the alkaline granite rock of the Khan Bogd complex.....	659
Rjabovalova T.K., Gadzikovskaja K.S. The influence of global economic crisis on the banking system of Russia.....	661
Semenov K.S. Ways of increasing the reliability of gas turbine blades.....	662
Sjomotschkina N.W. Die Plattentektonik und Erdöl- und Gasführung der Sedimentbecken.....	663
Shats S.V. Application of hydrodynamic cavitation to well drilling, development and operation.....	665
Syrodoy S.V., Demin I.L. Movement of discrete phase in the accelerating flow.....	667
Tereschenko R.E. LDV measurements of non-newtonian suspension in pipe flo.....	669
Vasilenko D.V. Elements of the first danger class in soil and vegetables as the risk factor for human health.....	670
Yzhegova U.A. Historical development of the Siberian platform in palaeozoic era (data records from palaeontology museum, Tomsk polytechnic university).....	673
Zaitsev E.V. Prospecting for oil and gas deposits with microbiological mapping.....	674
Секции 18. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ	
Гохман В.В. ГИС, ГИС, ГИС.....	677
Выдрич Д.Е. Геоинформационная система обеспечения геолого-съёмочной практики на учебном геологическом полигоне ТПУ.....	679
Гальцев А.А. Применение геоинформационных технологий для исследования ледового режима Дальневосточных морей России.....	681
Дорошков А.А. Разработка структуры базы данных для хранения геологической информации.....	683
Каждан М.В. Основные этапы и особенности геолого-гидродинамического моделирования продуктивных пластов крупных месторождений Пермско-Башкирского свода.....	685
Кирсанов А.А. Элементы методики построения геохимических карт по вторичным ореолам рассеяния.....	687
Корниенко А.С., Синченко А.В., Нурмуродов Т.Н. Моделирование карьерных откосов на основе лазерного и геотомографического сканирования.....	689
Менжилевский В. А. Перспективы развития VRS сетей.....	691
Паршин А.В. Опыт создания ГИС для мониторинга состояния окружающей среды на примере территории Иркутской области.....	693
Прокопьев Ф. С. К вопросу об обработке аэрофотоснимков средствами геоинформационных систем.....	694
Романюк В.А. Технология создания гидрометеорологической базы данных на основе доступных Интернет-ресурсов.....	696
Тенгелиди Д.И. Поиски полезных ископаемых с помощью методов дистанционного зондирования Земли.....	698
Шестаков С.А. Внедрение системы хранения пространственных данных в Институте геохимии СО РАН..	700

Секция 19. НАУЧНО–ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА МОЛОДЕЖИ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОГО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА В ВУЗАХ РОССИИ: ОПЫТ, ТРАДИЦИИ, НОВЫЕ ФОРМЫ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ	
Иванова Г.М. Комплексная система подготовки высокопрофессиональных творческих специалистов на основе единства научной и учебно-исследовательской работы в ИГНД в рамках Национального исследовательского Томского политехнического университета (традиции, современность, перспективы)...	702
Болсуновская Л.М., Васильченко Т.В., Матвеев И.А., Терре Д.А. Организация студенческого фестиваля на иностранных языках «Мои исследования миру» (на базе кафедры иностранных языков ИГНД ТПУ).....	714
Болсуновская Л.М., Васильченко Т.В., Матвеев И.А. Разработка модели лингвистического инкубатора для социализации студентов технических специальностей в международном научно-профессиональном пространстве ресурсоэффективных технологий на примере ИГНД ТПУ.....	715
Гусева Н.В., Миронова Л.А. Опыт различных форм деятельности молодежного историко-геологического Центра при Мемориальном кабинете-музее академиков В.А. Обручева и М.А. Усова в просветительской работе среди студенчества.....	716
Едапин В.И., Рыбаков А.А. Результаты научного эксперимента коллектива молодых учёных-хирургов по улучшению качества проведения быстрой хирургической помощи в экстремальных условиях работникам нефтегазовой отрасли.....	717
Жарова Т.Ю., Аксенов С.Н. Организация работы студенческого отряда «Память» в составе МПЦ ТПУ «Отечество» по восстановлению мемориала погибшим воинам – томским политехникам в Смоленском сражении по защите Москвы (2008-2010 гг.).....	719
Иванова Г.М. Опыт организации студентами ИГНД молодежного Инновационного научно-производственного предприятия ООО «Нефтьинвент» и завода сварочной техники.....	721
Кудряшова Л. К., Миронова Л. А., Останкова Ю. Г., Сунгурова О. Г. Привлечение к научной деятельности студентов младших курсов через «Коровинские чтения» с элементами школы – семинара на базе СНИЛ «Факел».....	722
Любятинская М.П., Беккер В.В., Епихин А.В., Жарова Т.Ю., Головачева Ю.И., Филимоненко Е.А. Многолетний опыт проведения студентами ИГНД ТПУ областных и университетских студенческих олимпиад «Подвиг молодежи по спасению Родины в Великой Отечественной войне 1941-1945гг.» как важный фактор воспитания гражданского самосознания.....	724
Любятинская М.П. Опыт студенческого самоуправления Молодежно-Патриотического Центра ТПУ «Отечества» ИГНД ТПУ в работе по нравственному воспитанию молодежи в новых социально-экономических условиях России.....	727
Мещерякова Е.Л., Онучин С.В. Деятельность молодежного Инновационного научного объединения «Union Petroleum UP» в тесной связи с академической наукой.....	734
Пономарёв В.А. Организация научно-исследовательской и творческой работы студентов ЮТИ ТПУ и школьников г. Юрги в Юргинском молодежном военно-патриотическом Центре «Звезда» Всероссийской общественной организации ветеранов «Боевое братство».....	736
Соктоев Б.Р., Филимоненко Е.А. Опыт деятельности студенческой научно-исследовательской лаборатории (СНИЛ) «Луч» и перспективы её развития на базе Международного Научно-образовательного Центра «Урановая геология».....	737
Токаренко О.Г. Гусева Н.В. Организация и достижения молодежного научного объединения «Гидрогеохимик» на базе Научно – учебно-производственного Центра «Вода» Института геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета.....	738
Николаева Д.Р. Оптимизация образовательного процесса по дисциплине «Математика» с элементами исследования путем создания соответствующего учебного пособия для студентов технического вуза.....	741
Ялов А.Е., С.Е. Мишуков Работа геологической школы «Юный геолог» ИГНД по привлечению школьников к профессиональной и творческой деятельности.....	743

Научное издание

Проблемы геологии и освоения недр
Труды XIV 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 00.00.2010. 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

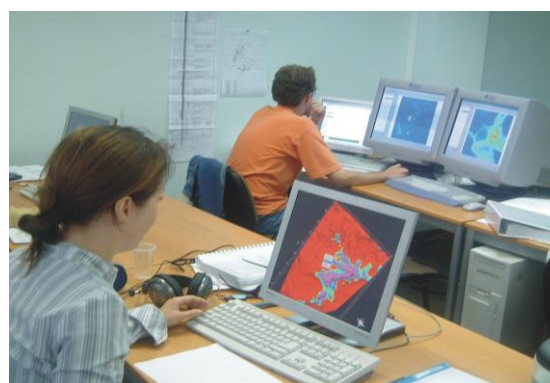
пешной карьеры в современной нефтегазовой промышленности.

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 промышленными 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.

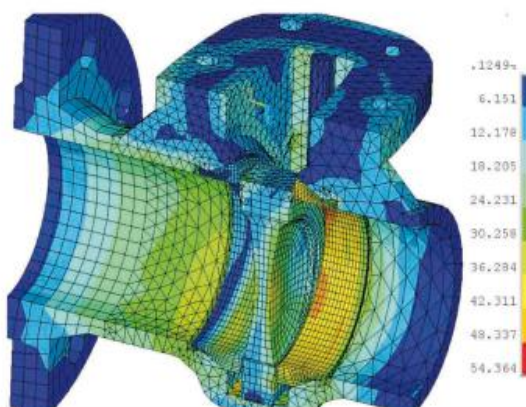
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СПЕЦИАЛИСТОВ:

- 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;
- Промыленно-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;
- Технико-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 комфортным общежитием и стипендией.

Заклучившим контракт с предприятием, предполагается выплата стипендии размером 300 евро.

По окончании гарантируется трудоустройство и достойная оплата труда.

