

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ



СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ НЕДР ЗЕМЛИ

*Научные труды лауреатов Всероссийского конкурса
научно-исследовательских работ студентов и
аспирантов в области наук о Земле в рамках
Всероссийского Фестиваля науки*

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 504(063)
ББК 20.1л0
П78

П78 Современные технологии и результаты геологических исследований в изучении и освоении недр Земли: научные труды лауреатов Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле в рамках Всероссийского Фестиваля науки. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 527 с.

ISBN 978-5-98298-569-9

В сборнике отражены проблемы палеонтологии, стратиграфии, тектоники, исторической и региональной геологии, минералогии, геохимии, петрологии, литологии, металлогении, современные технологии и методы поисков и разведки полезных ископаемых, гидрогеологии, гидрогеохимии, инженерной геологии, геофизики, нефтяной геологии, геоинформационных систем в геологии, современных технологий разработки нефтяных и газовых месторождений, современных технологий подготовки освоения и переработки минерального и углеводородного сырья, современной нефтегазопромысловой техники, современных технологий и техники бурения нефтяных и газовых скважин, техники и технологии добычи, транспорта и хранения нефти и газа, горного дела, разработки рудных и нерудных полезных ископаемых, современных технологий и техники разведки месторождений полезных ископаемых, геоэкологии, гидрогеоэкологии, охраны и инженерной защиты окружающей среды, экономики минерального и углеводородного сырья.

Публикация сборника научных трудов лауреатов Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле в рамках Всероссийского Фестиваля науки осуществляется при поддержке Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 гг.»

УДК 504(063)
ББК 20.1л0

Главный редактор – А.К. Мазуров, д.г.-м.н., профессор
Ответственный редактор – Г.М. Иванова, к.г.-м.н, доцент
Технические редакторы – Е.Ю. Пасечник, к.г.-м.н., ст.преподаватель;
О.Г. Токаренко, к.г.-м.н, ст. преподаватель

ISBN 978-5-98298-569-9 © ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2011
© Оформление. Издательство Национального исследовательского Томского политехнического университета, 2011

ПРЕДИСЛОВИЕ

С 10 июля 2011 г. по 30 августа 2011 г. в Национальном исследовательском политехническом университете (ТПУ) на базе Института природных ресурсов (ИПР) состоялся Всероссийский конкурс научно-исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле в рамках Всероссийского Фестиваля науки по теме: «Современные технологии и результаты геологических исследований в изучении и освоении недр Земли».

Организация и проведение Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ в области наук о Земле – 2011г. осуществлялась при поддержке Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 гг. в соответствии с приказом Рособразования от 15 июля 2009 г. № 808 и в соответствии с решением Конкурсной комиссии Министерства образования и науки РФ №4 (протокол от 13.05.2011 г. № 13/0173100003711000084) в рамках реализации мероприятия 2.2. «Организация и проведение Всероссийских и Международных молодежных олимпиад и конкурсов», направление 2 «Обеспечение привлечения молодежи в сферу науки, образования и высоких технологий, а также закрепление её в этой сфере за счет развитой инфраструктуры».

Институт природных ресурсов Национального исследовательского политехнического университета является родоначальником геологического образования и геологической науки в азиатской части России. Созданная академиком 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 нашей страны, но и Средней Азии. В 2011 г. Институт природных ресурсов ТПУ отметил свое 110-летие. Из почти 14 тысяч выпускников Института природных ресурсов более 350 стали первооткрывателями месторождений полезных ископаемых, 50 – Лауреатами Ленинской и Государственной премий, более 150 – докторами и более 800 – кандидатами наук. Из стен Института природных ресурсов ТПУ вышло 15 академиков и членов-корреспондентов Академии наук, 5 Героев Социалистического Труда.

В работе Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ студентов и аспирантов 2011 года приняло участие 1568 НИР, из 38 вузов РФ и академических институтов РАН из 30 субъектов Российской Федерации.

География участников конкурса довольно обширна – это НИР из вузов следующих городов: Москвы, Санкт-Петербурга, Петропавловска-Камчатского, Тюмени, Красноярска, Уфы, Екатеринбурга, Новосибирска, Иркутска, Якутска, Казани, Южно-Сахалинска, Перми, Кемерово, Томска, Северска, Барнаула, Читы, Новочеркаска, Омска, Бийска, Самары, Воронежа, Новокузнецка, Кирова, Владивостока, Ижевска, Благовещенска.

Научные работы студентов и аспирантов были представлены из Института кристаллографии им. А.В. Шубникова Российской академии наук (г. Москва), Российского государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе (г. Москва), Института вулканологии и сейсмологии Дальневосточного отделения Российской академии наук (г. Петропавловск-Камчатский), Геологического института Российской академии наук (г. Москва), Казанского Федерального университета, Национального исследовательского Томского политехнического университета, Пермского национального исследовательского политехнического университета, Института нефтегазовой геологии и геофизики им. академика А.А. Трофимука Сибирского отде-

ления Российской академии наук (г. Новосибирск), Тюменского нефтегазового университета, Уфимского государственного нефтяного технического университета, Санкт-Петербургского государственного горного университета, Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, Омского государственного технического университета, Сибирского государственного индустриального университета (г. Новокузнецк), Иркутского государственного университета, Вятского государственного университета (г. Киров), Российского университета Дружбы народов (г. Москва), Казанского Федерального университета, Института морской геологии и геофизики Дальневосточного отделения Российской академии наук (г. Южно-Сахалинск), Самарского государственного технического университета, Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова, Южно-Российского государственного технического университета (г. Новочеркасск), Амурского комплексного научно-исследовательского института Дальневосточного отделения Российской академии наук (г. Благовещенск), Уральского государственного горного университета (г. Екатеринбург), Нефтеюганского нефтегазового института, Дальневосточного государственного технического университета (г. Владивосток), Сибирского Федерального университета (г. Красноярск), Югорского государственного университета (г. Ханты-Мансийск), Воронежского государственного университета, Читинского государственного университета, удмуртского государственного технического университета (г. Ижевск), Кузбасского государственного технического университета (г. Кемерово), Хакасского государственного университета им. Н.Ф. Катанова (г. Абакан), Института нефтяной геологии и геофизики Сибирского отделения Российской академии наук (г. Томск), Томский государственный университет (г.Томск).

Всероссийский конкурс научно-исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле проводился по 15 научным направлениям:

1. Палеонтология, стратиграфия, историческая и региональная геология
2. Минералогия, геохимия, петрография, металлогения. Современные технологии и методы поисков полезных ископаемых
3. Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья
4. Геофизические методы исследования Земли
5. Гидрогеология и инженерная геология
6. Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли
7. Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений и их совершенствование
8. Современные технологии и техника бурения нефтяных и газовых скважин
9. Современные технологии и техника разведки твердых и рыхлых полезных ископаемых
10. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых
11. Современные технологии подготовки освоения (обогащение, промысловая подготовка и др.) и переработки минерального и углеводородного сырья
12. Современная нефтепромысловая техника и ее совершенствование
13. Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ
14. Экономика минерального и углеводородного сырья
15. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды

По двум номинациям в каждом из 15 направлений:

1. НИР студентов и магистрантов
2. НИР аспирантов

Научный уровень представленных на конкурс работ довольно высокий, некоторые из них отличаются новизной и оригинальностью идей, а ряд исследований представляют собой принципиально новые открытия. Представленные НИР, как правило, чрезвычайно актуальны, отражают исследования как в области фундаментальных наук, так и экспериментальных исследований и имеют важное прикладное значение, и при дальнейшей научной разработке многие из них могут быть представлены в виде диссертаций на соискание ученых степеней, конструкторских разработок. Некоторые из них являются частью хоздоговорных 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 на конкурс НИР имеют патенты и лицензии.

Представленные работы, оформленные в зашифрованном виде, прошли рецензирование, а затем рассматривались в конкурсных комиссиях по каждому из направлений. Работы оценивались по следующим критериям:

1. Актуальность НИР;
2. Научно-техническая новизна;
3. Оригинальность идей НИР;
4. Новейшие методы проведенных автором исследований;
5. Значимость основных результатов НИР (научных и практических);
6. Возможность внедрения НИР;
7. Количество действующих и полученных патентов по теме НИР;
8. Количество и уровень научных публикаций по теме НИР (публикации в журналах с импакт-фактором, в рецензируемых журналах, в публикациях за рубежом, Международные, Всероссийские, монографии – для аспирантов);
9. Признание научной общественности (медали, дипломы на выставках, на научных Форумах, симпозиумах, Международных и Всероссийских конференциях по теме НИР);
10. Грамотность и качество оформления НИР;
11. Степень самостоятельности участия в НИР для студента, для аспиранта – уровень подготовки диссертационной работы;

Победители определялись в каждом из направлений. Всем участникам выданы сертификаты, лауреаты конкурса награждены дипломами и призами.

По итогам конкурса издан сборник лучших научных трудов участников – НИР лауреатов Всероссийского конкурса исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле.

*Ответственный редактор сборника
трудов Всероссийского конкурса НИР
студентов и аспирантов в области наук о Земле,
к.г.-м.н., доцент*

Г.М. Иванова

НАПРАВЛЕНИЕ 1
**ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ, ИСТОРИЧЕСКАЯ И
РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ**

СТУДЕНТЫ

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ УРЖУМСКОГО ЯРУСА ПО ДАННЫМ
ИЗУЧЕНИЯ ОПОРНОГО РАЗРЕЗА СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ МЕТОДОМ ЭПР
Р.Р. Габдрахманов**

Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

На территории Татарстана отложения уржумского яруса биармийского отдела слагают водораздельные пространства и чаще представлены лишь своей нижней частью. Верхняя граница северодвинского яруса татарского отдела является поверхностью размыва, перекрывающейся четвертичными отложениями, а на юго-западе территории - отложениями юры и мела.

В строении уржумского и северодвинского ярусов основную роль играют преимущественно континентальные красноцветные песчано-глинистые образования и пестроцветные карбонатно-глинистые отложения.

Уржумский ярус выделяется в составе биармийского отдела и состоит из сулицкой и ишеевской свит. Предметом изучения в настоящей работе являются отложения Казанско-Чебоксарского типа разреза уржумского яруса. Эталонный разрез уржумского яруса составляется по обнажениям, вскрывающимся в бортах оврага Черемушка и прилегающих к нему береговых склонах Волги. Овраг прорезает правый склон Волги примерно в 1,5 км выше западной окраины поселка Печищи Приказанского района, длина его составляет около 500 метров [2]. Во время проведения полевых работ в пределах поселка Печищи были отобраны 62 образца, 35 из которых были исследованы методом ЭПР-спектроскопии. Нам представляется важным отметить тот факт, что ранее исследования уржумских отложений опорного разреза Среднего Поволжья методом ЭПР-спектроскопии не проводились. Заключительным этапом данного исследования является попытка выявить на основе полученных данных условия формирования отложений и цикличность осадконакопления в уржумском веке.

Спектроскопия электронного парамагнитного резонанса (ЭПР - спектроскопия)-физический метод, основанный на регистрации индуцированных радиочастотным полем резонансных переходов между электронными магнитными энергетическими уровнями вещества, помещенного в постоянное магнитное поле. Метод основан на явлении поглощения энергии радиочастотного электромагнитного поля парамагнитными ионами. В изучаемых породах такими парамагнитными центрами (метками) являются примесные ионы Fe^{3+} , Mn^{2+} в кристаллах кальцита и доломита, электронно-дырочные центры этих минералов и порообразующего кварца, ангидрита и др. Экспериментальные исследования методом ЭПР проводились на порошковых образцах пород с размером частиц < 0.05 мм и навесках - 13-75 мг при комнатной температуре.

ЭПР-спектроскопия образцов позволила выявить геохимическую неоднородность изучаемого разреза, выражающуюся в виде характерных парамагнитных образцов пачек разреза.

Из полученного нами распределения концентраций парамагнитных меток по разрезу видно, что сулицкая свита накапливалась преимущественно в условиях повышенной магнезиальности и солености в эвапоритовой обстановке (по высоким значениям сульфат-радикалов).

Ишеевская свита накапливалась в условиях усиления влияния сноса терригенного материала (на это указывают E^2 – центры в кварце, Fe^{3+} в кластике и карбонатах). При этом в бассейне осадконакопления сохраняется высокая соленость (на это указывают сульфат-радикалы). Усиление влияния суши в ишеевское время подчеркивается повышением содержания Mn^{2+} .

Полученные результаты хорошо согласуются с данными по вариациям отношения Sr/Ba [2], увеличение которого указывает на повышение солености бассейна осадконакопления. Представленные данные подтверждают, что начало уржумского века характеризовалось значительной аридизацией климата востока Восточно-Европейской платформы. Этот процесс сопровождался локализацией реликтовых казанских морских бассейнов в раннеуржумское время и их слиянием в аномально соленый уржумский бассейн, отличавшийся небольшими глубинами и повышенной соленостью. Начиная с подошвы ишеевской свиты, сложение разреза и его геохимическая характеристика резко меняются: доломиты сменяются известняками, увеличивается доля глинистых и алеврито-песчаных разностей с повышенными содержаниями марганца, железа и бария. Эти наблюдения указывают на дальнейший распад уржумского бассейна на отдельные остаточные водоемы. В позднеуржумское время отмечается активизация пресноводных терригенных стоков с суши, сокращавших площади реликтовых аномально соленых участков бассейна седиментации. Повышенное содержание марганца в известняках ишеевской свиты дает основание предположить, что в позднеуржумское время климат стал более влажным по сравнению с раннеуржумским временем при сохранении общего аридного характера климатических условий. Сильно выраженный эвапоритовый режим в сулицкое время объясняет бедность палеонтологических остатков в соответствующих отложениях.

Полученные геохимические кривые в комплексе с расчетным параметром по коду литологии (он рассчитывался исходя из ранжирования пород: известняки, доломиты (5), мергели (4), глины (3), алевролиты (2), песчаники (1), а также с учетом распространенности типов пород в пачке) позволили определить в разрезе уровни, соответствующие усилению (сплошные стрелки) или ослаблению (пунктирные стрелки) эвапоритового режима, соответствующие ослаблению или усилению терригенного сноса. Можно утверждать, по крайней мере, о шести таких эвапоритовых циклах. Данные циклы сопоставимы с циклами, выделенными в разрезе уржумских отложений разреза Кзыл Байрак [2] и соответствуют циклам 5 порядка, вложенным в 2 цикла 4 порядка, соответствующие сулицкой и ишеевской свитам. По выводам, полученным в [2] циклы 5 порядка можно соотнести с 100-400 тыс. летними циклами эксцентриситета.

Комплексирование данных по описанию разреза, исследованиям шлифов и спектров ЭПР [1] позволяет реконструировать седиментационную историю уржумского века, определяемую трендом доминирования континентальных обстановок над переходными и морскими.

Автор выражает признательность с.н.с. лаборатории ФМА кафедры минералогии Казанского государственного университета к.ф.-м.н. Н.М. Хасановой и доценту геологического факультета КГУ, д.г.-м.н. Н.Г. Нурғалиевой за помощь в проведении исследований.

Литература

1. Нургалиева Н.Г., Галеев А.А. Исследование пород методом ЭПР. В книге: Стратотипический разрез татарского яруса на реке Вятке. – Москва: ГЕОС, 2001 – С.56 - 68.
2. Шевелёв А.И., Силантьев В.В. и др. Геология Приказанского района. Путеводитель по полигонам учебных геологических практик. Казанский государственный университет. - Казань: ЗАО «Новое знание», 2007. -208с.

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.Р. Габдрахманов, Р.Р. Гильмутдинов

Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева

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

Фактический материал для проведения наших исследований был собран нами в пределах Ярегского нефтетитанового месторождения Ухтинского района республики Коми. Месторождение разрабатывается шахтным способом. Спуск в шахту для отбора образцов был произведен в июле 2010 года. В блоке «345-Северный» нами были отобраны 6 образцов (5 сильноравномернонефтенасыщенных песчаников и 1 образец из вышележащего диабазового горизонта), в блоке «1Т-2» - 2 образца (сильноравномернонефтенасыщенный песчаник и оливинный диабаз).

В представленной работе мы выделяем следующие этапы исследования: 1) отбор образцов в шахте из нефтенасыщенного песчаника основного продуктивного пласта («Пласт III») и вышележащей диабазовой дайки для дальнейших лабораторных исследований; 2) исследование образцов (изготовление шлифов, полировок, применение метода электронно-парамагнитного резонанса); 3) интерпретация полученных данных с целью выявления особенностей геологического строения девонских отложений Ярегского нефтетитанового месторождения и оценка перспектив промышленной ванадиеносности этих нефтей.

Нефтяная залежь пластово-сводового типа шириной 4-6 км и высотой до 87 м находится в песчаниках среднего и верхнего девона, слагающих единый продуктивный «пласт III» живецкого и эйфельского возраста. Он лежит в основании преимущественно глинистого девонского разреза непосредственно на неровной поверхности рифейского фундамента на глубине 130-300 м. При средней толщине 70 м пласт выклинивается на западе на выступах фундамента и обрывается здесь сколами крупного тектонического нарушения, а во впадине фундамента, занимающей большую часть месторождения, достигает максимальной толщины до 106 м.

Эродированная поверхность венд-рифейских метаморфических сланцев фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывается образованиями среднего отдела девонской системы. Представлен он эйфельским ярусом и старооскольским надгоризонтом живецкого яруса. Верхняя пачка пласта III несогласно перекрывает отложения средней и нижней пачек. Как правило, III пласт почти повсеместно перекрывается надпластовыми аргиллитами. В единичных случаях линзообразные тела и дайки диабазов встречаются или непосредственно над пластом III, или внутри пласта. Надпластовые аргиллиты представляют собой горизонтально-слоистые глинистые отложения средней мощностью 5 м. Нефть Ярегского месторождения тяжелая, высоковязкая, сернистая. Средняя плотность ее в стандартных условиях составляет 0,945кг/м³. Вязкость нефти в пластовых условиях 12000 мПа·с, а при 100 °С снижается до 60 мПа·с.

Переходя к экспериментальной части работы необходимо перечислить критерии отбора образцов: 1) доступность пласта для отбора образцов; 2) для отбора об-

разцов выбирались проблемные шахтные блоки: образцы были отобраны из шахтных блоков “34 сев” и “1Т-2”, где существуют проблемы с прорывами пара на вышележащий диабазовый горизонт; 3) для отбора образцов выбирались шахтные блоки с наиболее полным комплексом фактического материала.

Основные результаты исследования: 1) выявленные в шлифах и микрофотографиях полировок выделения пирита и магнетита (рис.1) в поровом пространстве песчаников являются одной из причин снижения фильтрационно-емкостных свойств основного продуктивного пласта III; 2) в плоскости шлифов большей части образцов наблюдается регенерация зерен с одной стороны, а с другой стороны зерна их растворение, что теоретически может свидетельствовать об интенсивных биокосных процессах в пределах коллектора; 3) в микрофотографиях полированных граней выявлены выделения скелетных кристаллов магнетита в поровом пространстве песчаника и вышележащей диабазовой дайки. Намечается изучение этих образцов под электронным микроскопом с целью проверки идеи о бактериальной природе генезиса кристаллов магнетита. В спектрах ЭПР по всем образцам наблюдаются аномальная интенсивность ванадила и широкая амплитуда спектров радикала E' (электронно-дырочные центры) в зернах кварца, что указывает на наличие в разрезе источников радиоактивного облучения.

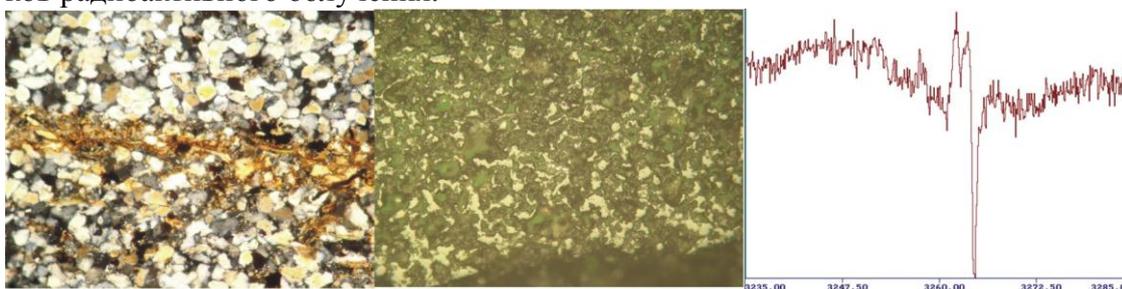


Рис.1 Образец №3 (нефтенасыщенный песчаник). Слева - шлиф (при скрещенных николях), в центре - микрофотография полировки, справа - спектр ЭПР в области радикала

Мы попытались оценить концентрацию ванадия по спектрам электронно-парамагнитного резонанса.

Оценка концентрации основывалась на зависимости содержания ванадия от приведенной (к массе образца и интенсивности эталона) интенсивности сигнала ванадила в спектре ЭПР, полученной ранее в Казанском университете для нефтей, сходных по составу и физико-химическим свойствам с нефтью Ярегского месторождения. Эта зависимость представлена на рисунке 2.

По уравнению этой зависимости была произведена экстраполяция для образцов Ярегского месторождения: 1) жидкой экстрагированной из всех образцов в одну бутылку нефти Ярегского месторождения; 2) образца №7. По жидкой экстрагированной из всех образцов в одну бутылку нефти Ярегского месторождения приведенная интенсивность сигнала ванадила на спектре ЭПР (в у.е.) составила 41,04478, содержание ванадия мы оценили как 545 грамм на тонну нефти. По седьмому образцу приведенная интенсивность сигнала ванадила на спектре ЭПР составила 66,0793, содержание ванадия 839 грамм на тонну нефти. Вероятней всего, оценка, полученная по жидкой экстрагированной нефти, является более достоверной. Полученная оценка указывает на промышленную ванадиеносность нефтей Ярегского месторождения.

В научном обществе существуют 2 основные точки зрения на механизм обогащения нефтей ванадием:

1) накопление ванадия на стадии формирования органического вещества в котором участвуют остатки организмов, способных аккумулировать в себе аномальное количество ванадия [1] (По А.П. Виноградову, В.И. Вернадскому) и 2) гипергенные процессы связанные с подземными водами: залежи нефти, попадая в зону активного гипергенеза и вступая в контакт с ванадийсодержащими инфильтрационными водами окислительной обстановки, усваивают водорастворимый ванадий [2] (По И.С. Гольдбергу, Р.П. Готтиху, Л.И. Морозову). Мы попытались проверить каждую точку зрения в соответствии с полученными нами по Ярегскому месторождению данными. В пользу первого механизма говорят 3 факта. Первый - наличие выполняющих поровое пространство кристаллов магнетита (вероятней всего магнетит является продуктом жизнедеятельности бактерий, так как гидротермальный магнетит образуется при 360 °С, что маловероятно в нашем случае); Второй – коррозия и в тоже время регенерация зерен песчаника (в шлифах пятого и других образцов). Мы считаем, что это может объясняться биокосными процессами. Ну и третий: это присутствие в шлифах пирита.

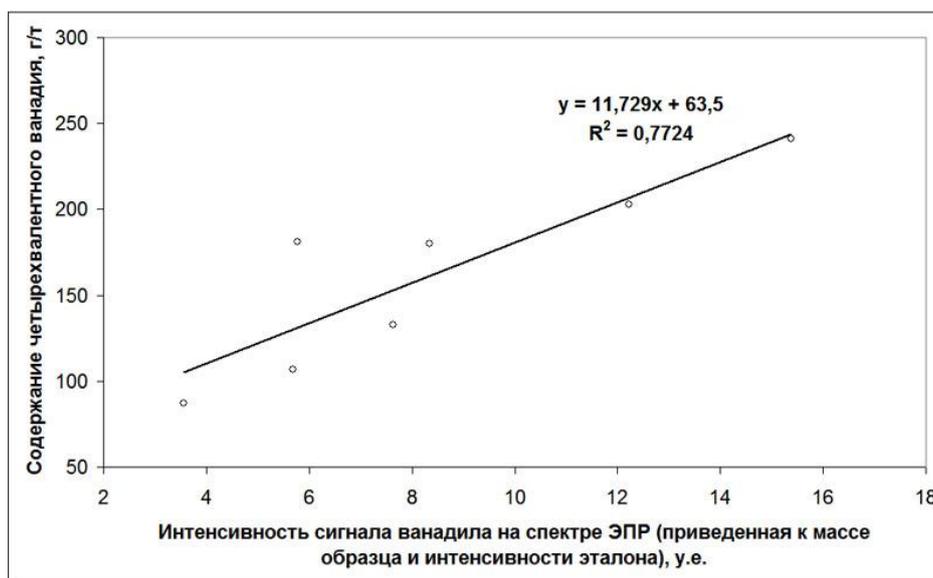


Рис.2 Зависимость содержания ванадия от приведенной (к массе образца и интенсивности эталона) интенсивности сигнала ванадила в спектре ЭПР

В пользу второго механизма говорят следующие показатели:

- **геохимические:** высокая плотность и сернистость (1,12% весовых) нефтей, повышенное содержание смол (20,6 % весовых) и асфальтенов (2,4 % весовых) и наличие поблизости очагов выветривания окисленных ванадиеносных пород;

- **гидрогеологические:** присутствие (в настоящем или геологическом прошлом) хлор-кальциевых и гидрокарбонатно-натриевых типов вод инфильтрационного генезиса с очагами выветренных и окисленных ванадийсодержащих горных пород в области питания (вышележащие оливиновые диабазы);

- **геоструктурные:** крайне небольшая глубина залегания залежи и приуроченность к частям разреза под поверхностями несогласий (перерывы в осадконакоплении, денудационные поверхности и т.д.). В разрезе месторождения мы имеем три поверхности несогласия: 1) рифей/средний девон; 2) средний девон/верхний девон; 3) верхний девон/квартер.

Мы считаем, что механизм гипергенного процесса обогащения нефтей Ярегского месторождения ванадием имеет большую обоснованность.

Литература

1. Академику В.И. Вернадскому. К 50 - летию научной и педагогической деятельности / Под ред. А.П. Виноградова. – М.: 1936. – 178 с.
2. Грибков В.В. Один из возможных природных процессов обогащения нефтей ванадием // Попутные компоненты нефтей и проблемы их извлечения: Сборник научных трудов ВНИГРИ. – Ленинград, 1989. – С. 28 - 39.

КСЕНОЛИТЫ – ВЕСТНИКИ ГЛУБИН

А.И. Зубрилина, Е.О. Никифорова

Научные руководители: доцент Б.Д. Васильев, инженер Н.Н. Мартынова
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Ксенолит (греч. «чужой камень») – обломок горной породы, захваченный магмой. Ксенолиты характерны для интрузивных тел разного состава. Они являются важнейшими источниками информации о составе недр Земли, так как могут быть доставлены магматическими расплавами с глубин, недоступных для непосредственного изучения, т.е. являются «вестниками глубин». Вынос ксенолитов к земной поверхности осуществляется магматическим расплавом по ра зломам земной коры или по трубкам взрыва. По ходу движения расплав захватывает обломки вмещающих горных пород и руд с различных глубин.

На основе изучения рудных ксенолитов в послерудных дайках профессором ТПУ К.В. Радугиным и аспирантом Е.В. Ярошинским были разработаны методики поиска «слепых» рудных тел на железорудных месторождениях Горной Шории и на полиметаллических месторождениях Забайкалья. Однако наиболее интересны мантийные ксенолиты из базанитовых и кимберлитовых трубок взрыва в связи с их потенциальной алмазоносностью. Оливиновые ксенолиты в андезитах вулкана Авача на Камчатке, очаг которого расположен в мантии на глубине 60 км при мощности коры 17 км, безусловно, являются мантийными («оливиновый пояс» А.Н. Толстого). Щелочные базальты (базаниты) содержат ксенолиты мантийных пород, поднятые с глубин 60-80 км, а в кимберлитах встречаются ксенолиты, принесенные с глубин 100-200 км. Ксенолиты из кимберлитов представляют собой наиболее глубинные горные породы, изученные человеком.

Вулканические трубки являются одним из основных проявлений расплавов на поверхности Земли. В настоящее время в Северо-Минусинской впадине известно более 40 базанитовых трубок, которые размещаются в основном среди верхнедевонских отложений. Исключение составляет трубка Инколь, находящаяся в нижнекаменноугольных отложениях. Возраст трубок Северо-Минусинской котловины составляет 74-79 млн. лет [4]. Первое их описание было дано Я.С. Эдельштейном в 1907 г. В 1930-е годы трубки изучались более детально. В ряде трубок были обнаружены мантийные ксенолиты, содержащие хромдиопсид, магнезиальный оливин и пироп, выявленный в 1959 году Н.А. Охупкиным [3] в трубке Тергешская. А.В. Крюковым [1] было установлено, что Северо-Минусинские трубки взрыва имеют некоторое сходство с типичными кимберлитовыми трубками по морфологии, механизму образования, минералогическому и химическому составу включений мантийных пород.

Аналогично кимберлитовым трубкам, данные базанитовые трубки образуют поля и локализируются вдоль глубинных разломов. Пиропы Северо-Минусинских трубок имеют определенное сходство с пиропами якутских алмазоносных кимберлитов. В связи с этим базанитовые трубки долгое время рассматривались как потенциально алмазоносные, но позднее А.В. Крюков выделил их в особый тип, который назвал «северо-минусинским», т.к., по его мнению, трубки этого типа являются переход-

ными к кимберлитовым, как бы недоразвившимися кимберлитовыми трубками, формирование которых приостановилось на самых ранних стадиях.

В 1990-х годах Хакасгеолком выдал лицензию на поиски алмазов в районе трубки Тергешской [2]. Это позволяет говорить о том, что проблема алмазоносности трубок Хакасии до сих пор не закрыта и является достаточно актуальной. В поиски алмазов включились и студенты ТПУ, проходящие учебную геологическую практику в Хакасии. Мой брат Денис Кобелев в 2003 году привез с практики образец базанита с ксенолитами и мелкими бесцветными зернами, похожими на алмазы. Спустя 8 лет мы приняли эту эстафету и в порядке подготовки к учебной практике изучали имеющуюся на кафедре Общей геологии и землеустройства ТПУ коллекцию ксенолитов из базанитовой трубки взрыва Красноозерской, а также шлихи из делювия эруптивных брекчий I фазы и базанитов II фазы на предмет их алмазоносности. Целью данной работы является исследование ксенолитов трубки Красноозерской, определение их состава и принадлежности к определенным структурным этажам.

Красноозерская трубка – типичный пример сдвоенных диатрем, состоящих из главной трубки и сателлита. Обе трубки сложены эруптивными брекчиями I фазы и базанитами 2 фазы внедрения. Главное тело представляет собой коническую сопку высотой 110 м и основанием 220×160 м. Острая вершина сопки представляет собой шток базанитов, обладающий радиальной отдельностью. Базаниты насыщены обломками осадочных пород и глубинными ксенолитами. В брекчиях взрыва на долю мантийных ксенолитов приходится лишь 5%, остальной объем занимают ксенолиты вмещающих пород. Возраст трубки Красноозерской 74±3.9 млн. лет [4].

Изученные нами ксенолиты из базанитов и вулканических брекчий взрыва трубки Красноозерской можно разделить на три группы по принадлежности их к породам различных структурных комплексов, имеющих в этом районе Северо-Минусинской впадины.

I группа – ксенолиты местные, или малоглубинные, принадлежащие породам верхнего, герцинского структурного комплекса (D_1-C_1), выполняющего Северо-Минусинскую впадину и имеющего мощность 4-5 км. Соответственно глубина их выноса от 5 км для вулканитов D_1 до первых метров для окремненных аргиллитов D_3 (рис. 1), непосредственно вмещающих трубку на современном эрозионном срезе.

II группа – ксенолиты среднелюбинные, принадлежащие породам нижнего, салаиро-каледонского, структурного комплекса (R_1-C_2) и прорывающим их гранитоидным интрузиям (рис. 2). Мощность этого структурного комплекса более 12 км и глубина выноса ксенолитов, соответственно, от 5 до 17 км, но не более 40 км (мощность земной коры).

III группа – ксенолиты глубинные, мантийные, принадлежащие ультраосновным породам (рис. 3), состоящим из оливина, шпинели, хромдиоксида, авгита. Глубина их выноса более 40 км (из мантии).



Рис. 1. Ксенолиты осадочных пород D_3



Рис. 2. Ксенолит гранитоидов



Рис. 3. Ксенолит оливинита

О том, что обломки изученных нами пород из трубки Красноозерской действительно являются чужеродными по отношению к базанитовому магматическому расплаву, свидетельствуют сложность и разнородность их состава, остроугольность обломков и наличие реликтовых тектоноструктур, не выходящих за пределы обломков.

При изучении шлихов из делювия трубки Красноозерской были выделены монофракции хромдиоксида (рис. 4), шпинели, оливина, авгита, титанавгита, магнетита, ильменита, граната (пироп).

В связи с поисковой направленностью на алмазы особое внимание было уделено диагностике мелких бесцветных водяно-прозрачных, обладающих ярким блеском шарообразных кристаллов кубической сингонии (тетрагонтриоктаэдры), похожих на алмазы или бесцветные кристаллы граната (гроссуляр). Однако при разделении в тяжелой жидкости этот минерал полностью оказался в легкой фракции и был определен как анальцим. Диагностика анальцима подтверждена с помощью рентгеноструктурного анализа в лаборатории ТГУ (25.02.11, V-20kN, I-7mA, Cu-анод, при скорости съемки 4 град/мин с шагом 1град.), с использованием электронной библиотеки. Таким образом, нами впервые была выявлена ассоциация анальцим-карбонаты, с которой связаны также битумы, образующие тонкие пленки на анальциме (рис. 5) и черные пластичные окатыши с кальцитом. Эта ассоциация минералов связана с более поздним воздействием гидротермальных растворов на породы трубок взрыва. При этом проницаемые вулканические брекчии претерпели более глубокую гидротермальную проработку в сравнении с плотными базанитами. В них на обломках осадочных горных пород выросли кристаллы анальцима (рис. 6).



Рис. 4. Сротки шпинели и хромдиоксида



Рис. 5. Анальцим с пленками битума (черное)



Рис. 6. Кристаллы анальцима

Литература

1. Крюков А.В., Крюкова З.В. Пиропы из трубки Тергешской // Материалы по геологии и полезным ископаемым Красноярского края. Красноярск. 1962. Вып. 3. С. 131–140.
2. Минерально-сырьевые ресурсы Республики Хакасия. Состояние и перспективы развития / Под ред. А.А. Булатова. – Абакан: Издательская группа «Всем, всем, всем!» - 2008. – 140 с.
3. Охупкин Н.А., Чубугина В.Л. О пиропе и хромдиоксиде в базальтовых трубках Минусинского межгорного прогиба. / ДАН СССР, т. 132, № 2, 1960. С. 12-15.
4. Izokh A.E., Fedoseev G.S., Kutolin V.A. Late Cretaceous intracontinental alkali basaltic magmatism of the Chebaki-Balakhta Basin: The Tergesh Complex. / Guidebook of field excursion B / International Symposium «Large igneous provinces of Asia; Mantle plumes and metallogeny». Novosibirsk, Russia, August 13-16, 2007. – p. 69-82.

НАХОДКА РУГОЗ В ЛУГИНЕЦКОЙ СВИТЕ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

К.С. Мельник

Научный руководитель доцент Н.В. Гумерова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лугинецкая свита установлена В.И. Красновым и др. в 1988 году [1] в Томской области, в Нюрольском структурно-фациальном районе. Стратотип ее находится в разрезе скважины Лугинецкая-170 в интервале глубин 2487,1...2978,0 м. Название дано по одноименной разведочной площади. Подразделяется на две подсвиты нижнюю – франского и верхнюю – фаменского возрастов. В стратотипе она сложена «...оолитово-сгустковыми – детритовыми водорослевыми известняками с прослоями

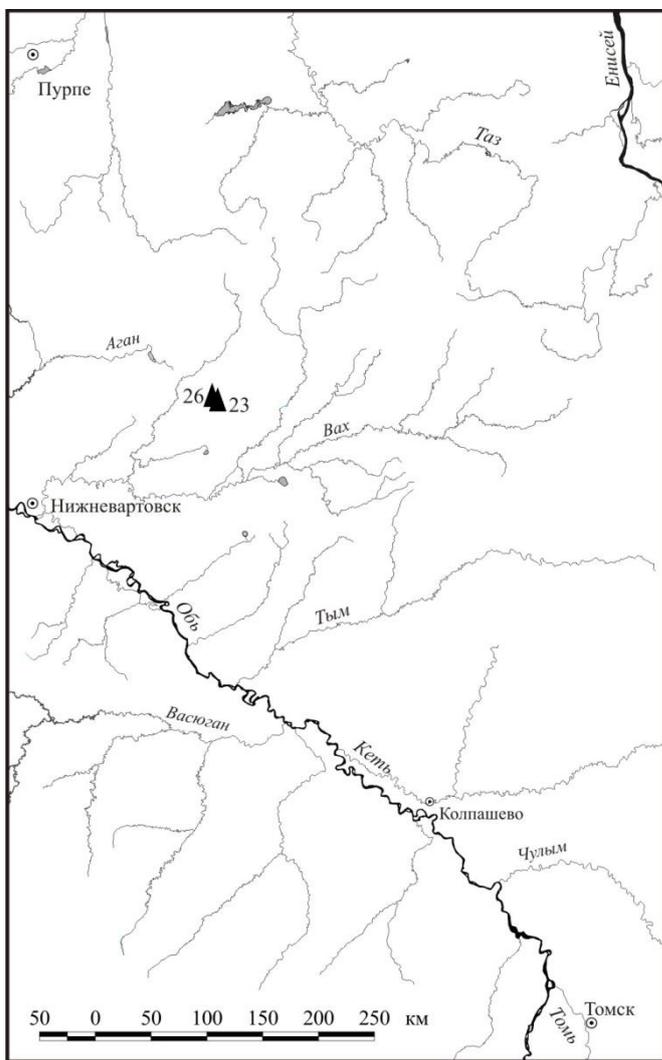


Рис. 1. Обзорная схема

▲ - расположение скважин Котыгь-Еганская - 23, 26

известковистых аргиллитов и маломощными телами туфолав базальтов». Нижняя граница с верхнегерасимовской подсвитой позднеживетского возраста, приуроченная к прослою дезинтегрированных известняков, [1] принята согласной. Кровля в стратотипе и других разрезах свиты не вскрыта. Видимая мощность в стратотипе 491 м. До настоящего времени, объем, положение границ и распространение лугинецкой свиты требуют существенного уточнения. Особого внимания заслуживает обоснование границы между подсвитами. На определенные несоответствия в этом вопросе уже указывалось Е.А. Елкиным и др. [2] и Н.П. Кульковым в устном сообщении.

Свита прослежена в разрезах следующих скважин: Северо-Сильгинская-25, инт. 3275...2411 м; Урманская-6, инт. 4544...3112 м; Нижне-Табаганская-4, инт. 3108...2990 м; 17, инт. 3132...3026 м; Северо-Тамбаевская-1, 2; Пологая – 2; Западно-Ключевская – 66; Черталинская – 3; Поселковоя – 4; Южно-Колтагорская -1; Квартовая - 5, 4; Малоичская-8; Новоникольская-1 и в ряде других.

Возраст лугинецкой свиты определен на основании изучения большого комплекса ископаемых организмов, как из стратотипа так и из разрезов других скважин (конодонтов, фораминифер и строматопороидей) в пределах всего позднего девона [1, 3]. При изучении разрезов скважин № 23, 26 Котыгьеганской

площади (рис. 1) были обнаружены ругозы и строматопороидеи, датирующие вскрытые отложения раннефранским подвеком. Ранее ругоз, характеризующих данный возрастной интервал, на территории Западно-Сибирской платформы известно не было.

Разрез скважины № 23 представлен следующими пачками.

Пачка 1. 3030 ... 3044 м, видимая мощность 14 м. Известняк серый, темно-коричневатый, илесто-пеллетово-литокластический; неоднородный, брекчиевидно-трещиноватого облика, интенсивно доломитизированный. Литокластика мелкая до тонкозернистого калькаренита. Участками скопления неопределимой биокластики. Субгоризонтальная слоистость обусловлена линзовидно-волнистыми слойками темного и светлого цветов.

Пачка 2. Интервал глубин 2970,5 ... 3030,0 м, видимая мощность 59,5 м. Интенсивно измененная аргиллито-глиноподобная порода серого, светло-коричневого, бежевого цветов. Достаточно однородная, плотная, выдержанная, но участками брекчиевидно-трещиноватая. Периодически встречаются реликты карбонатных пород, залегающих ниже указанного интервала, в которых встречены кустистые ругозы – *Tabulophyllum gorskii* Bulvanker [3]. Кустистая форма кораллов характерна, в основном, для взмученных вод водоема (рис. 2).

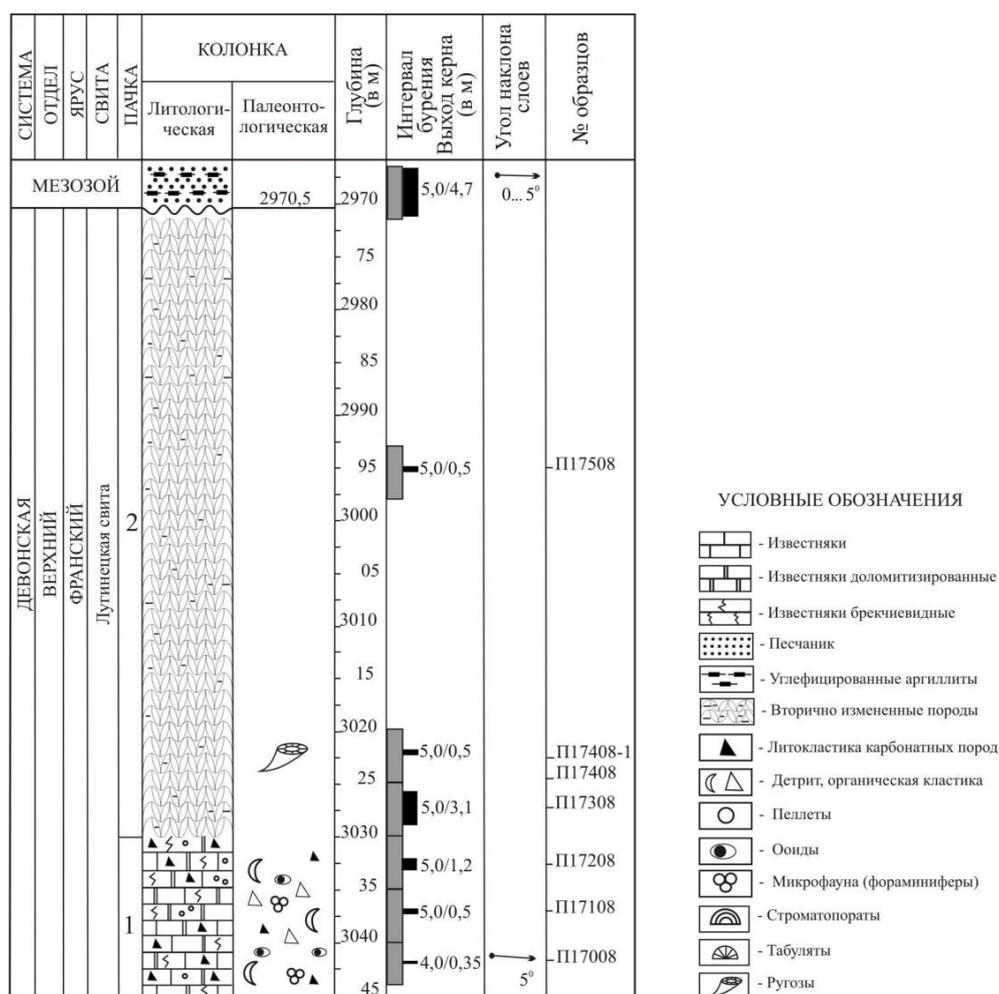


Рис. 2 Разрез палеозойских отложений, вскрытых скважиной Котыг'-Еганская – 23

Разрез скважины № 26 представлен следующими пачками.

Пачка 1. Интервал глубин 3110 ... 3150. м, видимая мощность 40 м. Известняк светло-серый, светло-бежевый, участками темно-серый с коричневатым оттенком. Илесто-пеллетовый флаутстоун, средненасыщенный. Много раковинного детрита средней и мелкой размерности и литокластики ренитовой размерности. Ил поровый. Пеллеты до 1 мм в поперечнике. Сортировка и ориентировка компонентов отсутствует. Здесь определен следующий комплекс строматопороидей: *Actinostroma clathratum* Nicholson, 1886; *Salairella cf. longitubulata* (Riabinin, 1941); *Trupetostroma ex gr. tchihatcheffi* (Yavorsky, 1955); *Faciledictyon tyžnovi* (Yavorsky, 1955); *Kyklopora sp.* Здесь и далее определение строматопороидей В.Г. Хромых.

Пачка 2. Интервал глубин 3000 ... 3110 м, видимая мощность 110 м. Известняк светло и темно-серый, с коричневатым оттенком; илесто-сгустково-литобокластический, неоднородный, брекчиевидно-трещиноватый, с субокатанными обломками до 5 см в поперечнике. Сгустки с неявными границами, 1...2 мм в поперечнике. Кластика и детрит без сортировки и ориентировки. Строматопораты – *Parallelopora sp.*, ругозы – *Tabulophyllum gorskii* Bulvanker (рис. 3).

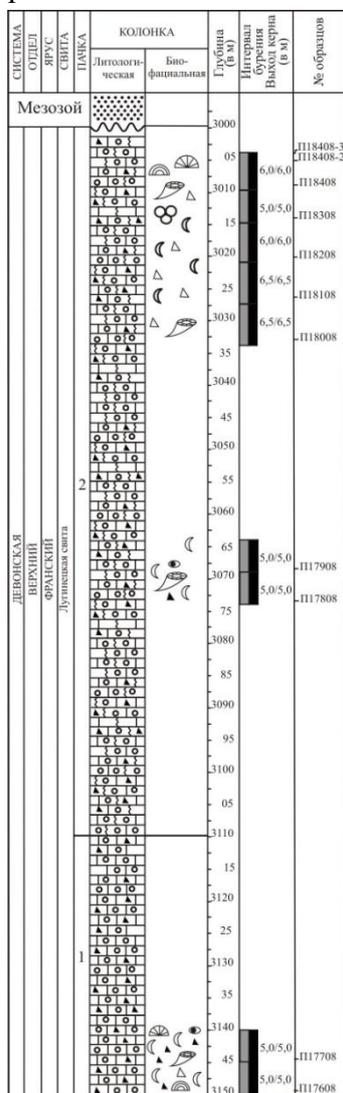


Рис. 3 Разрез палеозойских отложений, вскрытых скважиной

ОПИСАНИЕ РУГОЗ

Вид *Tabulophyllum gorskii* Bulvanker

Рис. 4, фиг. 1, 2, 3

Диагноз вида. Коралл одиночный, кустистый.

Максимальный диаметр кораллита 12 мм, минимальный – 6 мм. Количество септ двух порядков – 44. Большие септы длинные, оставляют в центре очень малое пустое пространство. Септы каринированы на периферии. Наблюдается их утолщение у ободка.

Длина 1/2 малых септ на разных стадиях развития составляет от 1/4 до 1/3 длины больших септ. На более зрелых стадиях длина малых септ увеличивается. Септальный аппарат состоит из разобщенных шипов. Септы расположены слабо перисто. На ранних стадиях развития коралла это выражено ярче. Ободок тонкий. Диссепименты лонсдалеоидные, косые в 1 ряд на зрелых стадиях (крупные, почти вертикально стоящие, иногда отрывающиеся концы септ на периферии от стенок). Днища полные прямые горизонтальные (слабовыпуклые). Количество днищ – 6 на 5 мм.

Онтогенез. Размножение изучено на примере 4 почек, разрывающих материнский коралл. В процессе онтогенеза увеличивается длина малых септ: на юных стадиях их длина составляет 1/4...1/5 от длины больших, а на зрелых 1/2. На ранних стадиях слабо выражена фоссула, а перистое строение септ прослеживается более четко, чем на зрелых.

Распространение. Кораллы описаны из вассинских слоев западной части Алтае-Саянской области и из николаевских слоев района Николаевского месторождения.

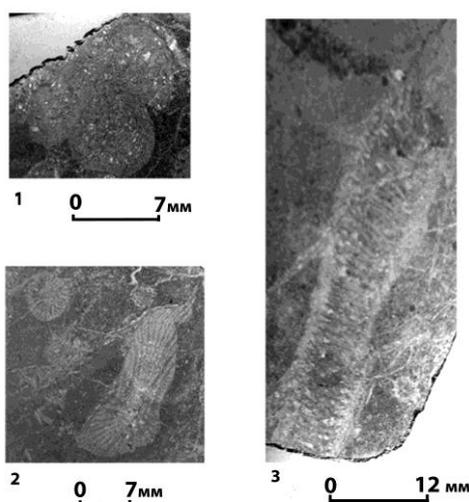


Рис. 4 Фиг. 1, 2, 3 *Tabulophyllum gorskii* *Bulvanker*.

Экз.17408-4. Поперечное сечение: парасидальное деление коралла на 4 почки. **Экз.18408-2.** Продольное и поперечное сечения коралла.

Экз.18408-2. Продольное сечение коралла.

Возраст. Возраст ранне-франкий век позднедевонской эпохи.

Полученные результаты повышают знания о геологическом строении девонских образований Западной-Сибирской геосинеклизы и будут использованы при палеонтолого-стратиграфическом сопровождении бурения на углеводородное сырье, в усовершенствованном варианте Региональной стратиграфической схемы девонских образований Западной-Сибирской геосинеклизы, представление которой на Межведомственном стратиграфическом совещании планируется в ближайшее время.

Литература

1. Краснов В.И., Исаев Г.Д., Саев В.П. Новые данные по литостратиграфии палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Региональная стратиграфия нефтегазоносных районов Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1988. – С. 9–13.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск. Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001. – 155 с.
3. Богуш О.И., Биджаков В.П., Дубатовов В.Н. и др. О составе и возрасте отложений палеозоя скважины Лугинецкая-170 (Томская область) // Палеозой Западно-Сибирской низменности и ее горного обрамления. – Новосибирск: Наука, 1981. – С. 3–35.
4. Бульванкер Э.З. Девонские четырехлучевые кораллы окраин Кузнецкого бассейна. – Л.: ВСЕГЕИ, 1958. – С. 169–171.

ТИПОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГРАНАТА В ПЕГМАТИТАХ МОНГОЛЬСКОГО АЛТАЯ И ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ НА ЕГО БАЗЕ ФОРМАЦИОННОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ЖИЛ

А.А. Пешков

Научный руководитель ассистент А.А. Баева

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

Гранитные пегматиты – это важный поставщик редкометального, пьезооптического, керамического сырья, а также источник поделочных и драгоценных камней. Поэтому весьма актуальна разработка минералогических критериев оценки продуктивности и формационной принадлежности пегматитовых тел. Гранаты пиральспи-

тового ряда являются характерными второстепенными минералами различных формаций гранитных пегматитов. Изменение их химического состава в жилах различной минерагенической специализации показали, что данная группа минералов, является прекрасным индикатором формационной принадлежности жил.

Первые целенаправленные работы по изучению состава граната появились еще в середине прошлого века, когда Х. Рамберг [13] исследуя метаморфические толщи, установил соответствие химизма гранатов у пегматитовых жил и вмещающих их гранулитов. Это стимулировало постановку серии специальных работ [1, 5, 6, 7, 8, 10, 11 и др.], конечным результатом которых явилось создание Н.В. Соболевым и Ю.М. Соколовым сводной классификации гранатов главных формационных типов гранитных пегматитов, построенной на предельно допустимых вариациях химического состава указанных минералов в различных по генезису и специализации группах жил. Последний автор впервые предложил использовать состав граната для оценки формационной принадлежности пегматитов, а, следовательно и их минерагенической специализации [9, 12]. Выявленные и неоднократно проверенные в конце XX века, на примере многих пегматитовых провинций, закономерности изменения химического состава гранатов в жилах различной минерагенической специализации показали, что данная группа минералов является прекрасным индикатором формационной принадлежности пегматитов.

Это позволило использовать данные, полученные ранее исследователями, для решения поставленной цели, которая заключалась в определении формационной принадлежности внешне весьма похожих друг на друга безрудных плагиоклазмикроклиновых пегматитовых жил на территории Монгольского Алтая. Данную задачу предполагалось решить на основе исследования типохимизма гранатов из жил уже изученных полей пояса, для которых известна минерагеническая специализация, путем сравнения его с составом граната полей неизвестной формационной принадлежности.

Пегматитовый пояс Монгольского Алтая по своим линейным параметрам относится к категории мегапоясов. По этой причине, как и все остальные металлогенические структуры подобного ранга, пояс внутренне неоднороден по строению и включает в свой состав помимо позднепалеозойских редкометальных жил, составляющих его основу, как более древние, так и более молодые гранитные пегматиты различной глубины становления и специализации. Сегодня в пределах монгольской части пояса известны, по крайней мере, четыре самостоятельных генерации пегматитов. Две из них приходятся на докембрий и две связаны с фанерозоем. Докембрийские пегматиты появлялись дважды – в архее и позднем протерозое [2, 3]. Первые с возрастом около 3 млрд. лет редки, неспециализированы и относятся к кварц-полевошпатовой (керамической) формации. Более поздние рифейские жилы имеют редкометально-мусковитовую специализацию и развиты уже очень широко, особенно в наиболее крупном из существующих выступов фундамента Монгольского Алтая – Бодончинском, где на протяжении чуть больше ста километров обнаружено несколько пегматитовых полей с сотнями жил этой специализации. На фоне столь массового развития позднедокембрийских пегматитов, в определенной степени теряются фанерозойские редкометальные жилы, пространственно приуроченные к тем же выступам фундамента, но связанные с аллохтонными позднепалеозойскими гранитами гранит-лейкогранитовой формации. Последняя четвертая и самая молодая группа пегматитов имеет хрусталеносную специализацию. Эти жилы продуцируются наиболее поздними в районе гранитоидами повышенной щелочности и наблюдаются только внутри последних [4].

Слабая изученность пегматитов пояса, огромное число развитых здесь пегматитовых тел и резкое доминирование среди них в полях любой специализации, кро-

ме хрусталеносной, внешне очень похожих друг на друга безрудных плагиоклазо-микроклиновых жил, делает весьма актуальной задачу их разбраковки с целью последующего определения формационной принадлежности тех или иных жильных серий. Эта задача решалась на основе сравнения типохимизма граната из жил пегматитовых полей пояса с известной формационной принадлежностью и точно не установленной. В качестве эталонных объектов выступили: Индертинское пегматитовое поле редкометальной формации, редкометально-мусковитовые позднедокмбрийские пегматиты крупного Бодончинского выступа фундамента, формирующие компактную жильную серию одноименного месторождения слюды.

Гранат в пегматитовых телах образует три генерации. Раннюю, связанную с краевыми оторочками зон первичной кристаллизации, среднюю – формирующуюся совместно с кварц-мусковитовым комплексом и позднюю – синхронную стадии альбитизации калиевого полевого шпата. Гранат первой генерации встречается в аплитовой и графической зонах жил. В зоне апографики и пегматоида, а также участках блокового полевого шпата развита преимущественно вторая генерация граната. Она наиболее широко распространена в пегматитах и характеризуется неравномерным гнездовым распределением. Количество этого граната максимально в участках кварц-мусковитового и особенно кварцевого замещения, где наблюдаются субграфические симплектитовые сростания граната и кварца. Последняя третья генерация граната встречается крайне редко. Она наблюдается в участках альбитизации жил Индертинского поля.

В ходе исследования состава гранатов было проанализировано 30 проб минерала представляющих эталонные объекты: 24 – Бодончинское поле и 6 – Индертинское), а также 19 проб из пегматитов других полей пояса в пределах Цэльского и Цогтского выступов фундамента складчатых систем Монгольского Алтая. Анализ выполнен аналитиками в лаборатории локальных методов исследования кафедры минералогии МГУ (г. Москва) на микрозонде САМЕСА SX-50 и в центре коллективного пользования «Аналитический центр геохимии природных систем» ТГУ (г. Томск).

В подавляющем большинстве проанализированные пробы относятся к гранату наиболее распространенной второй генерации, связанной в пегматитах со стадией гидролиза калиевого полевого шпата и формированием кварц-мусковитового комплекса. Несколько проб принадлежат ранней – первой генерации граната и лишь одна, из редкометальных жил Индертинского поля, представляет поздний гранат, синхронный в пегматитах стадии альбитизации.

В ходе интерпретации микрозондового и спектрального анализов гранатов из пегматитов Монгольского Алтая разнообразной формационной принадлежности было установлено:

1. Основная часть проб относится к гранатам альмандин-спессартинового ряда, однако в 9 пробах преобладает спессартиновый компонент. Все представленные пробы из Индертинского проявления имеют преобладание спессартинового компонента. Две пробы Цэльского блока и три пробы Бодончинского проявления также относятся к спессартиновому ряду. Гранаты Цэльского блока и Бодончинского проявления обладают более высокой степенью глиноземистости по сравнению с гранатами Цогтского блока и Индертинского проявления. Двенадцать из двадцати девяти проб содержат Y_2O_3 , что указывает на их связь с редкими землями (наибольшее содержание в Цэльском и Цогтском блоках). Содержание FeO постепенно понижается от Цэльского блока к Индертинскому проявлению. Обратное соотношение наблюдается в содержании MnO.

2. Гранаты мусковитовой формации отличаются относительно высоким содержанием пиропового компонента (>4 %), при резком преобладании (>2 раз) альмандинового минала над спессартиновым. Редкометально-мусковитовые пегматиты содер-

жат гранат с примерно равным соотношением альмандинового и спессартинового компонентов и переменным, но небольшим (<4 %) содержанием пироповой молекулы. Состав граната этой формации наиболее невыдержан. Редкометальную специализацию жил подчеркивает беспироповый альмандин-спессартиновый гранат, в котором доминирует марганцевая составляющая (>60 %).

3. После получения минимальные содержания были вынесены на тройную диаграмму состава гранатов пегматитов альмандин-пироп-спессартина (по Ю.М. Соколову, 1974).

Основная часть гранатов попала в поля составов редкометальной и редкометально-мусковитовой специализации. Полученный разброс точек показывает, что в пределах каждого опробованного поля присутствуют жилы нескольких формаций гранитных пегматитов.

Полученные результаты показали, что в метаморфических блоках присутствуют жилы нескольких формаций: гранаты Индертинского поля подтвердили отнесение пегматитов к редкометальному типу. В Бодончиском и Цогтском метаморфических блоках присутствуют жилы – мусковитовой и мусковитово-редкометальной специализации. Микроклин-полевошпатовые тела Цэльского поля являются чисто мусковитовыми.

Выше приведенные данные продемонстрировали надежность и эффективность использования типохимизма гранатов для разбраковки жил и определения их формационной принадлежности.

Литература

1. Глебов М.П., Ширяева В.А., Шмакин Б.М. Зависимость состава гранатов мусковитовых пегматитов от условий минералообразования // Геохимия. – М., 1969 – №4. – С. 416–420.
2. Козаков И.К. Докембрийские инфраструктурные комплексы палеозойской Монголии. – Л.: Наука, 1986.
3. Козаков И.К., Митрофанов Ф.П. Мусковитовые пегматиты Монгольского Алтая // Геология и генезис пегматитов. – Л.: Наука, 1983. – С. 225-238.
4. Коноваленко С.И. Минеральный состав и некоторые особенности геохимии фациальных гранитных пегматитов среднего течения р. Булгангол в Западной Монголии // Природные условия, история и культура Западной Монголии и сопредельных регионов: Тезисы докладов IV Международной научной конференции, 20-24 апреля 1999 года, г. Томск, Россия – Том. гос. ун-т, 1999. – С. 55-57.
5. Никаноров А.С. Гранитные пегматиты (проблемы генезиса и эволюции). – М.: Недра, 1979. – 168 с.
6. Соболев Н.В. Парагенетические типы гранатов. – М.: Наука, 1964. – 218 с.
7. Соколов Ю.М. Гранаты из слюдоносных пегматитов разных зон метаморфизма мамской серии // Некоторые вопросы геологии азиатской части СССР. – М.- Л.: Наука, 1959. – С. 296–298.
8. Соколов Ю.М. Метаморфические мусковитовые пегматиты. – М.: Наука, Ленингр. отд-ие, 1970. – 187 с.
9. Соколов Ю.М. Гранаты пегматитов мусковитово-редкометальной формации метаморфических комплексов промежуточной фациальной серии. (Горный Алтай) // Геология и геофизика. – М., 1974.– №7. – С. 164–167.
10. Соколов Ю.М., Быкова В.С., Бугрова В.Д., Васильева С.Н. Гранаты как критерий выделения пегматитовых провинций // Геология и геохронология докембрия. – М.- Л.: Наука, 1964. – С. 312–322.
11. Соколов Ю.М., Быкова В.С., Мануйлова М.М. Гранаты пегматитовых жил Северо-Байкальского пегматитового пояса // Зап. ВМО, –1962. – Ч. 91, вып. 5. – С. 537–549.
12. Соколов Ю.М., Бушмин С.А. Пегматитизация и метасоматоз кианит-андалузит–силлиманитовой фациальной серии. – Л.: Наука, Ленинград отд-ие, 1978. – 88 с.
13. Ramberg H. The facies classification of rocks a clue to the origin of quartz – feldspathic massifs and veins // J. Geol., 1949. – V 57, № 1. – P. 56–60.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ФАУНА КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОГО МОРСКОГО БАСЕЙНА В ДЕВОНСКО-КАМЕННОУГОЛЬНОЕ ВРЕМЯ

А.Е. Ялов

Научный руководитель доцент И.В. Рычкова

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

Целью данной работы является выяснение условий и особенностей осадконакопления, а также изучение и сравнение фауны раннего карбона Приирендыкской и Колывань-Томской структурно-фациальных зон. Приирендыкская структурно-фациальная зона (ПСФЗ) входит в состав Уральской складчатой области [4], а Колывань-Томская (КТСФЗ) – в состав Алтае-Саянской складчатой области Урало-

Монгольского геосинклинального пояса. Для сравнения этих двух фациальных зон были использованы коллекции М.Э. Янишевского, хранящиеся в фондах палеонтологического музея кафедры общей геологии ТПУ и собственные сборы. Коллекции органических остатков постоянно пополняются новыми находками преподавателей и студентов ТПУ и в наши дни. Кроме проф. М.Э. Янишевского изучением фауны раннего карбона Урала в разное время занимались А.А. Штукенберг, Л.С. Либрович, Ф.Н. Шахов и др. [2], а фауне Кольвань-Томской структурно-фациальной зоны посвящали свои работы К.В. Иванов, А.В. Тыжнов и др. [1].

Отложения Приирендыкской структурно-фациальной зоны обнажаются к северу от пос. Хабарного (западная часть Южного Урала, северо-восток Оренбургской области) и около г. Ишимбая (респ. Башкортостан). Первое описание коренных выходов нижнего карбона Южного Урала было дано М.Э. Янишевским [8] в монографии, посвященной обработке палеонтологической коллекции, собранной в 1904 и 1907 гг., впоследствии занимались Е.В. Воинова, Г.И. Теодорович и др. Отложения представляют собой известково-кремнисто-глинистую толщу. Характерной особенностью этих отложений является преобладание карбонатных фаций, в которых заключена разнообразная фауна. Здесь М.Э. Янишевским были встречены многочисленные представители родов брахиопод (18 родов): *Camarophoria*, *Chonetes*, *Dielasma*, *Martinia*, *Spirifer*, *Schizophoria*, *Productus* и др., среди которых наиболее распространенным является *Dictyoclostus (Productus) semireticulatus* Mart., 17 родов двустворчатых моллюсков: *Aviculopecten* (9 видов), *Streblopteria* (3 вида) и др., а также гастропод (13 родов), единично встречаются книдарии, трилобиты, мшанки, криноидеи и остракоды. В палеобиоценозе южноуральского моря участвуют пелециподы *Amusium concentricum*, которые являются стеногалинными формами [3], также встречаются представители амонноидей и ортоцератоидей. Среди брахиопод М.Э. Янишевским были выделены многочисленные голотипы (табл). Позднее Д.М. Раузер-Черноусовой в отложениях пос. Хабарного была найдена микрофауна фораминифер.

Формирование отложений ПСФЗ происходило в условиях нормально-морского бассейна, о чем свидетельствует наличие ископаемых кораллов, требовательных к условиям обитания (нормальная соленость бассейна, малые глубины, теплая, чистая и прозрачная вода [5]), присутствие брахиопод, которые обитали в сублиторальной зоне (не больше 200 м) и т.д. Среди вмещающих пород преобладают известняки с незначительным объемом терригенных пород.

Отложения КТСФЗ обнажаются на правом берегу р.Томи, и в долинах ее правых притоков. Породы нижнего карбона сложены преимущественно глинистыми сланцами от темно-серого до сизого цветов, с хорошо выраженной сланцеватой текстурой, в виде редких прослоев встречаются алевролиты и песчаники [6]. Характерной особенностью нижнекаменноугольных отложений является почти полное отсутствие в их составе пород известкового состава. В визейских породах нижнего карбона в обнажении «Лагерный Сад» в г. Томске М.Э. Янишевским было выделено два фаунистических горизонта: мшанковый и брахиоподовый, где несмотря на скудность фауны были найдены многочисленные представители мшанок (2 рода: *Fenestella*, *Polypora*), брахиопод (8 родов: *Dictyoclostus (Productus)*, *Schuchertella*, *Spiriferina*, *Spirifer* и др.), а также 9 родов пелеципод, занимающих подчиненное положение (*Aviculopecten* и др.), единичны находки остракод, гастропод, цефалопод, кораллов и морских лилий. М.Э. Янишевским были выделены следующие голотипы: брахиоподы: *Spirifer sibiricus*, *Schuchertella tomskiensis*, пелециподы: *Parallelodon sibiricus*, *Aviculopecten tenuiconcentricus*, а также мшанки: *Polypora sibirica*.

Таблица

Список некоторых нижнекаменноугольных ископаемых Прирендыкской и Колывань-Томской структурно-фациальных зон

Определение	пос. Ха-барное	г. Томск	Определение	пос. Хабар-ное	г. Томск
Брахиоподы:			Пелециподы:		
<i>Camarophoria glabra</i> sp. n.	+		<i>Aviculopecten plicatus</i> Sow.	+	+
<i>Dictyoclostus semireticulatus</i> Mart.	+	+	<i>Av. tenuiconcentricus</i> sp. n.		+
<i>Goniophoria monstrosa</i> sp. n.	+		<i>Av. spinocostatus</i> sp. n.	+	
<i>Gon. carinata</i> sp. n.	+		<i>Av. tomskiensis</i> Mur.		+
<i>Gon. plana</i> sp. n.	+		<i>Nucula gibosa</i> Flem.	+	+
<i>Martinia davidsoni</i> sp. n.	+		<i>Parallelodon sibiricus</i> sp. n.		+
<i>Proboscidella guberlinskiana</i> sp. n.	+		<i>Streblopteria cellensis</i> Kon.	+	
<i>Productus chabarnensis</i> sp. n.	+		<i>Str. pullus</i> Kon.	+	
<i>Prod. concinnus</i> Sow.	+	+	<i>Str. sp.</i>		+
<i>Prod. fasciatiformis</i> sp. n.	+		Цефалоподы:		
<i>Prod. granulatus</i> Phil.	+	+	<i>Orthoceras laterale</i> Phil.	+	
<i>Prod. laticostatus</i> sp. n.	+		<i>Othoceras rariseptatus</i> sp. n.	+	
<i>Prod. marginiferus</i> sp. n.	+		<i>Orthoceras cf. sollasi</i> Foord.	+	
<i>Prod. punctatus</i> Mart.		+	<i>Orthoceras</i> sp.	+	
<i>Prod. semiglobosus</i> sp. n.	+		Ortoceratoidea		+
<i>Schuchertella</i> sp.		+	Мшанки:		
<i>Sch. tomskiensis</i> sp. n.		+	<i>Fenestella plebeja</i> M'Coy		+
<i>Spirifer bilobatus</i> sp. n.	+		<i>Fenestella</i> sp.	+	
<i>Sp. duplicicosta</i> Phil.	+		<i>Fenestella veneris</i> Fisch.	+	
<i>Sp. elongatus</i> sp. n.	+		<i>Polypora</i> (?) sp.		+
<i>Sp. sibiricus</i> sp. n.		+	<i>Polypora cf. kutorgae</i> Stuck.	+	
<i>Spiriferina imbricata</i> sp. n.	+		<i>Polypora porosa</i> Eichw.		+
<i>Spir. octoplicata</i>	+		<i>Polypora sibirica</i> sp. n.		+
<i>Sow., var. concentrica</i> n. var.			Целентераты:		
Трилобиты:			<i>Genizella</i> (?) sp.	+	+
<i>Phillipsia</i> sp.	+	+	<i>Monticulipora stuckenbergi</i> sp. n.	+	
Гастроподы:					
<i>Polytremaria koninckiana</i> sp. n.	+				
<i>Tropidocyclus Duchastelii</i> Lev.		+			

В породах серпуховско-башкирского возраста КТСФЗ отмечается увеличение крупнообломочного материала. Отложения представлены в большей мере песчаниками с прослоями алевролитов и углисто-глинистых сланцев. В сланцах обнаружены как отпечатки морской фауны, так и наземная флора (*Asterocalamites scrobiculatus* Schlotheim), что указывает на нестабильность условий осадконакопления от мелко-

водно-морских к лагунно-континентальным. Среди фауны широко распространены следующие формы: *Schuchertella tomskiensis* Jan., *Dictyoclostus semireticulatus* Mart., а также различные виды мшанок и пелеципод.

Формирование отложений КТСФЗ происходило в условиях нормально-морского мелководного бассейна, но с большим привносом крупно-терригенного материала (прослой песчаников).

Таким образом, сравнивая палеонтологическую характеристику раннего карбона двух структурно-фациальных зон (Приирендыкской и Колывань-Томской), можно отметить наличие общих форм морских беспозвоночных (табл.): пелеципод *Aviculopecten plicatus* Sow., *Nucula gibosa* Flem., брахиопод: *Dictyoclostus semireticulatus* Mart., *Productus granulatus* Phil., *Productus conncinus* Sow., целентерат: *Genizella* (?) sp., трилобитов: *Phillipsia* sp., мшанок: *Fenestella*, цефалопод: *Orthoceratoidea*, что говорит о сообщении между морскими палеобассейнами. Среди гастропод общих родов не встречено. Наибольшее родовое и видовое разнообразие организмов в ПСФЗ, вероятно, указывает на более благоприятные условия жизнедеятельности обитателей южноуральского моря.

Литологические особенности пород, сравниваемых структурно-фациальных зон, дают основание полагать, что осадконакопление в КТСФЗ в раннем карбоне происходило при большом участии обломочного материала, сносимого с окружающих морской бассейн поднятий – Кузнецкого Алатау и Салаира. В конце раннего – начале среднего карбона активизация тектонических движений в Алтае-Саянской складчатой области привела к смене морского осадконакопления на лагунно-континентальное в Колывань-Томском бассейне седиментации. В ПСФЗ поднятия начались только в конце среднего карбона, поскольку в раннем и среднем карбоне в составе отложений преобладают карбонатные фации.

Литература

1. Биостратиграфия палеозоя Саяно-Алтайской горной области / Под ред. Л.Л. Халфина. – Новосибирск: СНИИГИМС, 1962. – Т.3. – С. 15-19.
2. Геология СССР / Гл. ред. А.В. Сидоренко. – Москва, 1964. – Т. XIII. – С. 260-263.
3. Основы палеонтологии / Гл. ред. Ю.А. Орлов. – М.: Издательство Академии наук СССР, 1960. – 60 с.
4. Подобина В.М., Родыгин С.А. Историческая геология: Учебное пособие. – Томск, 2000. – 167 с.
5. Парфенова М.Д. Историческая геология с основами палеонтологии. – Томск, 1999. – 85 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 2
МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ,
МЕТАЛЛОГЕНИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ
ПОИСКОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

АСПИРАНТЫ

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ СЕРЫ СУЛЬФИДОВ РУД ЗОЛОТОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
«ЧЕРТОВО КОРЫТО» (ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ)

Е.А. Вагина

Научный руководитель профессор И.В. Кучеренко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Введение

Соотношения стабильных изотопов химических элементов используются для суждения об источниках рудного вещества различных месторождений полезных ископаемых. При этом, не всегда результаты поддаются одновариантной интерпретации. Примеры такого рода известны и распространяются на месторождения, образованные в несланцевом и особенно черносланцевом субстрате.

К представителям золоторудных объектов, локализованных, например, в черносланцевых толщах, относятся месторождения Ленского района, в том числе Сухой Лог. Согласно данным [1] величина $\delta^{34}\text{S}$ пирита в месторождении Сухой Лог колеблется от +0,9‰ до +6,2‰ при среднем значении +4,7‰. Эти результаты интерпретируются авторами как свидетельство сравнительно высокой однородности изотопного состава серы рудообразующих гидротермальных растворов и близости его к метеоритному стандарту. Вместе с тем, указывается, что повышенное содержание тяжелого изотопа не исключает участия в составе пиритов осадочной серы, извлеченной при рудообразовании из вмещающих пород. По обобщенным данным В.А.Буряка [2], $\delta^{34}\text{S}$ в пирите прожилково-вкрапленных руд, образованных в хомолхинской и аунакитской свитах позднего рифея Ленского района, изменяется соответственно от +7,0‰ и +6,2‰. При этом не указывается, относятся ли эти данные к пириту одной генерации или нет. На это важно обратить внимание, поскольку $\delta^{34}\text{S}$ различается от +3,4‰ до +3,78‰ в ранней генерации пирита и до +6,08‰...+8,95‰ в поздней [3].

По другим данным [4, 5] пирит прожилково-вкрапленных руд месторождения Сухой Лог имеет изотопный состав серы, изменяющийся в пределах +5,8‰...+10,6‰, а для вкрапленного пирита за пределами рудной зоны характерно обогащение тяжелым изотопом (+12,5...+21,6‰).

Для Гольца Высочайшего и Вернинского месторождения получены результаты изотопии серы со средними значениями +6,2‰ и +5,5‰ соответственно [4]. Авторами также исследована рассеянная вкрапленность пирита в гранитах Константиновского штока и отмечена близость изотопного состава серы сульфидов месторождений Сухой Лог–Вернинское и сульфидов Константиновского штока. На основании выполненных исследований сделан вывод, что источником металлоносных флюидов служили подрудные области высокотемпературного метаморфизма и гранитизации. Как видно из приведенных данных, имеются расхождения в результатах, а, следовательно, и в их интерпретации. Следует подчеркнуть, что значения $\delta^{34}\text{S}$, соответст-

вующие метеоритному стандарту ($\pm 5\%$), рассматриваются упомянутыми авторами в рамках гранитогенной концепции.

Наиболее убедительные выводы о происхождении металлоносных растворов могут быть получены посредством сравнения изотопных данных с другими независимыми фактами.

В статье приведен пример подобного сравнительного исследования, выполненного на месторождении «Чертово Корыто».

Краткий очерк геологического строения месторождения

Месторождение расположено на севере Патомского нагорья в бассейне р. Б. Патом (рис. 1). Мощная (до 150 м) рудная залежь образована в раннепротерозойской углеродистой толще терригенных сланцев михайловской свиты и сложена метасоматитами березит-пропилитовой формации с жильно-прожилково-вкрапленной сульфидно-кварцевой минерализацией. В кварцевых жилах и прожилках сульфиды встречаются эпизодически. Преобладают пирит, арсенопирит, пирротин, в качестве несущественной примеси в сульфидно-кварцевых комплексах участвуют галенит, сфалерит, халькопирит, микропримеси кобальтина, самородного свинца, ульманита, теллуровисмутита, валлериита. Преобладает свободное золото в кварце. Более подробно строение месторождения описано в статьях [6, 7].

Материал для анализа изотопов серы и методика исследования

Образцы керна, содержащие сульфидную минерализацию, измельчались до $+0,25$ мм, затем пропускались через бромформ с целью отделения легкой фракции и дополнительно разделялись на магнитную и немагнитную части с использованием магнита. Затем полученные концентраты сульфидов (пирит, арсенопирит, пирротин, галенит) чистились под бинокулярным микроскопом. Отбор осуществлялся с учетом генетической принадлежности сульфидов.

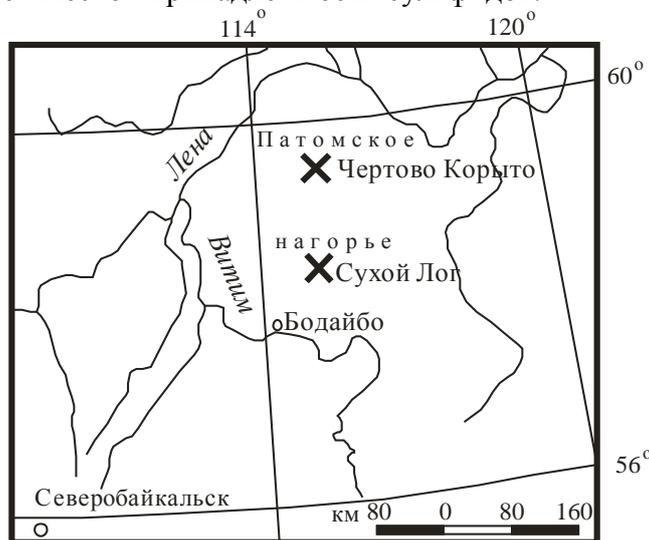


Рис. 1. Схема расположения месторождения «Чертово Корыто»

Выделено 4 генерации пирита, 2 генерации арсенопирита и 3 генерации пирротина [8].

Пирит

Пирит I распространен в углеродистой зоне метасоматического ореола в виде мелких кристаллов с четкими гранями размером до 0,5 см или же в форме мелких прожилков. Для пирита II характерно развитие цепочечных скоплений в маломощных кварц-карбонатных прожилках в форме кубических метакристаллов размером до 1 см с четкими гранями. Пирит III из кварцевых жил развит в виде зернистых агрегатов и обладает большим разнообразием морфологических типов кристаллов. Для пирита IV, образованного в процессе замещения пирротина, характерно развитие марказит-пиритовых агрегатов. Для проведения изотопных исследований он не пригоден.

Арсенопирит

Арсенопирит весьма распространенный сульфид в рудах месторождения, присутствует во всех частях рудной залежи. Контур рудного тела вписывается в аномалии мышьяка. По физическим свойствам выделено 2 генерации. Арсенопирит I присутствует в породе в виде метакристаллов короткопризматической формы с четко выраженными гранями. Арсенопирит II расположен в кварцевых жилах и прожилках в виде зернистых агрегатов. Встречается редко.

Пирротин

Пирротин присутствует в трех генерациях. Пирротин I развит в углеродистой зоне метасоматического ореола в виде штриховых выделений, параллельных сланцеватости. Прослеживается по всему разрезу. Пирротин II присутствует в маломощных кварц-карбонатных прожилках в виде плотных скоплений. Пирротин III распространен в мощных кварцевых жилах в форме зернистых масс.

Галенит

Встречается редко в виде гнездовых выделений в кварцевых жилах.

На основании выделенных генераций сульфидов, их взаимоотношений предварительно выделены минеральные комплексы руд (таблица 1).

Таблица 1

Минеральные комплексы руд месторождения «Чертово Корыто»

Минеральный комплекс	Состав
Кварц-пирит-пирротиновый	Кварц, пирит I, пирротин I, халькопирит I
Кварц-пирит-арсенопирит-пирротин-карбонатный	Кварц, пирит II, арсенопирит I, золото, пирротин II, сфалерит, халькопирит II, карбонаты
Кварц-пирит-арсенопиритовый	Кварц, пирит III, арсенопирит II, золото
Галенит-сфалерит-пирротин-халькопирит-карбонатный	Кварц, галенит, сфалерит II, золото, пирротин III, халькопирит III, карбонаты
Кварц-карбонатный (безсульфидный)	Кварц, карбонаты

Анализы выполнены в лаборатории стабильных изотопов Аналитического центра Дальневосточного Отделения Российской академии наук (г. Владивосток), аналитик Т.А. Веливецкая. Подготовка образцов для масс-спектрометрического изотопного анализа серы проведена по методике В.А. Гриненко [9]. Измерение выполнено на изотопном масс-спектрометре Finnigan MAT 253 (ThermoFinnigan, Bremen, Germany) с использованием двойной системы напуска. Вес анализируемых образцов – 10 мг. Погрешность определения $\delta^{34}\text{S}$ (1 σ) составляет 0,1‰, n=5. В качестве стандарта использован троилит метеорита Каньона Дьябло (CDT).

Результаты исследования

Для пиритов различных генераций характерен незначительный разброс значений $\delta^{34}\text{S}$, изменяющийся в пределах -0,2...+4,7‰ со средним значением +3,25‰. Для арсенопиритов интервал более узок и составляет -3,8...+1,3‰. Пирротинам свойственны значения, изменяющиеся в пределах +2,7...+7,1‰. Как видно из полученных результатов, для пирита и арсенопирита свойственны значения изотопных соотношений серы, укладываемые в интервал -3,8...+4,7‰. В сравнении с пиритом сера арсенопирита имеет более облегченные значения. Значительно отличаются изотопные отношения раннего пирротина. Сера в нем обогащена тяжелым изотопом (+6,9‰, +7,1‰). Для более позднего

сульфида – галенита свойственны изотопные отношения серы (+1,8‰, +2,5‰) приближенные к метеоритному стандарту (таблица 2).

Обсуждение результатов и выводы

Изотопные отношения серы сульфидов месторождения изменяются в пределах -3,8...+4,7‰, что соответствует представлению о мантийном ее происхождении. Наиболее ранним (пирит I) и более поздним (галенит) сульфидам свойственны значения изотопов серы +4,7‰ и +1,8‰, +2,5‰ соответственно. Это показывает однородность источника серы в процессе рудообразования, начиная с раннего комплекса и кончая поздними выделениями сульфидов в кварцевых жилах. Более положительные отношения изотопов серы пирротина I (+6,9‰, +7,1‰), вероятно, можно объяснить смешением ювенильной серы с серой осадочного генезиса или фракционированием изотопов серы в условиях ее дефицита.

Таблица 2

Изотопный состав серы сульфидных минералов в рудах месторождения «Чертово Корыто»

№ образца	Минерал	Тип минерализации	$\delta^{34}\text{S}$, ‰ (CDT)
89-77,2	Пирит I	Мелкие кристаллы пирита рассеянные в породе	+4,7
195-144,0	Пирит II	Кубические кристаллы пирита в сопровождении кварц-карбонатных прожилков из центральной части рудного тела	+2,3
194-83,4			+3,4
194-112,0			+2,4
307-43,0			-0,2
82-72,0	Пирит III	Зернистые агрегаты из маломощных кварцевых жил центральной части рудного тела	+1,7
193-141,0			+2,6
194-167,4	Арсенопирит I	Метакристаллы короткопризматической формы в углеродистой зоне метасоматического ореола из центральной части рудного тела	+0,3
306-52,8			-3,8
85-99,4			+0,8
84-44,0	Арсенопирит II	Зернистые агрегаты арсенопирита из кварцевых жил центральной части рудного тела	+0,9
195-121,0			+1,3
84-153,3	Пирротин I	Штриховые выделения пирротина в терригенной толще пород, расположенные по сланцеватости	+6,9
192-227,9			+7,1
84-84,5	Пирротин II	Зернистые агрегаты из кварцевых жил центральной части рудного тела	+4,0
195-144,0	Пирротин III	Пирротин в ассоциации с кубическими кристаллами пирита в сопровождении кварц-карбонатных прожилков из центральной части рудного тела	+2,7
194-161,5	Галенит	Гнездовые выделения галенита в кварцевых жилах	+1,8
195-48,3	Галенит		+2,5

Полученные результаты хорошо соотносятся с данными по другим объектам. Сера галенита из жил Кедровского рудного поля, например, локализованных в углеродистых сланцах, имеет в среднем $\delta^{34}\text{S}=+3,6\text{‰}$ при диапазоне вариаций от 8,5‰ до 1,0‰ [1]. Из этих данных авторы делают вывод о высокотемпературном гомогенном, скорее всего глубинном источнике серы и рудного вещества. Позднее было подтверждено, что изотопный состав серы пирита из околорудных березитов и лиственитов Кедровского рудного поля близок к приведенным данным (-0,2...+3,0‰) [10]. Изотопный состав серы игольчато-призматического арсенопирита и глобулярно-кристаллического пирита раннего этапа минерализации золото-сульфидных руд ме-

сторождений восточного Казахстана, расположенных в черносланцевых карбонатно-терригенных породах карбона, отвечает интервалу значений $\delta^{34}\text{S}=0,0\text{...}-3,3\text{‰}$ [11]. Изотопный состав арсенопирита и пирита второй продуктивной ассоциации характеризуется более легкой серой ($-7,7\text{...}-10,2\text{‰}$), что, по мнению авторов, связано с процессами ее фракционирования в условиях повышенной фугитивности кислорода на позднем этапе рудоотложения.

Полученные значения для сульфидов месторождения «Чертово Корыто» согласуются с изотопными отношениями серы месторождений, локализованных и в несланцевом субстрате. Так, согласно И.А. Загрузиной с соавторами [1], изотопный состав серы галенита, сфалерита, халькопирита, пирита в разных рудных жилах Ирокиндинского рудного поля и на разных гипсометрических уровнях примерно одинаков. Среднее значение $\delta^{34}\text{S}$ для различных жил изменяется от $-3,5\text{‰}$ до $-2,7\text{‰}$ при вариации значений $\delta^{34}\text{S}$ не более $\pm 3,5\text{‰}$. Кроме того, наблюдается утяжеление серы по мере приближения (от 1,5–1,0 км до 0,5 км) к глубинному разлому [10].

Изотопные значения серы сульфидов месторождения Чертово Корыто соотносятся с наличием контрастных аномалий фемофильных элементов (P, Ti, Mg, Fe, Ca, Mn) в ближнем обрамлении рудоконтролирующего разлома [12]. Ti накапливался в форме рутила и лейкоксена в рудах и метасоматитах, P – присутствует в составе апатита, Mg Fe, Ca, Mn входят в состав карбонатов (анкерита). Кроме того, в месторождении описаны внутрирудные дайки умеренно-щелочного базитового состава [7]. Такие дайки-флюидопроводники известны и в месторождениях, локализованных в несланцевом субстрате (Берикульском, Кедровском, Каралонском, Холбинском и др.) [13, 14]. Перечисленные факты свидетельствуют о раствороподводящей функции и глубинном статусе рудоконтролирующего разлома, об активном базальтовом магматизме в период рудообразования с импульсным режимом внедрения в верхние горизонты земной коры расплавов и металллоносных растворов.

Таким образом, контроль месторождения глубинным разломом, наличие внутрирудных даек умеренно-щелочного базитового состава, контрастные аномалии фемофильных элементов в околорудных метасоматитах и рудах, изотопные значения серы, близкие к метеоритному стандарту, – все эти факты в их сочетании служат доказательством генетической связи рудообразования с умеренно-щелочным базальтовым магматизмом.

Литература

1. Изотопный состав серы сульфидов некоторых золоторудных месторождений зоны БАМ / И.А. Загрузина, М.Н. Голубчина, Е.П. Миронюк и др. // Записки Всесоюз. минералогич. об-ва. – 1980. – Ч. 109. – Вып. 3. – С. 290–300.
2. Буряк В.А. Пространственно-временная эволюция состава изотопов серы золоторудных месторождений среди углеродистых толщ // Докл. АН СССР. – 1987. Т. 295. – №1. – С. 160–164.
3. Левицкий, Л. П. Викулова, Б.Г. Демина и др. Сравнительный анализ золото-углеродисто-сульфидно-кварцевых руд металлоорганических соединений // Докл. АН СССР. – 1980. – Т. 255. - №6. – С. 1471–1474.
4. Кряжев С.Г., Устинов В.И., Гриненко В.А. // Особенности флюидного режима формирования золоторудного месторождения Сухой Лог по изотопно-геохимическим данным // Геохимия. 2009. – №10. – С.1108–1117.
5. Иконникова Т.А. Поведение стабильных изотопов (O, C, S) в гидротермально-метасоматическом рудообразовании на месторождении Сухой Лог: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. – М., 2010. – 123 с.
6. Кучеренко И.В. Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верхозин А.В. Структурно-динамическая модель золоторудных месторождений образованных в несланцевом и черносланцевом субстрате. Ч. 2. Месторождения Чертово Корыто (Патомское нагорье) // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 314. – № 1. – С. 23–38.
7. Гаврилов Р.Ю., Кучеренко И.В., Мартыненко В.Г., Верхозин А.В., Мартынова Т.Е. Объемная геолого-геохимическая модель мезотермального золоторудного месторождения Чертово Корыто (Патомское нагорье) // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 1. – С. 30–43.
8. Вагина Е.А., Рудмин М.А. Кристалломорфология и термоэлектрические свойства пирита и арсенопирита в золоторудном месторождении Чертово корыто (Патомское нагорье) // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317. – № 1. – С. 66–73.
9. Гриненко В.А. Приготовление двуокиси серы для изотопного анализа // Журн. Неорг. Химии. – 1962. – №7. С. 2578–2582

10. Кучеренко И.В. Магматогенное золотое оруденение в структурах допалеозойской складчатости (на примере южного обрамления Сибирской платформы) : Дис. доктора геол-мин. наук. Т.1. – Томск, 1991. – 243 с.
11. Ковалев К.Р., Калинин Ю.А., Наумов Е.А., Колесникова М.К., Королюк В.Н. Золотоносность арсенопирита золото-сульфидных месторождений Восточного Казахстана // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 2. – С.225–242.
12. Кучеренко И.В., Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верховин А.В. Новые данные о фемофильной специализации золотоносных березитов // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 1. – С. 26–29.
13. Кучеренко И.В. Петрологические и металлогенические следствия изучения малых интрузий в мезотермальных золоторудных полях // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 1. – С. 49–57.
14. Кучеренко И.В., Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верховин А. В. Структурно-динамическая модель золоторудных месторождений, образованных в несланцевом и черносланцевом субстрате. Ч.1. Берикольское месторождение (Кузнецкий Алатау) // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 12–26.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КИСЛОГО ВУЛКАНИЗМА ВОСТОЧНОГО ВУЛКАНИЧЕСКОГО ПОЯСА КАМЧАТКИ

О.В. Кувикас

Научный руководитель профессор Г.П. Авдейко

*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО Российской академии наук,
г. Петропавловск-Камчатский, Россия*

Введение

Проблема образования кислых магм является одной из наиболее сложных и спорных в петрологии. В пределах островных дуг образование кислых вулканических пород, как правило, связывают с кальдерообразующими извержениями и образованием кальдер. На Камчатке известны крупные поля игнимбритов плиоцен четвертичного возраста [3, 5]. В связи с тем, что образование кальдер и связанных с ними игнимбритовых полей непосредственно не наблюдалось, важное значение приобретает изучение эволюции вещественного состава кальдерных комплексов при формировании крупных кальдер.

Выявление принципиальных особенностей составов вулканических стёкол эксплозивных извержений, наиболее полно отражающих состав расплава, сравнение их составов в различных геодинамических условиях современной зоны субдукции являлось основной целью данной работы.

При написании работы использовался материал трёх полевых сезонов, проведённых автором на активных вулканах (Ключевской, Шивелуч, Безымянный), кальдерах (Карымский вулканический центр) и в других районах Камчатки (хребет Кумроч, озеро Нерпичье, верховье рек Авачи и Кавычи). Детальные описания, многочисленных вулканических слоев в шурфах, канавах, обнажениях позволили собрать представительную коллекцию образцов пирокластики из различных вулканических центров и вулканотектонических структур Камчатки (рис. 1). Работы проводились по российско-германскому проекту KALMAR.

Геолого-структурная характеристика вулканизма

Большинство действующих и потенциально активных вулканов Камчатки расположено в пределах Восточного вулканического пояса, характеристика которого была дана ещё А.Н. Заварицким [4]. Длина ВВП ~ 850 км, ширина 50–100 км, общее простирание северо-северо-восточное (рис. 1).

По данным Г.П. Авдейко и др. [1, 2] пояс начал формироваться в конце миоцена и представляет собой начальный этап Курило-Камчатской зоны субдукции, образованной в результате причленения Кроноцкой палеодуги.

Извержения кислых магм имеют преимущественно эксплозивный характер, характеризуются широким площадным распространением и служат маркерами в тефрохронологических исследованиях. На Камчатке кальдеры размещаются группами и в основном приурочены к тем местам, где фундамент погружён [5]. Наличие прогибов и заполняющих их отложений (осадочно-вулканогенного чехла) – это, по-

видимому, необходимое условие формирования близповерхностных магматических очагов и связанных с ними кальдер. По данным В.Л. Леонова, Е.Н.Гриб [4] кальдерообразование может произойти, если соблюдены следующие условия: 1) происходит подъём магмы с глубоких уровней земной коры к поверхности, 2) существует зона проницаемости в фундаменте, 3) имеется достаточно мощный слабопроницаемый чехол, 4) существует зона проницаемости в чехле.



Рис. 1. Структурное положение вулканических поясов Камчатки и схема района работ в полевых сезонах 2007, 2008, 2009 г. Точками показаны районы работ тефрохронологических исследований, квадратиками – геолого-вулканологических

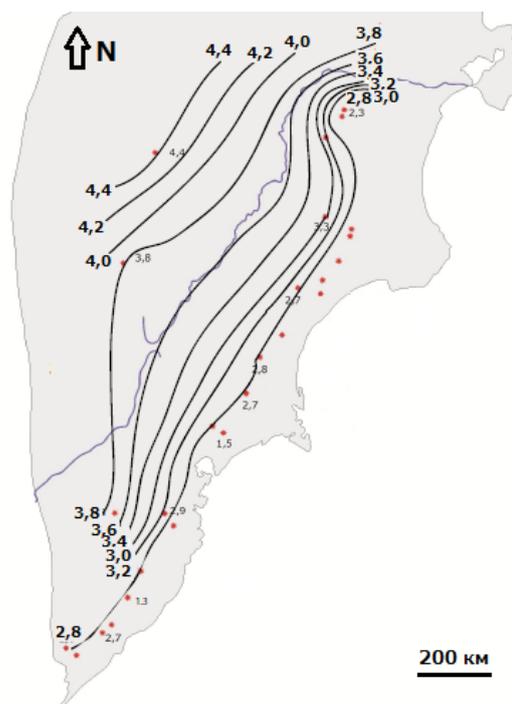


Рис. 2. Схема распределения K₂O (в %) в вулканических комплексах Камчатки

Материал и методы изучения

С целью изучения стратифицированных пирокластических отложений в течение полевых сезонов 2007, 2008, 2009 г.г. были опробованы и описаны многочисленные шурфы, канавы, обнажения, находящиеся в различных тектонических структурах Камчатки (рис. 1).

Микрозондовый анализ. Выбор аналитического метода для изучения кислого вулканического стекла был обусловлен возможностью высокой локальности анализа и точностью получаемого результата. Анализ материала проводился в Институте Морских Исследований им. Лейбница в г. Киль (Германия) по единой методике на микрозонде JEOL JXA 2800. Анализ проводился при напряжении 15 кВ, токе зонда бнА, диаметре электронного пучка 5 микрон. Стандартизация проводилась с использованием стекол из коллекции Смитсоновского Института. Для анализа летучих и элементов с низкими концентрациями использовались высокочувствительные кристаллы Н-типа. В результате впервые была создана взаимосогласованная база данных, насчитывающая свыше 2500 высококачественных анализов главных элементов, F, Cl и S в стеклах пород известного источника и возраста.

Рентгенофлуоресцентный анализ (РФА). В данной работе использовались данные волнодисперсионного рентгенофлуоресцентного спектрометра “S4 PIONEER” фирмы “BRUKER”. Анализ проводился в Институте вулканологии и сейсмологии ДВО РАН. Метод позволяет качественно и количественно определять все элементы от бериллия до урана, находящиеся в порошкообразных, твердых и жидких пробах.

Результаты исследования

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о существовании закономерных геохимических вариаций продуктов извержений различных вулканических центров (рис. 2, 3). Так, для средних составов стёкол отдельных извержений наблюдается закономерное увеличение содержаний K_2O (рис. 2, 3), отношения $^{18}O/^{16}O$ и уменьшение содержаний FeO , MgO , CaO и отношений Cl/K в направлении, поперечном по отношению к простиранию дуги, то есть с увеличением глубины до кровли субдуцируемой плиты [9, 10]. Составы кислых магм Камчатки подчиняются тем же закономерностям поперечной геохимической зональности, которая была выявлена для базальтов и андезитов-базальтов [10, 11].

В ряде работ на основании анализа отношений $^{18}O/^{16}O$ предполагалось, что процесс ассимиляции имеет первостепенное значение в формировании кислых магм Камчатки [6, 7]. Наши данные показывают, что региональные вариации $^{18}O/^{16}O$ в кислых магмах во многом соответствуют таковым в базальтах и коррелируются с характеристическими особенностями магм, которые традиционно связываются с процессами мантийного магмобразования.

Возможным объяснением парадокса корреляции $^{18}O/^{16}O$ с глубиной до субдуцирующей плиты является заглупление магматических очагов от фронта к тылу островной дуги. Низкие значения $^{18}O/^{16}O$ для магм фронтальных вулканов можно объяснить поступлением талых вод в приповерхностные магматические камеры, а в более глубокие магматические камеры талая вода не поступает [8].

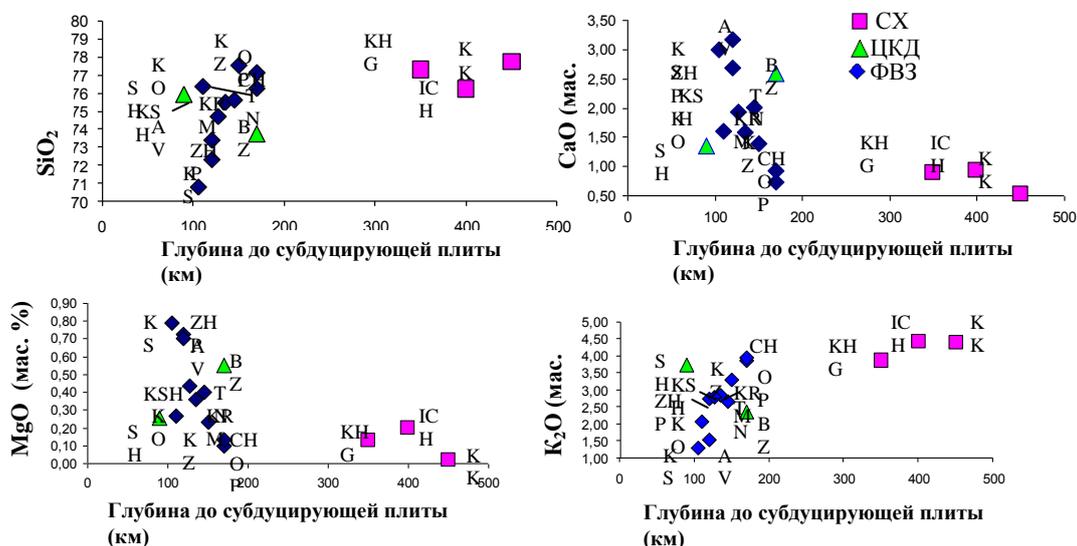


Рис. 3. Корреляция составов вулканических стекол с глубиной до субдуцируемой плиты.
 Примечание: CX- Срединный хребет, ЦКД – Центральная камчатская депрессия, ФВЗ – Фронтальная вулканическая зона Восточной Камчатки. КО – Курильское озеро, AV – Авачинский в., KS – в. Ксудач, KRM – Кальдера Карымского в., ICH – Исчинский в., KHG – в. Хангар, KZ – в. Кизимен, OP – в. Опала, BZ – в. Безымянный, SH – в. Шивелуч, TN-в. Таунишиц, ZHP – Жупановский вулкан, KSH – в. Кошелева, CHL – в. Чаша

Таким образом, генезис кислых магм нельзя однозначно интерпретировать как процесс кристаллизационной дифференциации или плавления пород коры, а возможность использования отношения $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ как критерия масштабов коровой ассимиляции во многом зависит от глубины нахождения магматического очага [7].

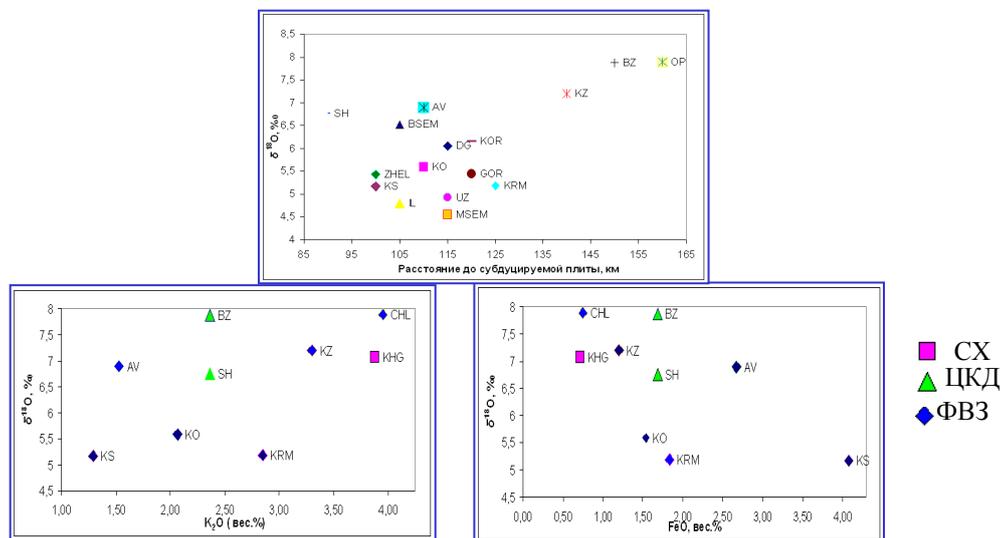


Рис. 4. Вариационные зависимости $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ от глубины субдуцируемой плиты и K_2O , FeO . Данные по $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ [7]. Примечание: *СХ* – Срединный хребет, *ЦКД* – Центральная камчатская депрессия, *ФВЗ* – Фронтальная вулканическая зона Восточной Камчатки. *КО* – Курильское озеро, *АВ* – Авачинский в., *КС* – в. Ксудач, *КРМ* – Кальдера Карымского в., *КНГ* – в. Хангар, *КЗ* – в. Кизимен, *ОР* – в. Опала, *ВЗ* – в. Безымянный, *ШН* – в. Шивелуч, *ИЛ* – в. Ильинский, *ЗHEL* – в. Желтовский, *DG* – в. Дикий Гребень, *GOR* – в. Горелый, *KOR* – в. Корякский, *UZ* – в. Узон, *MSEM* – в. Малый Семячик *BSEM* – в. Большой Семячик

Заключение

В результате исследований по российско-германскому проекту KALMAR собрана представительная коллекция образцов пирокластики из разных вулканических центров Камчатки. Проведены высокоточный микрозондовый и рентгенофлуоресцентный анализы пород.

Впервые выявлена поперечная геохимическая и изотопная зональность кислых вулканических стекол, соответствующая зональности основных пород. Это свидетельствует об единых условиях образования кислых и основных магм, хотя имеются данные, которые можно интерпретировать как ассимиляцию [10, 11].

Литература

1. Авдейко Г.П., Савельев Д.П., Попруженко С.В., Палуева А.А.. Принцип актуализма: критерии для палеотектонических реконструкций на примере Курило-Камчатского региона // Вестник КРАУНЦ. Науки о земле. – 2003. – № 1. – С. 32 – 60.
2. Авдейко Г.П., Палуева А.А.. Геодинамика Камчатской зоны субдукции: вулканизм, сейсмоопасность, цунамиопасность // Вулканизм и геодинамика: Материалы IV Всероссийского симпозиума по вулканологии и палеовулканологии. В 2-х т. Том 1. – Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, 2009. – С. 567–570.
3. Геологическая карта и карта полезных ископаемых Камчатской области и Корякского автономного округа. М. 1:500 000 // Глав. редакторы: А.Ф. Литвинов, М.Г. Патока, Б.А. Марковский. – Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 1999.
4. Заварицкий А.Н. Вулканы Камчатки. М.: Изд. Академии Наук СССР, 1955. – 512 с.
5. Леонов В.Л., Гриб Е.Н. Структурные позиции и вулканизм четвертичных кальдер Камчатки. – Владивосток: Дальнаука, 2004. – 186 с.
6. Bindeman, I.N., Leonov, V.L., Izbekov, P.E., Ponomareva, V.V., Watts, K.E., Perepelov, A.B., Baznova, L.I., Singer, B.S., Jicha, B., Schmitt, A.K., Portnyagin, M.V., Chen, C.H., Large-volume silicic volcanism in Kamchatka: Ar-Ar, U-Pb ages and geochemical characteristics of major pre-Holocene caldera-forming eruptions // Elsevier Editorial System for Journal of Volcanology and Geothermal research. – 2009.

7. Bindeman, I.N., Ponomareva, V.V., Bailey, J.C., Valley J.W., Volcanic arc of Kamchatka: a province with high-d¹⁸O magma sources and large-scale 18O/16O depletion of the upper crust // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 68 (4). – 2004. – P. 841–865.
8. Kuvikas Olga, Portnyagin Maxim, Ponomareva Vera // Systematic of major and volarile components in glasses of large explosive eruptions in Kamchatka. KALMAR Workshop – Petropavlovsk-Kamchatsky, Russia. – April 27-May 1, 2009. Abstracts.
9. Kuvikas Olga, Portnyagin Maxim, Ponomareva Vera // Compositional variations of volcanic glasses from Kamchatka. KALMAR Workshop –Trier, Germany. 16–20 May 2011. Abstracts.
10. Portnyagin, M.V., Hoernle K., Plechov, P.Y., Mironov, N.L., Khubunaya, S.A.. Constraints on mantle melting and composition and nature of slab components in volcanic arcs from volatiles (H₂O, S, Cl, F) and trace elements in melt inclusions from the Kamchatka Arc // *Earth and Planetary Science Letters* 255(1-2): 53–69. 2007.
11. Volynets, O.N.. Geochemical types, petrology and genesis of Late Cenozoic volcanic rocks from the Kurile-Kamchatka island arc system // *Int. Geol. Rew.* – 1994. – 36/4. – P.p. 373–405.

СТУДЕНТЫ

ГЕОЛОГИЯ, ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУД КАХТАРМИНСКОГО ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКО-ФЛЮОРИТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНЫЙ САЯН)

К.О. Аленберг

Научный руководитель профессор А.К. Мазуров

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

В данной статье рассматриваются результаты петрографо-минераграфического изучения пород Кахтарминского барит-полиметаллически-флюоритового месторождения, охарактеризованы их структурно-текстурные особенности, выполнена диагностика породообразующих минералов на основании исследования их оптических свойств, выявлены структурные и возрастные взаимоотношения между минералами и отражены в схеме последовательности минералообразования, определено место конкретного рудного объекта в классификации рудных месторождений и проведено сравнение его с месторождениями со сходными по составу устойчивыми минеральными ассоциациями [3]. При макроскопическом и микроскопическом изучении пород особое внимание уделялось выделению генераций минералов и характеристике структурно-текстурных особенностей их агрегатов и морфологии минеральных фаз [1].

Следует обратить внимание на то, что в приведенных ниже петрографических описаниях пород и представленной схеме последовательности минералообразования применялась единая система обозначения выделенных генераций минералов, например, кварц I – кварц первой генерации, кварц II – кварц второй генерации и кварц III – кварц третьей генерации. Среди рудоносных пород Кахтарминского месторождения нами выделяются следующие ассоциации: сфалерит-галенит-барит-кварцевая, кварц-флюоритовая, сфалерит-галенит-кварц-флюоритовая, флюорит-кварцевая с прерывистыми жилками сфалерит-галенитового состава и скоплениями халькопирита.

Это породы с неравномернозернистой структурой и пятнистой текстурой. Текстурные особенности обусловлены наличием в светло-сером кварцевом агрегате черных крупнозернистых изометрично-неправильной формы скоплений галенита размером 0,9...1,1 см в поперечнике или его крупных (до 6 мм в поперечнике) идиоморфных кристаллов с полигональными поперечными сечениями. Наряду со скоплениями галенита наблюдаются гнезда крупнотаблитчатого желтовато-белого барита со скорлуповатой текстурой. Кварц I пользуется незначительным распространением (не более 10 % от объема породы). Он встречается в виде неравномернозернистых скоплений неправильной формы или жилкообразных агрегатов толщиной 1,0...2,0 мм, сложенных ксеноморфными зернами кварца размером 0,06...0,8 мм в поперечнике. Грани сравнительно крупных (до 0,8 мм в поперечнике) гипидиоморфных

кристаллов флюорита, контактирующих с агрегатами кварца I, пересекают зональные зерна кварца, частично уничтожая их зональность. Такие взаимоотношения свидетельствуют о более поздней кристаллизации флюорита относительно кварца I. Границы кварца I с кварцем II, а также скоплениями и отдельными зернами галенита и барита – резкие неровные без следов коррозии. Кварц II формирует мелкозернистые неравномернозернистые (размер зерен 0,01...0,1 мм в поперечнике) агрегаты неправильной формы с ксеноморфнозернистой структурой и массивной текстурой. Агрегаты кварца II имеют зубчатую границу с гипидиоморфнозернистыми скоплениями или отдельными монокристаллами галенита и барита. Вдоль границы со стороны кварца II фиксируется тонкая (толщиной 0,10...0,15 мм) зона осветления и укрупнительной перекристаллизации, обладающая ориентированнозернистой структурой и друзовидной текстурой. Кварц III представлен субпараллельными, беспорядочно ориентированными жилками молочно-белого цвета мощностью от долей миллиметра до 5...10 мм, секущими полоски, линзочки кварца I и флюорита. Жилы обладают друзовой, реже крустификационной текстурой и параллельно-шестоватой, радиально-шестоватой и гребенчатой структурами. Они сложены удлиненно-клиновидными, веретенообразными, реже шестоватыми зернами кварца размером от 0,09x0,36 до 0,3x1,2 мм. Халькопирит представлен крупным (размер 20x50 мм) скоплением и редкой вкрапленностью (размер от долей мм до 1...2 мм) в кварце и флюорите. Пирит представлен вкрапленностью идиоморфных кристаллов (0,2...0,5 мм в поперечнике) и скоплениями (размер 2,0x2,5 мм) вблизи гнезда халькопирита, взаимоотношения с которым однозначно свидетельствуют о его более ранней кристаллизации по отношению к халькопириту.

Петрографо-минераграфические исследования рудоносных пород Кахтарминского месторождения позволяют наметить для них последовательность отложения и стадийность минералообразования (таблица 1). При выделении стадий минералообразования в схеме учитывались данные петрографических наблюдений о степени деформированности минералов [1, 4]. Рудоносные породы Кахтарминского месторождения претерпели неоднократные хрупкие деформации. По результатам микроскопического изучения шлифов и аншлифов выделяются три этапа деформаций пород. На первом этапе деформаций, предшествующем отложению флюорита, барита, сульфидов и кварца II, агрегаты кварца I подвергаются дроблению и частичной перекристаллизации. В них развивается микробрекчиевая текстура, обусловленная наличием остроугольных обломков кварца, сцементированных его микрогранобластовым агрегатом, который образовался в результате раскристаллизации тонкоперетертого материала кварца I. На втором этапе деформаций происходило дробление скоплений флюорита, барита и сульфидов и замещение их мелкозернистым агрегатом и жилками кварца II. Третий этап деформаций сопровождался формированием трещин отрыва, выполненных жилами кварца III, специфической особенностью которых является широкое развитие друзовой и крустификационной текстуры.

2. Длина линии не соответствует длительности процесса кристаллизации минералов, положение линии свидетельствует только о последовательности их образования.

В результате сопоставления Кахтарминского месторождения с месторождениями известных рудных формаций установлено [5], что по составу минеральных ассоциаций рудоносных пород, последовательности проявления стадий минералообразования, строению вертикальной вещественной зональности и генетическим особенностям Кахтарминское месторождение обнаруживает наибольшие черты сходства с месторождениями полиметаллическо-флюоритовой жильной формации (таблица 2) [2].

Таблица 1

Схема последовательности минералообразования в рудах Кахтарминского барит-полиметаллическо-флюоритового месторождения

Минералы	Постмагматический этап					
	Стадии минералообразования					
	Дорудная	Рудная		Пострудная		Гипергенная
Кварц I	██████████					
Кварц II				██████████		
Кварц III				██████████		
Флюорит		██████				
Барит		████				
Галенит			████			
Сфалерит				████		
Халькопирит						
Пирит			████			
Халькозин						-----
Ковеллин						-----
Церуссит						-----
Смитсонит						
Гидроокислы железа						-----

Примечания. 1. Распространенность минералов:

1 - 30 % и более;

2 – от 10 до 30 %;

3 – от 1 до 10 %;

4 – меньше 1 %

Таблица 2

Сопоставление Кахтарминского барит-полиметаллическо-флюоритового месторождения с месторождениями полиметаллическо-флюоритовой жильной формации

Характеристики рудных объектов	Сравниваемые рудные объекты	
	Месторождения полиметаллическо флюоритовой жильной формации	Кахтарминское барит- полиметаллическо- флюоритовое месторождение
Состав устойчивой минеральной ассоциации	Кварц+Флюорит+Барит+Галенит+ Сфалерит	Кварц+Флюорит+Барит+Галенит+Сфалерит
Последовательность стадий минералообразования	Процесс формирования месторождения начинается и заканчивается отложением нерудных минералов. В начальную стадию преобладают отложения кварца, для завершающей стадии – характерен барит	Процесс формирования рудопроявления начинается и заканчивается отложением нерудных минералов. В дорудную стадию происходит отложение кварца I на завершающей пострудной стадии кристаллизовались кварц II и кварц III
Тип вертикальной зональности	Верхняя зона: Барит+ Галенит+Сфалерит+ Флюорит Нижняя зона: Флюорит+Галенит+ Сфалерит	Верхняя зона: Барит+ Галенит±Сфалерит+Флюорит Нижняя зона: Флюорит+Галенит+Сфалерит+Халькопирит
Генезис	Гидротермальный	Гидротермальный

Литература

1. Волынский И.С. Определение рудных минералов под микроскопом. Т. 1: Методическое руководство. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1966. – 349 с.
2. Критерии прогнозной оценки территории на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1986. – С. 610–626.
3. Синяков В.И. Модели гидротермального рудообразования. – Новосибирск: НГУ, 1982. – С. 27–28.
4. Трёгер, В. Е. Оптическое определение породообразующих минералов : пер. с нем. / В. Е. Трёгер. – М.: Недра, 1980. – 208 с.
5. Шнейдерхен Г. Рудные месторождения. – М.: Изд. ИЛ, 1958. – 501 с.

СТРУКТУРНАЯ МИНЕРАЛОГИЯ ГРУППЫ ЭВДИАЛИТА И ЕЕ НОВЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В КАЧЕСТВЕ МИНЕРАЛОГО – ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИНДИКАТОРОВ ПРИРОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

С.М. Аксенов¹

Научный руководитель главный научный сотрудник Р.К. Расцветаева²

¹ *Российский государственный геологоразведочный университет имени С. Орджоникидзе, г. Москва, Россия*

² *Институт кристаллографии им. А.В. Шубникова Российской Академии наук, г. Москва, Россия*

Эвдиалит – цирконосиликат натрия, кальция и железа – важнейший редкометалльный минерал апгаитовых нефелиновых сиенитов, главный концентратор циркония, гафния, иттрия, редкоземельных и ряда других элементов. Со временем этот термин трансформировался и в настоящее время объединяет кольцевые цирконо-, титано- и ниобосиликаты со структурным типом эвдиалита в группу, содержащую 25 минеральных видов.

Структурный мотив минералов этой группы содержит уникальные 9-членные кремнекислородные кольца $[Si_9O_{27}]$ (рис. 1а). Вблизи центров колец могут находиться дополнительные *T*-тетраэдры (рис. 1б), либо *M*-октаэдры (рис. 1в), где *T*=Si, S; *M*=Nb, Ti, Na. Крайне редко середина кольца остается свободной.

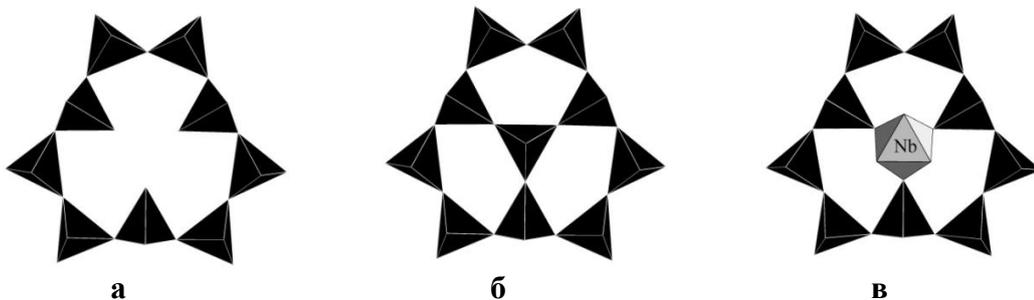


Рис. 1. Девятичленное кремнекислородное кольцо $[Si_9O_{27}]$ (а); плоский диск $[Si_{10}O_{27}(OH)]$ (б); гетерополиэдрический плоский диск $[Si_9O_{27}M(OH)_3]$ (в).

Вторая по уникальности элемент структуры - шестичленное кольцо из сочлененных по ребрам *M1*-октаэдров (рис. 2а), которое с двух сторон прикрыто трехчленными кольцами $[Si_3O_9]$ с образованием замкнутой полости.

В месте сближения *M1*-октаэдров находится третья уникальная позиция *M2*. Средние по радиусу катионы (главным образом Fe) располагаются в центре плоского «квадрата» (рис. 2б) или полуоктаэдров (октаэдров), формирующихся на его основе и достроенных атомом кислорода, ОН-группой или молекулой H_2O . Октаэдр в середине девятичленного тетраэдрического кольца и полуоктаэдры соединяются вершинами с образованием кластеров из четырех полиэдров (рис. 2в).

Эти структурные фрагменты объединяются в ажурный цеолитоподобный каркас одиночными $[ZrO_6]$ -октаэдрами (рис 3а). Крупные катионы (в первую очередь Na,

но также H_2O , K, Sr, Ba), анионы (Cl , F , OH , CO_3^{2-} и др.) и молекулы воды заполняют обширные полости между описанными структурными элементами (рис. 3,б)

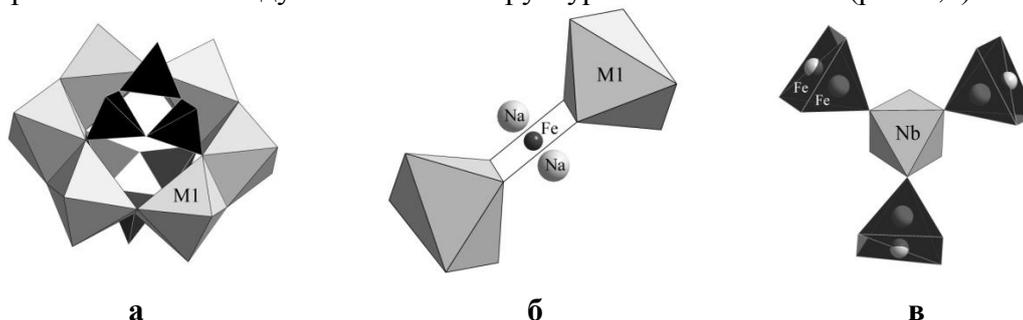


Рис. 2. Шестичленное кольцо из реберно связанных M1-октаэдров (а); M2-квадрат и приквадратная микрообласть (б); наноразмерный кластер из четырех полиэдров $[M^{41}M^{51}_3]$ (в).

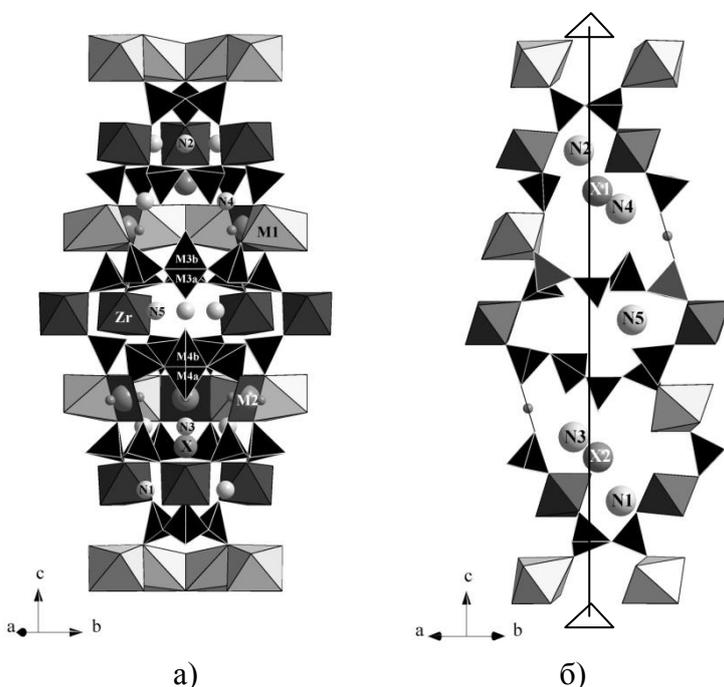


Рис. 3. Полиэдрическое изображение атомной структуры минералов группы эвдиалита вдоль оси Z . Буквами обозначены позиции катионов (а); расположение и топология цеолитных полостей с позициями крупных катионов (б)

Все разнообразие минералов в группе эвдиалита связано с вышеописанными ключевыми позициями или «микрообластями», в которых возможны локальные, но достаточно существенные, а иногда и кардинальные, структурные перестройки с изменением валентности, координационного числа, замещением атома на группу атомов и т. д., влияющими на характер структуры в целом.

Большинство видообразующих элементов (Fe, Ca, Mn, Zr и другие) может входить в несколько позиций в структурах эвдиалита и его аналогов. Распределение этих элементов является результатом сочетания двух факторов: конкуренции их

активностей в минералообразующей среде и сродства к различным позициям в структурах минералов этой группы. Иначе говоря, в процессе формирования данного минерального вида участвуют как геохимические, так и кристаллохимические факторы.

Некоторые минералы группы эвдиалита содержат до 5-7 % железа на ячейку. Ионы железа в большинстве эвдиалитов двухвалентны, однако в окислительной обстановке формируются эвдиалиты с участием трехвалентного железа. Для исследования соотношения ионов Fe^{2+} и Fe^{3+} нами, методами рентгеноструктурного анализа, изучены структуры высокожелезистого природного эвдиалита (образец 3458 из Хибинского массива (Кольский п-ов)) и двух термообработанных образцов этого же минерала – прокаленных при $T=700$ и $800^{\circ}C$ [8, 9].

Параметры тригональных ячеек (пр. гр. $R3m$): $a=14.2645(1)$, $c=29.9635(5)$ Å, $R_{\phi}=3.6\%$ ($1491 F > 3\sigma(F)$); $a=14.1307(1)$, $c=30.1229(3)$ Å, $R_{\phi}=9.1\%$, ($2903 F > 3\sigma(F)$); $a=14.1921(2)$, $c=30.2417(5)$ Å, $R_{\phi}=8.5\%$, ($2832 F > 3\sigma(F)$), соответственно.

Основные особенности состава и структуры исходного минерала отражены в его кристаллохимической формуле ($Z=3$): $[\text{Na}_{14.2}\text{K}_{0.5}\text{Sr}_{0.2}\text{Ba}_{0.1}] [\text{Ca}_{5.8}\text{Mn}_{0.2}] [\text{Zr}_3] [\text{Fe}_{2.5}^{2+[\text{IV}]} \text{Fe}_{0.4}^{3+[\text{V}]}] [(\text{Si}_{0.9}(\text{OH})_{0.9})(\text{Ti}_{0.1})] [\text{Si}_{0.8}(\text{OH})_{0.8}] [\text{Si}_3\text{O}_9]_2 [\text{Si}_9\text{O}_{27}]_2 \text{Cl}_{1.4}(\text{O},\text{OH})_{0.4} \cdot 0.9\text{H}_2\text{O}$, где квадратными скобками выделены составы ключевых позиций структуры, а римскими цифрами указаны координационные числа катионов железа.

Уточнение структуры* термообработанных кристаллов показало, что координаты и тепловые параметры катионов находятся в хорошем соответствии с полученными ранее до прокаливания образца, что дает возможность анализировать заселенность позиций атомами железа между Ca-октаэдрами в месте сближения шестичленных колец с увеличением температуры.

Установлено уменьшение количества Fe в позиции плоского квадрата $M2a$ в ряду температур $25^\circ\text{C} \rightarrow 700^\circ\text{C} \rightarrow 800^\circ\text{C}$: заселенности соответствующих позиций 0.85(1), 0.63(1) и 0.42(1). Одновременно прослеживается возрастание заселенности позиций в обоих $M2b$ - и $M2c$ - пятивершинниках, построенных на базе плоского квадрата, с сохранением средних расстояний 0.5 Å между позициями: заселенность позиции $M2b$ возрастает с 0.05(2) до 0.17(1) при $T=700^\circ\text{C}$ и до 0.25(1) при $T=800^\circ\text{C}$. Соответственно заселенность позиции $M2c$ меняется в той же последовательности температур: 0.08(2) \rightarrow 0.18(1) \rightarrow 0.31(1).

Можно с большой долей вероятности предположить, что процессы окисления железа и структурной перестройки при термообработке образцов происходят поэтапно – сначала окисляется часть двухвалентного железа в квадратной координации, а затем трехвалентное железо смещается из квадрата и достраивает свою координацию до пирамидальной. Это отражают и данные рентгенографии: если в исходном образце эвдиалита параметр a составляет 14.2645(1) Å, то после термообработки при 700 и 800 °C он сначала уменьшается до 14.1307(1) Å, а затем возрастает до 14.1921(2) Å. Эти изменения коррелируют с уменьшением ионного радиуса Fe^{3+} в сравнении с Fe^{2+} при 700°C и последующим увеличением объема ячейки за счет образования квадратной пирамиды после термообработки эвдиалита при 800°C.

Если в «типовом» эвдиалите на кристаллохимическую формулу приходятся 6 атомов кальция (в составе шестерного октаэдрического кольца), то в специфических обстановках образуются минералы группы эвдиалита иной стехиометрии.

Особое место занимает семейство низкокальциевых минералов. При содержании Ca меньше шести атомов в независимой части ячейки возможно упорядочение Ca и заменяющих его элементов по позициям $M1a$ и $M1b$ в октаэдрах шестичленного кольца. При этом шестичленное кольцо из реберносвязанных октаэдров распадается на две тройки неэквивалентных по составу и размеру октаэдров с потерей плоскости симметрии и понижением симметрии $R3m$ до $R3$.

Нами исследованы кристаллические структуры еще двух низкокальциевых представителей, названных условно «Mn-аналогом раслакита» [1, 6, 11] и «гиперциркониевым аналогом эвдиалита» [4], найденных в Хибинском щелочном массиве Кольского полуострова.

Основные особенности структуры минералов отражены в их кристаллохимических формулах ($Z=3$):

* Здесь и далее все расчеты выполнены с использованием комплекса программ AREN [2], поправка на поглощение вводилась по программе DIFABS [12].

$[K_{0.1}(H_3O)_{0.13}] [Na_{11.12}(H_3O)_{3.28}REE_{0.6}] [(Ca_3)(Mn_{1.8}Ca_{1.2})] [Zr_{2.68}Nb_{0.32}] [Si_{24}O_{72}] [Na_{1.8}^{IV}Na_{0.6}^{VI}Fe_{0.6}^{VI}] [Si_{0.49}(SO_4)_{0.19}Ti_{0.32}] [Si_{0.77}(Ti_{0.16}Nb_{0.07})] (OH)_{3.1} (H_2O)_{0.8} Cl_{0.2} \cdot 1.8H_2O; [Na, H_3O]_{15} [Ca_3Fe_3] (Na, Zr)_3 Zr_3 (Al, Si) [Si_{25}O_{72}(OH)] (OH)_2 \cdot 2H_2O$, соответственно, где квадратными скобками выделены составы ключевых позиций структуры, а римскими цифрами обозначены координационные числа катионов в позиции M2.

Хотя оба минерала по общему характеру структуры близки к ранее изученным, они существенно отличаются от них своим химическим составом и распределением катионов по ключевым позициям. «Mn-аналог раслакита» является потенциально новым минералом, отличающимся от онейллита высокой кремнеземистостью и низким содержанием Nb и Fe, и раслакита доминированием Na в позиции M2-квадрата. «Гиперциркониевый аналог эвдиалита» также близок к раслакиту, но является его высокоциркониевой и алюминиевой разновидностью.

Со времени первых структурных расшифровок на протяжении большого периода времени существовало мнение, что каркас эвдиалита остается неизменным по своему составу при любых флуктуациях состава минерала в целом, и эмпирические формулы рассчитывались на основе целочисленных значений коэффициентов для Zr и Ca. Вариации допускались лишь в количестве атомов Si, которое могло изменяться за счет дополнительных атомов кремния в центре двух девятичленных колец. Однако открытие и рентгеноструктурное исследование аллуайвита [10] показало, что минерал со структурным типом эвдиалита может вообще не содержать атомов Zr, а строить каркас на основе атомов Ti и Nb.

Методом монокристалльного рентгеноструктурного анализа изучена структура нового представителя группы эвдиалита [3-5,7] из Ковдорского флогопитового месторождения (Кольский п-ов.), в котором он сформировался как трансформационный минерал по более раннему эвдиалиту. Особенности состава являются низкое содержание циркония и высокое ниобия и титана в сумме составляющих ~ 4.5 атома на ячейку.

Параметры ячейки: $a=14.106(1)$, $c=30.689(3)$ Å, $V=5287.9$ Å³, пр. гр. $R\bar{3}m$. Монокристалльные дифракционные данные получены от образца изометричной формы на дифрактометре Xcalibur CCD (MoK α -излучение), R-фактор изотропно-анизотропного уточнения 0.066 по 667 $F > 4\sigma(F)$ отражениям.

Идеализированная формула может быть записана в виде (Z=3): $[Na, H_3O, Ca, K]_{15} Ca_6 [□, Mn, Fe]_3 [Zr_{1.5}Nb_{1.5}] [Si_{24}O_{68}(O, OH)_4] [Ti_2] (OH)_5Cl \cdot 4H_2O$. Значительный дефицит Zr (50%) при одновременно высоком содержании Nb делает возможным заполнение Z-октаэдра атомами Zr и Nb в равной пропорции, что в минералах группы эвдиалита встречено впервые.

Изученный минерал - продукт природного выщелачивания и гидратации эвдиалита - является химически и структурно уникальным представителем группы и может быть отнесен в одинаковой степени как к цирконосиликатам, так и ниобосиликатам со структурным типом эвдиалита. Исследованный образец является низкокремнистым (число дополнительных к 24-м основным атомов Si, центрирующих Si₉O₂₇-кольца, меньше 1 атома), Ti-доминантным в M3-позиции 9-членного кольца новым представителем и потенциально новым минералом группы эвдиалита.

Благодаря широкому изоморфизму элементов и избирательным сорбционным свойствам минералы группы эвдиалита оказались достаточно эффективны в качестве одного из минералого-геохимических индикаторов, с помощью которого могут быть оценены изменения условий минералообразования в ходе формирования пород различных щелочных комплексов.

Действительно, различные подгруппы МГЭ приурочены к различным типам и стадиям эволюции агапитовых массивов. На ранней стадии формирования пород и пегматитов кристаллизуется эвдиалит. При резком возрастании щёлочности (высоко- и ультраагапитовая стадии) образуются минералы кристаллохимического типа онейллита, часто обогащённые Zr (кальций-дефицитная ветвь генезиса) или, при достаточно высоких содержаниях кальция – 24-слойные высоконатриевые и титан-содержащие члены группы. На поздних стадиях минералообразования, характеризующихся уменьшением щёлочности (в том числе в процессах метасоматоза и автометасоматоза, с привнесением Nb, K, Ca и/или Sr, а также CO₂, на фоне понижающейся температуры) кристаллизуются минералы кристаллохимического типа кентбруксита. На поздней гидротермальной стадии происходит гидратация эвдиалита и вынос Na, Fe с образованием аквалита и других «гидроэвдиалитов» или (в условиях высокой активности кислорода) – «оксиэвдиалитов» или икранита. Образование «гидроэвдиалитов» связано с процессами природного ионного обмена: натрий замещается на крупные катионы (H₃O⁺; в меньшей степени Sr²⁺, Ba²⁺, K⁺) и молекулы воды; однозарядные анионы частично замещаются ионами SO₄²⁻, иногда – PO₄³⁻.

Литература

1. Аксенов С.М. // Материалы V международной научной конференции «Молодые-наукам о земле». 23-25 марта 2010., - Москва - С. 84.
2. Андрианов В.И. // Кристаллография., - 1987 - Т. 32. - С.228.
3. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М., Чуканов Н.В. // Тезисы докладов V Национальной кристаллохимической конференции. 29 ноября-4 декабря, - Казань - 2009 г. - С.146.
4. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М. // I Международный междисциплинарный симпозиум «Термодинамика неупорядоченных сред и пьезоактивных материалов, (TDM&PM)». 8-12 ноября 2009 г. - Пятигорск, - 2009 г. -С. 5.
5. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М. // Тезисы докладов VII Национальной конференции «РСНЭ-НБИК-2009»- Москва, - 2009 г. - С. 372.
6. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М., Чуканов Н.В. // ДАН.- М. 2010 - Т. 431. - С. 201.
7. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М., Чуканов Н.В // ДАН.- М. 2010 - Т. 432. - С. 639.
8. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М., Розенберг К.А. // Proceedings of the 13-th International meeting «Ordering in Minerals and Alloys», 9-15 september 2010 - Rostov-on-Don – Loo. V. 1. - P. 5.
9. Расцветаева Р.К., Аксенов С.М., Розенберг К.А., Верин И.А. // Кристаллография. - М., 2011. - Т. 56. - С. 228.
10. Хомяков А.П., Нечелюстов Г.Н., Расцветаева Р.К. // ЗВМО, - 1990 - Т.119. - С. 117.
11. Rastsvetaeva R.K., Chukanov N.V., Aksenov S.M. // 1st National Crystallographic Symposium October 22–23, - Sofia, 2009 - P. 83.
12. Walker N., Stuart D. // Acta Cryst. A., - 1983 - V. 39. - № 2. - P.158.

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-СЪЕМОЧНОЙ ПРАКТИКИ НА УЧЕБНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ

Д.Е. Выдрич

Научный руководитель доцент Ю.С. Ананьев

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

Геоинформационные системы и реляционные базы данных нашли самое широкое применение при производстве геолого-съёмочных работ. В производственных организациях геолого-съёмочного 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-съёмочной практики, использование геоинформационных систем и реляционных баз данных для сбора, накопления, обработки полевой геолого-

съемочной информации, составления карт фактического материала и полевой геологической карты. 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, инфологическое 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 данных 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).

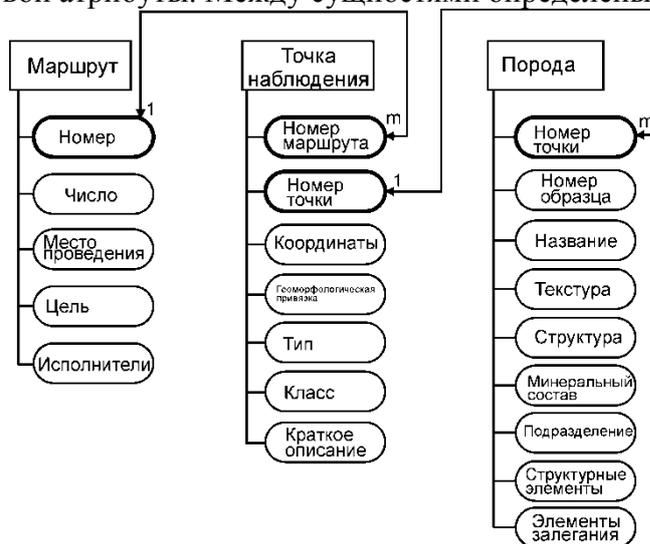


Рис. 1. ER-модель процесса геологической съемки

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.

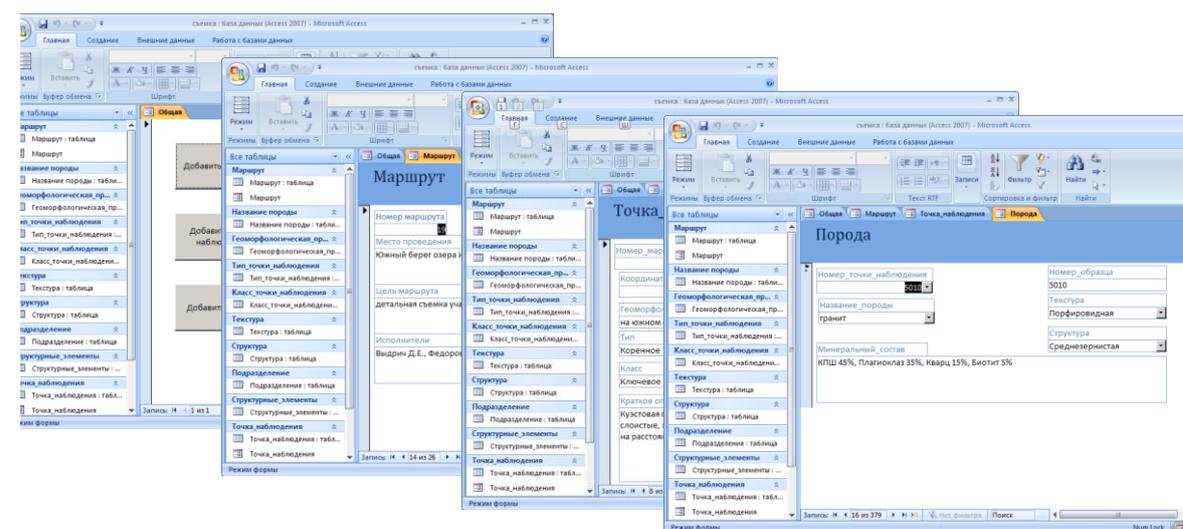


Рис. 2. Окна интерфейса базы данных

В ArcGIS планировалось подготовить карту фактического материала и поле-вую 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 визуа-лизации пространственной информации из базы данных использовались стандарт-ные условные знаки и символы из «Электронная база изобразительных средств гос-геолкарты 200».

В период практики использовалась стандартная технология геолого-съемочных работ. Маршрутные наблюдения проводились двумя способами – мето-дом пересечения границ и методом прослеживания границ. Привязка точек наблю-дений осуществлялась GPS навигаторами GARMIN 72. Все полученные в ходе мар-шрутов сведения заносились в полевые дневники в соответствии с требованиями [1]. Затем полевые наблюдения вносились в разработанную базу данных.

Составление карты фактического материала практически полностью автома-тизировано – вся необходимая информация с помощью запросов берется из базы данных полевых наблюдений (рис. 3).

При составлении геологической карты, данные маршрутов увязывались меж-ду собой с использованием аэрофотоснимка (рис. 4).

В результате геолого-съемочных работ установлено, что в геологическом строении участка принимают участие магматические, вулканогенно-осадочные и осадочные породы палеозоя. Южная часть район сложена порфировидными грани-тами Улень-Туимского комплекса. Граниты прорваны дайками аплитов, аплито-пегматитов и микросиенитов. На гранитах, на размытой поверхности, со стратигра-фическим несогласием залегает вулканогенно-осадочная толща быскарской серии. Породы образуют моноклинально залегающую структуру с общим падением на се-вер-северо-восток. Возраст пород определяется по остаткам псилофитовой флоры. Стратиграфически выше с угловым несогласием залегают нормально осадочные по-роды среднего девона – сарагашская и бейская свиты. Возраст последней на участке съемки определяется по отпечаткам брахиопод вида *Acrospirifer Cheechiel*. Породы

смяты в брахиформные складки. В замке самой крупной антиклинали наблюдаются выходы пород нижнего структурного подэтажа [2].

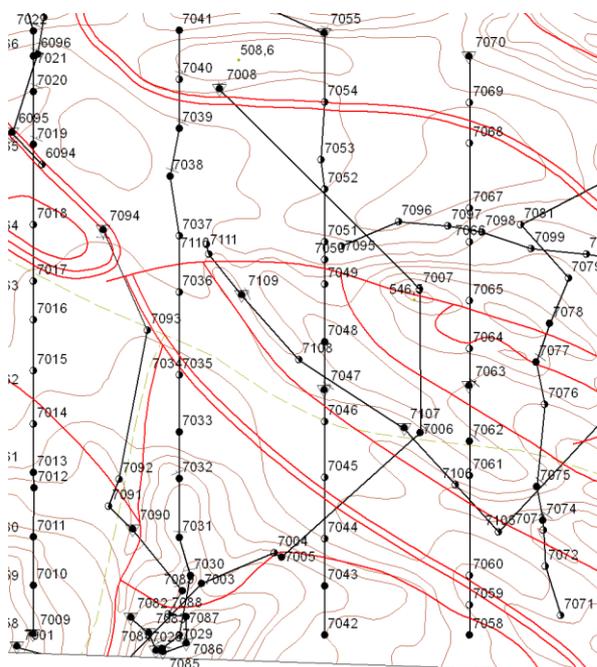


Рис. 3. Фрагмент карты фактического материала

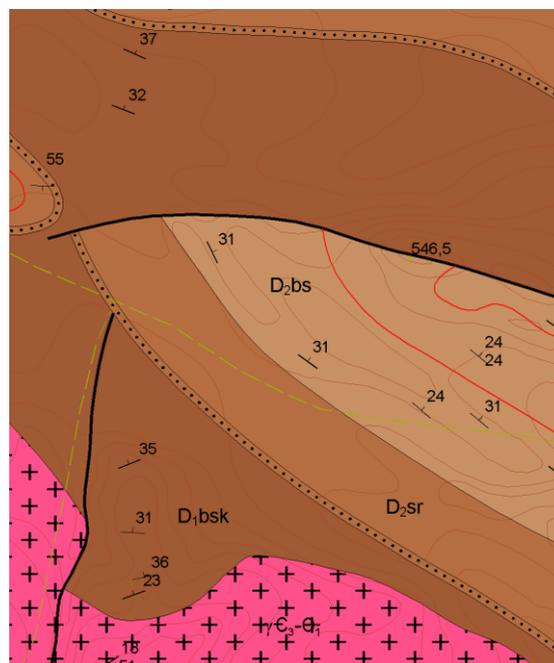


Рис. 4. Фрагмент полевой геологической карты

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.

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.

ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ В РУДАХ РУБЦОВСКОГО КОЛЧЕДАННО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РУДНЫЙ АЛТАЙ)

А.В. Павловская

Научный руководитель старший преподаватель Л.А. Зырянова
Национальный исследовательский Томский государственный университет,
г. Томск, Россия

Объектом настоящих исследований являются глинистые минералы Рубцовского колчеданно-полиметаллического месторождения (Рудный Алтай), широко развитые в пределах всего месторождения. Глинистые минералы являются почти постоянными компонентами как первичных сульфидных, так и окисленных руд Рубцовского месторождения. Входя в состав агрегатов первичных сульфидных руд, они,

в зависимости от конкретного минерального вида, могут оказывать влияние на их технологические свойства, подчас резко ухудшая качество руд. Кроме того, будучи хорошими адсорбентами, глинистые минералы могут содержать в своем составе примеси, в том числе промышленно важные, которые станут выводиться вместе с глинистыми минералами в процессе обогащения руд, вызывая их неизбежные потери, с которыми трудно бороться обычными методами. С другой стороны, удаление глинистых минералов из окисленных руд, не требующих обогащения, а направляемых непосредственно на металлургический передел, также может повлечь неизбежные потери ценных компонентов руд. Отсюда, изучение состава глинистых образований Рубцовского месторождения становится актуальным.

Чисто научный интерес представляет установление видового состава эндогенных и экзогенных глинистых образований, что может стать источником дополнительной информации при решении некоторых генетических вопросов для месторождения.

При изучении глинистых минералов использованы физические методы исследования вещества, а именно: рентгенофазовый анализ, растровая электронная микроскопия (РЭМ), рентгенофлуоресцентный анализ (РФА), эмиссионный спектральный и термический анализы.

Рубцовское месторождение колчеданно-полиметаллических руд находится на крайнем северо-западе Рудного Алтая в пределах одноименного рудного района. В геолого-структурном плане оно связано с островной тыловой вулканической дугой северо-западной ориентировки. Геологический разрез месторождения представлен лавами, туфоловами риолитовых порфиров давыдовской свиты и вышележащими кремнистыми, глинистыми и вулканомиктовыми алевролитами нижнекаменевской подсвиты верхнего живета среднего-верхнего девона, слагающими пологую моноклираль северо-восточного простирания с падением на юго-восток (рис. 1). Рудная зона Рубцовского месторождения включает в себя 5 рудных тел, но практически всё промышленное оруденение локализовано в одном рудном теле, представляющем собой пластообразную залежь согласную с вмещающими породами нижнекаменевской подсвиты, залегающей на вулканитах давыдовской свиты [4]. Рудное тело в последовонское время выходило на древний эрозионный срез, что привело к формированию хорошо проработанной зоны окисления. Глинистые образования, представляющие предмет настоящего исследования, являются постоянными компонентами окисленных руд. А также в заметных количествах входят в состав первичных сульфидных руд, представляя одну из минералогических особенностей сульфидных руд Рубцовского месторождения.

К глинистым минералам относятся природно-дисперсные слоистые и слоисто-цепочечные силикаты различного генезиса. Они образуются как при химическом выветривании пород, накоплении осадков, так и при их постседиментационном преобразовании, включая возможность наложения на сформировавшиеся тем или иным путем толщи процесса гидротермальной деятельности. Одной из важнейших особенностей глинистых минералов является их способность активно взаимодействовать с водой. Их свойства и условия образования предопределены особенностями кристаллической структуры. Поэтому дальнейшее рассмотрение особенностей состава и условий образования глинистых минералов невозможно без знакомства с их структурой [5].

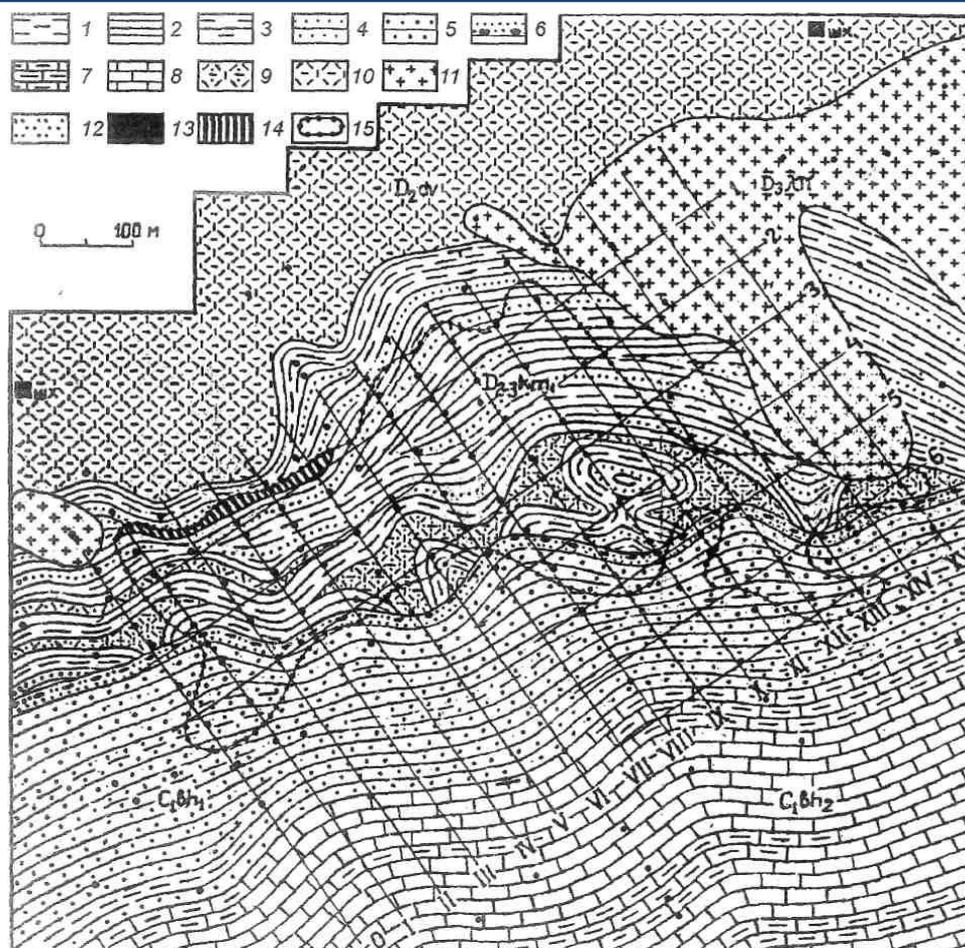


Рис. 1. Геологическая карта Рубцовского месторождения полиметаллических руд, по И.Г. Чинакову (1974) с уточнениями В.М. Чекалина:

1 – глины, суглинки, супеси; 2 – алевролиты, алевропелиты глинистые; 3 – аргиллиты; 4 – песчаники аркозовые тонко-мелкозернистые; 5 – песчаники полимиктовые мелко-среднезернистые; 6 – известковистые конгломераты; 7 – известковистые алевролиты; 8 – известняки; 9 – туфы кислого состава; 10 – лавы, лавобрекчии риолитовых порфиров; 11 – риолитовые, риолит-дацитовые порфиры; 12 – аргиллизиты и аргиллизированные породы; 13 – сульфидные полиметаллические руды; 14 – окисленные полиметаллические руды; 15 – контур рудного тела; C_1bh_2 – верхнебухтарминская подсвита нижнего карбона: известняки, известковистые алевролиты; C_1bh_1 – нижнебухтарминская подсвита: песчаники полимиктовые, гравелиты, конгломераты, алевролиты;

D_{2-3kt_1} – нижнекаменевская подсвита среднего-верхнего девона: алевролиты, аркозовые песчаники, туфопесчаники, туфы кислого состава; D_{2dv} – давидовская свита среднего девона: лавы и лавобрекчии риолитовых порфиров; $D_{3лп}$ – верхнедевонский комплекс субвулканических пород риолит-дацитовых порфиров

Все глинистые минералы, представляя собой водные алюмосиликаты с общей слоистой структурой, классифицируются с учетом их кристаллохимических особенностей. Описания их структуры производится с использованием представлений о координационных полиэдрах [2]. Основными элементами структуры глинистых минералов являются кремнекислородные тетраэдры и алюминий- или магний-кислородно-гидроксильные октаэдры (рис. 2). Последние, соединяясь через общие

анионы кислорода, образуют непрерывные двухмерные тетра- или октаэдрические сетки, в которых катионы расположены по гексагональному мотиву.

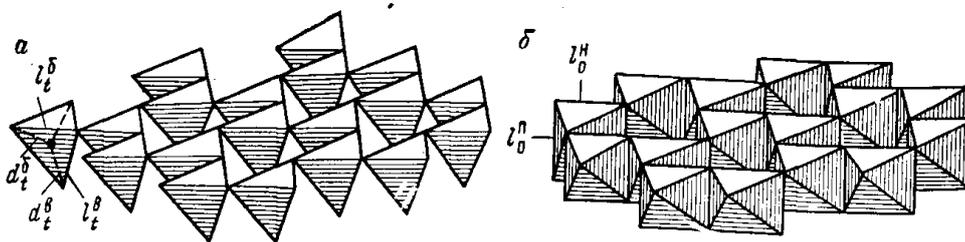


Рис. 2. Тетра- (а) и октаэдрическая (б) сетки, по Л. Полингу [5]

Октаэдрические сетки, содержащие Al или Mg и имеющие состав $Al_2(OH)_6$ либо $Mg_3(OH)_6$, представляют собой одноэтажные слои типа 0:1 и являются простейшими слоистыми структурами гидраргиллитового (гиббситового) и бруситового типа. Среди глинистых минералов широко распространены структуры, представленные сочетанием различных типов неразбухающих и разбухающих слоев, что обуславливает возникновение смешанослойных образований (минералов) [5].

Для глинистых минералов характерно явление политипии, которое заключается в возможности различного взаимного расположения слоев одного и того же химического состава в их структуре. При этом однотипные слои могут иметь различную ориентировку и смещение по отношению друг к другу. Структуры с различным периодом повторяемости слоев определяют явление политипии, представляющее частный случай полиморфизма минералов [5, 10].

Макроскопически глинистые минералы Рубцовского месторождения практически не различимы: они имеют белый, иногда с серым оттенком цвет, и отличаются лишь тем, что одни – рыхлые, а другие более плотные. Для их изучения использованы современные методы исследования, выполненные в определенной последовательности.

По результатам рентгенофазового анализа в каждой пробе установлено количество минеральных фаз и их состав, что затем подтверждено данными РЭМ (рис. 3, 4), РФА и термическим анализом. Выполненные анализы позволили достоверно идентифицировать минеральные виды с установлением полиморфных модификаций (каолинит-диккит). Результаты спектрального анализа использованы как информация о микропримесях в глинистых минералах.

В составе исследованных глинистых образований Рубцовского месторождения установлены каолинит и диккит, относимые к подсемейству кандитов и иллит, относимый к гидрослюдам [3].

Результаты проведенных исследований представлены в таблице.

Глинистые образования из зоны первичных сульфидных руд входят в состав аргиллизитов, которые являются одними из ранних проявлений окolorудных изменений вмещающих пород [4]. О том, что образование глинистых минералов зоны первичных руд Рубцовского месторождения является низкотемпературным гипогенным процессом, а не гипергенным, свидетельствует наличие их не только в верхней части метасоматической колонки, но и в виде реликтов на более глубоких горизонтах месторождения, а также присутствующая в них сульфидная минерализация. Кроме того, известно, что процесс аргиллизации характерен для районов с активным

вулканизмом, к которому относился в девонское время Рубцовский рудный район [3, 4]. Поэтому эндогенный генезис этих аргиллизитов не вызывает сомнения.

По наличию в глинистых минералах элементов-примесей компонентов можно судить об условиях их формирования. Каолиниты зоны первичных сульфидных и окисленных руд сходны по составу и количеству примесей. Из этого можно сделать вывод, что каолинит в зоне окисления является реликтовым. У иллита, отобранного из образцов зоны первичных сульфидных руд, состав примесей резко отличается от состава примесей иллита из зоны окисления. Это позволяет заключить, что иллит в зоне окисления является новообразованным. Таким образом, иллит на месторождении представлен двумя генерациями: эндогенной и гипергенной.



Рис. 3. Агрегат глинистых минералов, включающий в себя 3 минеральные фазы: 1 – каолинит, 2 – иллит и 3 – диккит. Фото РЭМ. Образец № 165



Рис. 4. Кристаллы иллита. Фото РЭМ. Образец №161

В результате проделанной работы получены следующие выводы:

- в составе глинистых образований Рубцовского месторождения достоверно диагностированы собственно каолинит и диккит, и гидрослюда – иллит;
- в составе глинистых образований зоны первичных сульфидных руд установлены все 3 минеральных вида, а в зоне окисленных руд только каолинит и иллит;
- все глинистые минералы бедны микропримесями и поэтому с ними не могут быть связаны потери рудообразующих компонентов в процессе переработки руд;
- установлено, что каолинит в зоне окисления является реликтовым минералом, а иллит – новообразованным;
- при дальнейших исследованиях есть уверенность расширить список глинистых минералов, присутствующих в рудах Рубцовского месторождения.

Таблица

Результаты проведенных исследований

№ образца	Зона	Рентгенофазовый анализ	Термический анализ	Рентгено-флуоресцентный анализ	Спектральный анализ, наиболее характерные примеси, г/т
160	первичные руды	каолинит	каолинит	Al ₂ O ₃ -28.5166%, SiO ₂ -64.2783%	Cu-1748, Pb-1200, Ba-900
162	первичные руды	иллит	–	–	–
163	первичные руды	иллит	–	–	–
164	первичные руды	каолинит, иллит	–	Al ₂ O ₃ – 27.3610%, SiO ₂ – 60.6510%, K ₂ O – 5.1174%	Ba-450
165	первичные руды	каолинит, диккит, иллит	диккит	SiO ₂ – 67.3008%, Al ₂ O ₃ – 29.7246%	Mn-730, Pb-690
168	окисленные руды	иллит	иллит	Al ₂ O ₃ – 20.4671%, SiO ₂ – 56.7775%, K ₂ O – 9.8298%, Fe ₂ O ₃ – 6.5429%	–
170	окисленные руды	каолинит	–	Al ₂ O ₃ – 21.3869%, SiO ₂ – 51.1157%, K ₂ O – 3.1587%, Fe ₂ O ₃ – 18.8328%	Cu-1748, Ba-900, Pb-460
171	первичные руды	каолинит	каолинит	–	Pb-862, Cu-820

Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии: учебное пособие. – М.: КДУ, 2008. – 721 с.
2. Браунлоу А.Х. Геохимия: Пер. с англ. – М.: Недра, 1984. – 463 с.
3. Годовиков А.А. Минералогия. – М.: Недра, 1975. – 520 с.
4. Доронин А.Я., Чинаков И.Г. Отчет о геологоразведочных работах на Рубцовском полиметаллическом месторождении за 1970-1974 гг. с подсчетом запасов на 1.1.1975 г. (Алтайский край, Рубцовский район). – Новокузнецк, 1975.
5. Котельников Д. Д., Конюхов А. И. Глинистые минералы осадочных пород. – М.: Недра, 1986. – 247 с.
6. Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. – М.: Недра, 1957. – 863 с.
7. Петрографический словарь / под ред. В.П. Петрова, О.А. Богатикова, Р.П. Петрова. – М.: Недра, 1981. – 496 с.
8. Чекваидзе В.Б. Околорудные метасоматиты колчеданно-полиметаллических месторождений их поисковое значение. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
9. Шахов Ф.Н. Морфологические черты зон окисления. – Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Вып. 4. – 1960. – С. 3–42.
10. Шлыков В.Г. Рентгеновский анализ минерального состава дисперсных грунтов / Отв. Ред. Соколов В.Н. – М.: ГЕОС, 2006. – 176 с.

ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД И РУД ЗОЛОТОНОСНОГО УЧАСТКА «ЖАРКИЙ» (МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Д.А. Черданцева

Научный руководитель доцент Л.А. Краснощекова

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

Проведение геологоразведочных работ в районах, обладающих достаточным металлогеническим потенциалом для выявления крупных месторождений золота, позволяет решать одну из стратегических задач золотодобывающей отрасли Российской Федерации (и геологической службы России соответственно) – принципиальное изменение в структуре запасов и добычи в сторону увеличения роли коренного золо-

та. Поиск новых месторождений невозможен без знаний минерального состава горных пород, структур и текстур, условий их залегания, закономерностей распространения, происхождения и изменения пород.

Целью данной работы является петрографическое изучение пород золоторудного участка «Жаркий» (Магаданская область), который в ближайшее время может быть вовлечен в промышленную разработку.

Участок «Жаркий» оловорудного Лазовского узла расположен на территории Магаданской области в Сеймчано-Буюндинской неотектонической впадине. Большая часть площади принадлежит Сеймчанской кобальт-серебро-золото-оловорудной минерагенической зоне Яно-Колымской провинции. В настоящее время на данной территории ведутся поисковые работы, для эффективного проведения которых необходимо изучение петрографических особенностей рудовмещающих толщ и определение областей локализации перспективных на оруденение участков при дальнейшем освоении перспективной площади.

Исторически сложилось, что опробование рудоносных образований в рудных полях месторождений велось, как правило, на один вид полезного ископаемого. В связи с этим на изучаемом участке проводится доизучение гидротермально-метасоматических и рудных образований для возможного обнаружения других ценных металлов, что подтверждается обнаружением золото-редкометального оруденения в традиционно оловорудном Лазовском узле.

Имеющие на сегодняшний день геологические материалы охарактеризованы недостаточно подробно и не комплексно. Планируемое доизучение на новом этапе достаточно сложное, так как многочисленные реорганизации геологических организаций и фондов хранения информации привели к потере материалов геологоразведочных работ.

Материалы, положенные в основу выполнения данной комплексной работы, собраны автором при прохождении производственной практики. Было отобрано 26 образцов вмещающих пород и руд, изучено 17 шлифов и 10 аншлифов.

Изучение шлифов проводилось в проходящем свете на поляризационном микроскопе, аншлифы исследовались в отраженном свете на рудном микроскопе. Химический и минеральный состав рудных компонентов уточнялся на электронном микроскопе.

Вмещающие породы представлены биотитовыми и роговообманково-биотитовыми гранитами, умеренно-щелочными лейкогранитами, долеритами, диорит-порфиридами, гранит-порфирами. Осадочные породы представлены песчаниками, алевролитами, интенсивно ороговикованными вплоть до образования типичных роговиков. Для всех вмещающих пород характерна высокая степень автомагматической и гидротермально-метасоматической переработки до практически полного изменения первичного состава с образованием различных метасоматитов. Во вмещающих породах развиты кварцевые жилы и прожилки.

На Лазовском рудном узле и участке «Жаркий» отмечается разноэтапность и многостадийность оруденения (рис.1).

Наиболее ранний этап, вероятно, связан с внедрением мелко-среднезернистых гранитов и гранит-порфиров и проявился в формировании прожилкового золото-редкометального оруденения. С поздней фазой внедрения лейкогранитов массива связывается оловянное оруденение.

По внешнему виду граниты и гранит-порфиры – это светло-серые среднезернистые породы массивной текстуры. В порфировых выделениях отмечаются кристаллы плагиоклазов призматической формы с зональным и полисинтетическим двойникованием олигоклаз-андезиновое состава (рис. 2).

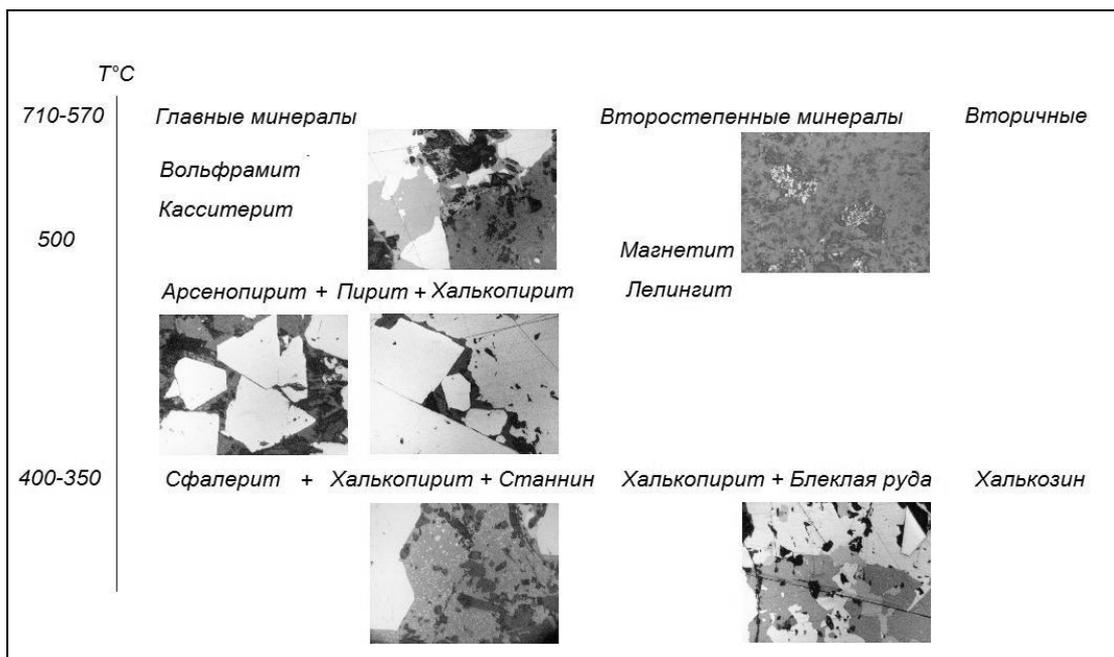


Рис. 1. Последовательность рудообразования для второго этапа оруденения на рудопроявлении олова «Красное» участка» Жаркий»

В крупных зернах плагиоклазов отмечается развитие серицитизации по спайности и по периферии зон разного состава. Биотит образует достаточно крупные чешуйки с ярко выраженной совершенной спайностью, как правило, он резко плеохроирует: Ng – темно-коричневый, Np – желтый. В биотите отмечаются включения циркона с образованием вокруг них небольших плеохроичных дворики (рис. 3). Из аксессуарных минералов можно выделить гранат с развитым по нему биотитом, по которому в свою очередь идет хлоритизация (рис. 4).

Оруденение раннего этапа, в свою очередь, состоит, как минимум, из двух стадий. Наиболее ранние арсенопирит-кварцевые прожилки часто содержат биотит и оказывают слабое воздействие на вмещающие породы, выражающееся в укрупнении зерен биотита, незначительной серицитизации плагиоклазов.

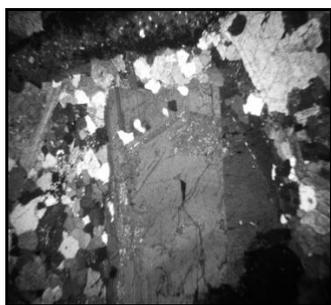


Рис. 2. Зональность плагиоклаза в граните. Увел. 70, с анализатором

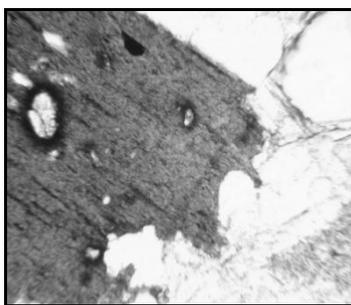


Рис. 3. Зерно биотита с включениями циркона. Вокруг последних образуются плеохроичные дворики. Увел. 70, без анализатора

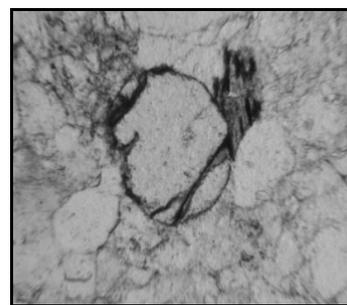


Рис. 4. Зерно граната с замещением по периферии хлоритовым агрегатом. Увел. 70, без анализатора

Менее распространенные и более низкотемпературные арсенопирит-кварцевые прожилки второй стадии сопровождаются несколько более интенсивными изменениями боковых пород.

Во вмещающих роговиках биотит полностью замещен серицитом, реже чешуями мусковита, отмечается повышенное количество (3-5 %) зерен рудных минералов. К заключительной стадии этапа, видимо, относятся тонкие (не более 2 мм) цеолитовые прожилки, пересекающие арсенопирит-кварцевые прожилки.

В следующий этап, с которым связано оловянное оруденение, проявлена интенсивная околожильная метасоматическая проработка вмещающих пород. Метасоматиты по составу преимущественно барит-мусковит-пироксеновые с гранолепидобластовой структурой, состоящей из метельчатых, веретенообразных агрегатов мусковита с высокой интерференционной окраской (рис. 5, 6). Макроскопически в породе отмечаются радиально-лучистые образования жемчужных чешуек мусковита и зеленовато-черных иголочек турмалина. В шлифах метасоматитов фиксируется развитие амфиболов по пироксенам (рис. 7).

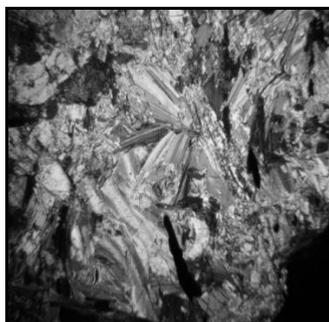


Рис. 5. Радиально-лучистый мусковит в метасоматите. Увел.40 николи скрещены

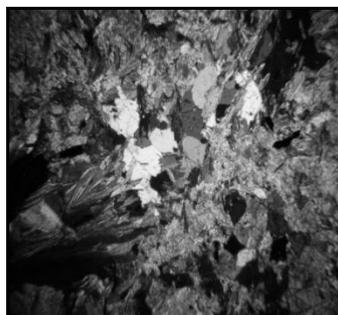


Рис. 6. Метасоматит кварц-мусковит-пироксенового состава. Увел.40

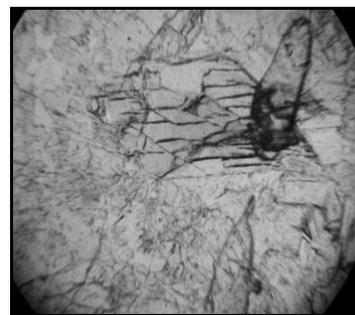


Рис. 7. Замещение пироксена амфиболом. Увел.70 николи скрещены

В последних отчетливо отмечается пятнистое замещение роговой обманкой и проявление в ней плеохроизма в розовато-коричневых тонах. На развитие именно амфиболов указывает и поперечные сечения с углом спайности 56° .

По всему шлифу отмечаются призматические включения рудных минералов (вольфрамит и касситерит), а также ксеноморфные зерна гематитизированного и лимонитизированного магнетита. На рудопроявлении «Красный» аналогичные метасоматиты считаются околорудными для оловянного оруденения. Исследование на сканирующем электронном микроскопе Hitachi S-3400N проводилось для уточнения минерального состава рудного зерна в метасоматите барит-мусковит-пироксенового состава с рудопроявления «Красное» участка «Жаркий». По результатам исследований установлено, что рудное зерно представлено ферберитом (за счет высокого содержания вольфрама, железа и кислорода при относительно невысоком проценте марганца) (рис. 8).

Повышенное содержание скандия и ниобия характерно для вольфрамитов и говорит о наличии, наряду с оловянным оруденением, – редкометалльного.

Ороговикованные породы около сульфидных прожилков преобразованы в тонкозернистые кварц-турмалиновые породы. Столбчатый зеленоватый и буроватый зональный турмалин (60 %) распределен в породе неравномерно, чаще в виде неотчетливых полос. В качестве второстепенных минералов присутствуют кальцит, апатит и рудные включения.

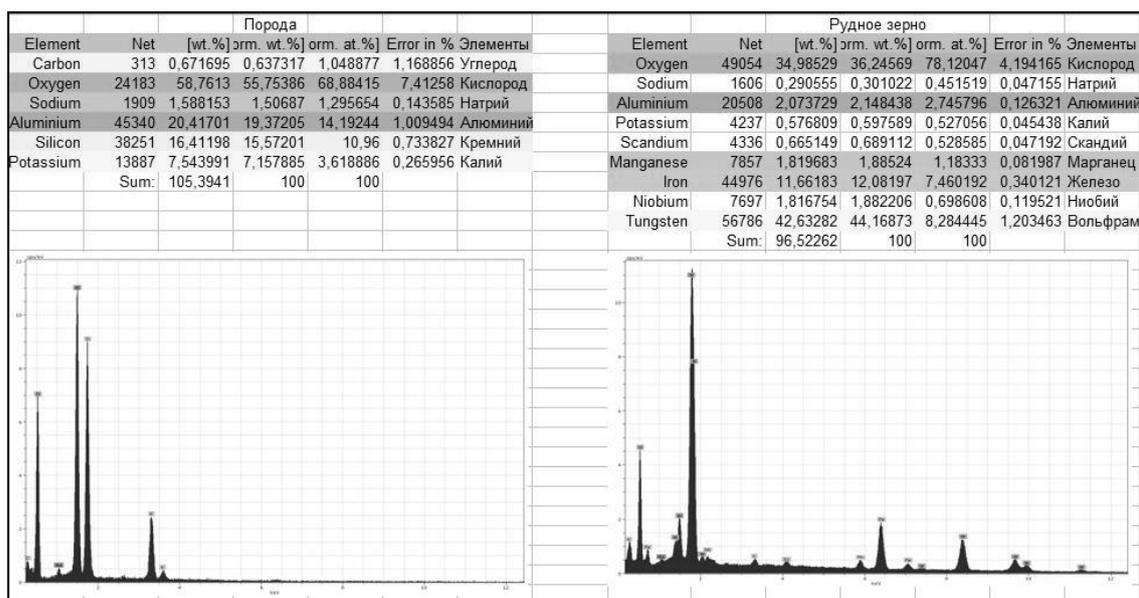


Рис. 8. Результаты исследования ишифа на электронном микроскопе

В роговиках и в гранит-порфирах выделяется прожилковое окварцевание с арсенопиритом и зоны грейзенизации, сопровождающиеся контрастными геохимическими аномалиями золота. Аномальные концентрации характерны также для мышьяка, висмута, серебра, олова, вольфрама.

В пределах наиболее изученной части правобережье ручья «Жаркий» в ороговикованных осадочных породах распространены, в основном, тонкие (1–5 мм) кварцевые прожилки, реже жилы (5–10 см) с вкрапленностью арсенопирита и пирита. При микроскопическом изучении в сульфидных прожилках наблюдается выделение рудных зерен: арсенопирита (рис. 9), пирита, халькопирита (рис. 10), сфалерита, станнина, халькозина.

Прожилки содержат в своем составе от 10 до 50 % объема арсенопирит в сростаниях с лелингитом. Встречаются также мелкие зерна касситерита (рис. 11) и турмалина (рис. 12). В аншлифах отмечаются две наиболее характерны структуры: субгедральная микроструктура кристаллизации (рис. 13) и структура распада твердого раствора: халькопирит и станин в сфалерите (рис. 14). Текстуры руд прожилково-гнездово-вкрапленные.

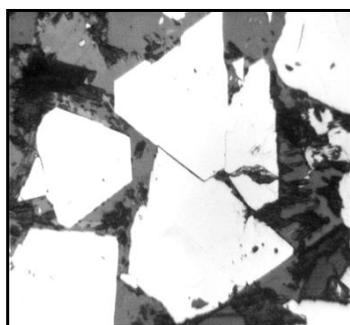


Рис. 9. Арсенопирит. Увел.120

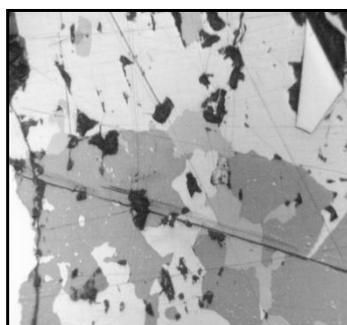


Рис. 10. Халькопирит, арсенопирит, халькозин. Увел.120

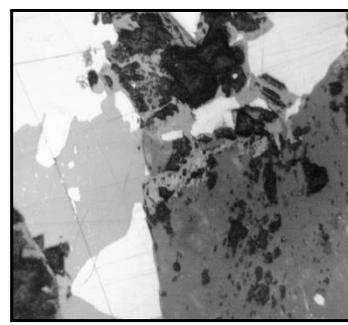


Рис. 11. В правой нижней четверти зерно касситерита. Увел.120

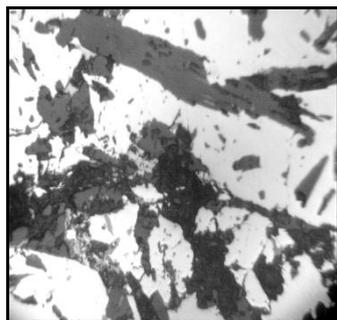


Рис. 12. Призматически-удлиненные зерна турмалина. Увел.120

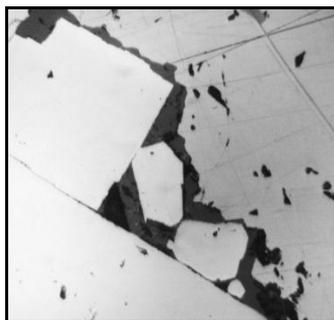


Рис. 13. Субгедральная микроструктура кристаллизации. Увел.120

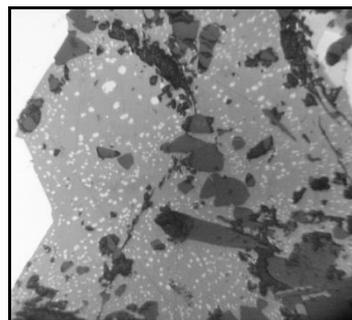


Рис. 14. Структура распада твердого раствора. Увел.120

Лазовский узел выделялся ранее как оловорудный. По итогам мелкомасштабных работ по ГК-1000/3 Сеймчанский узел переоценивался по золоту и серебру. Серебро здесь (до 100 г/т) присутствует в отдельных пробах из развалов кварцевых жил в гранитоидах. Золото-редкометальный штокверковый тип оруденения локализован, прежде всего, на перспективном участке «Жаркий». Прогнозные ресурсы золота категории P_3 Лазовского узла составляют 143,5 т. Представляется, что металлогенический потенциал площади полностью пока не раскрыт, требуются дополнительное изучение и анализ закономерностей размещения оруденения.

Предварительно изученное рудопроявление золото-порфирового типа в традиционно оловорудном Лазовском узле позволяет отказаться от противопоставления оловянного и золотого оруденения и существенно выше оценивать золоторудный потенциал площади.

Литература

1. Кузнецов В.М. Проект на выполнение работ по объекту «ГДП-200 листов Р-56-VIII, IX (Сеймчанская площадь)» (Государственный контракт от 06.07.2009 г. № 4Ф/09) – Магадан, 2009 – 170 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 3
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ
ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

АСПИРАНТЫ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИС МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Е.Л. Журова

Научные руководители: доцент Т.А. Гайдукова, доцент, Б.Б. Квеско
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Основные задачи работы – уменьшить неопределенность в геологическом строении месторождения за счет интерпретации имеющихся данных гидродинамических испытаний скважин с геологической точки зрения, определить необходимость применения методики интерпретации данных ГДИС с учетом перетока между пропластками для месторождения К и понять возможность выявления эффекта гидродинамической связи между пропластками на основании данных ГДИС.

Объект исследования – позднеюрские нефтеносные отложения (песчаные пласты Ю1-1 и Ю1-2), месторождения «К», расположенного в юго-западной части Томской области.

Согласно тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты [6] рассматриваемая территория относится к Сенькинско-Варьеганской зоне центрального блока Западно-Сибирской плиты в области развития герцинских структур. Северо-западная часть рассматриваемой территории в северо-восточном направлении пересечена Чузикским рифтом триасового возраста. Месторождение К осложняет юго-восточный борт Нюрольской впадины и находится в зоне сочленения с Таволгинским к. п. (структура II порядка).

В литолого-фациальном отношении, исследуемые пласты относятся к прибрежно-морским отложениям васюганской свиты. Отложения васюганской свиты состоят из верхней (преимущественно песчаники горизонта Ю₁) и нижней (глины морского генезиса) подсвит. Верхняя подсвита представлена тремя потенциально продуктивными песчаными пластами Ю1-1, Ю1-2 и Ю1-(3-4). В данном исследовании изучались только пласты Ю1-1 и Ю1-2. Между ними залегает маркирующий пропласток, состоящий из глин и алевролитов с многочисленными остатками пеллеципод.

Отложения пласта Ю1-2 сложены песчаниками с размерами частиц от мелкого до среднего с обугленными растительными остатками и подвергшимися сильной карбонатной цементации. Отложения же пласта Ю1-1 также состоят из песчаников с размерами частиц от мелких до средних, но карбонатная цементация – средней степени.

Формирование пласта Ю1-2 происходило в условиях прибрежного болота, приливо-отливной долины, приливо-отливной дельты и приливо-отливно-отливного канала. Обстановками осадконакопления для пласта Ю1-1 выступили – лагуна, пляж, прибрежная зона пляжа и переходная зона мелкого моря. Подобный трансгрессивный тренд изменений обстановок осадконакопления согласуется с палеогеографическими условиями.

Потенциально продуктивные части пластов Ю1-1 и Ю1-2 представлены отложениями, сформированными в условиях пляжей, приливо-отливных каналов и дельт. Отложения, сформированные в условиях пляжей, состоят из мелко-среднезернистых песчаников. А отложения приливо-отливных каналов и дельт представлены мелкозернистыми песчаниками. Присутствие многочисленных облом-

ков створок ракушек выступает в качества индикатора близости морского побережья с активной штормовой деятельностью.

Распространение пласта Ю1-1 контролируется литологическим фактором из-за частичной эрозии отложений васюганской свиты. Согласно каротажным данным (ГИС) по существующим скважинам пласт Ю1-1 является неоднородным в вертикальном направлении. В пласте присутствуют несколько непроницаемых или с плохо проницаемых пропластков, которые могут выступать в качестве препятствий для перетока между различными частями продуктивной части пласта (Рисунок 1 - слева). Но в некоторых скважинах пласт Ю1-1 может быть охарактеризован как гомогенный (рис. 1 - справа).

Ю1-2 прослеживается во всех пробуренных на данный момент скважинах месторождения. Гетерогенность пласта Ю1-2 обусловлена как обстановкой осадконакопления, так и последующим преобразованием породы, в особенности процессом карбонатизации.

Пласт Ю1-2 имеет специфические черты схожие с пластом Ю1-1. Точнее в нескольких скважинах также встречены плохопроницаемые пропластки, предположительно препятствующие перетоку флюидов в вертикальном направлении (Рисунок 1).

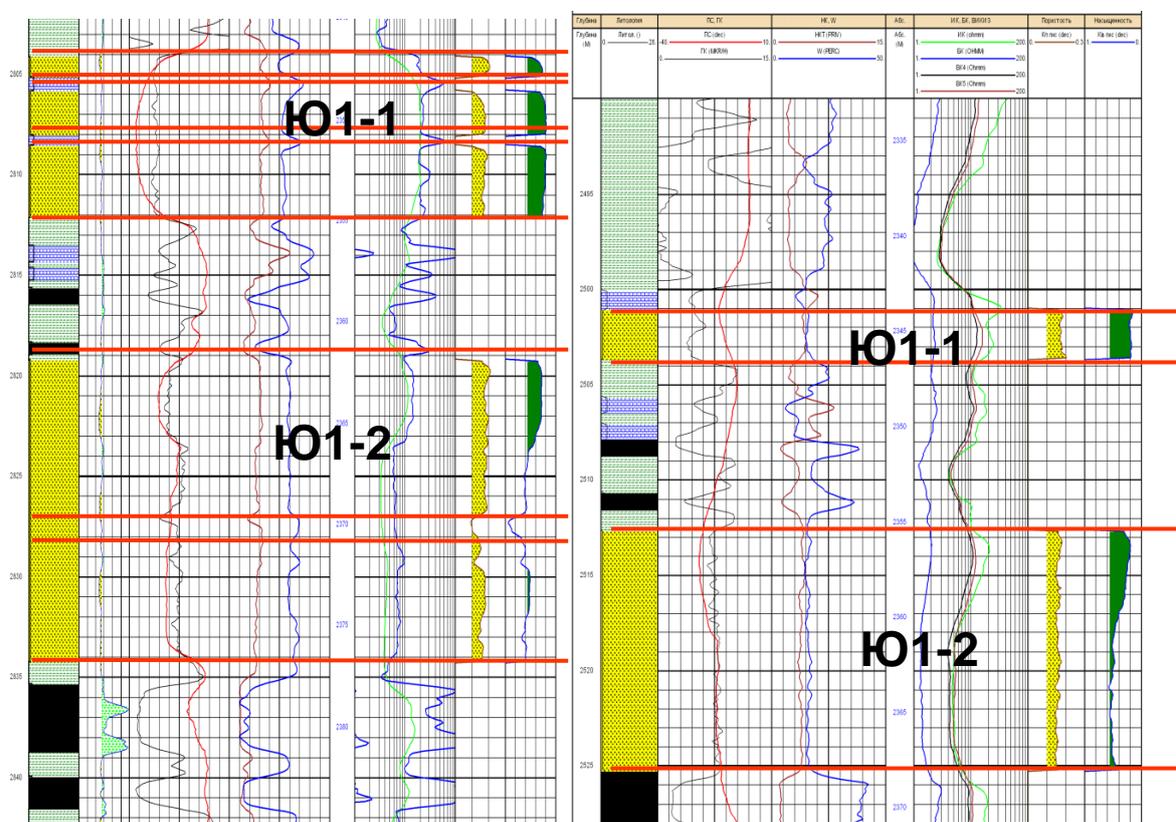


Рис. 1. Сква. 30 (слева) – пример гетерогенного разреза и сква. 100 (справа) – пример гомогенного разреза

Ранее было сказано, что пласты Ю1-1 и Ю1-2 состоят из нескольких интервалов с различными свойствами. Для того, чтобы определить присутствие неоднородности (гетерогенности) пласта были построены упорядоченный и неупорядоченный графики Лоренца (ordered/unordered Lorenz-plot) были подготовлены для обоих пластов (рис.2 и 3).

Для обоих исследуемых пластов график Лоренца характеризуется коэффициентом Лоренца (Lc) более 0.3 (рис. 2 и 3). Согласно исследованиям П. Корбетта и

Шири Женга от 2003 года [3] при коэффициенте Лоренца > 0.3 может присутствовать двойная пористость матрицы породы.

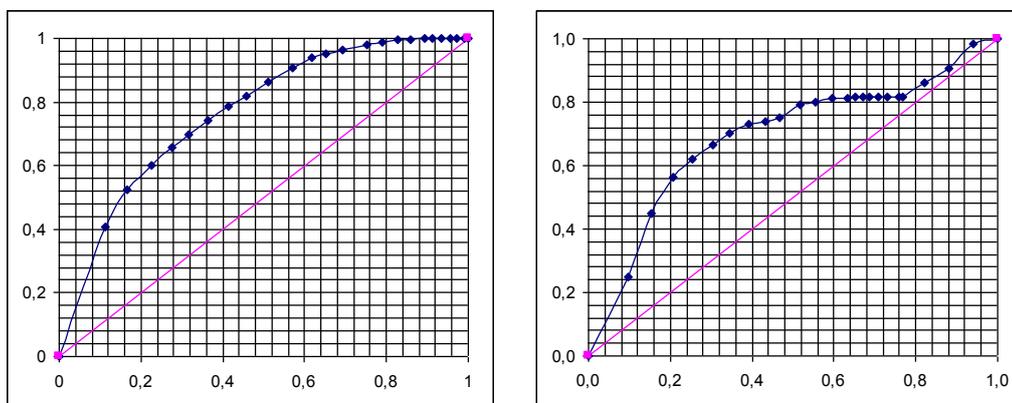


Рис. 2. Упорядоченный и неупорядоченный графики Лоренца для пласта Ю1-1

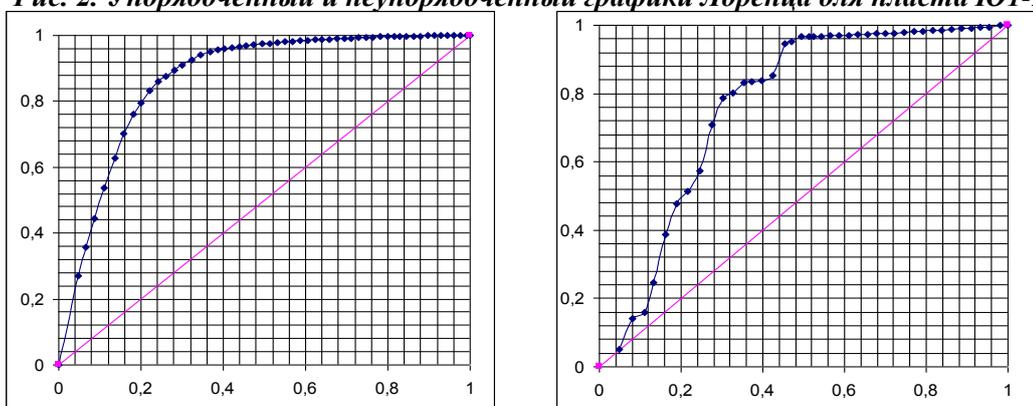


Рис. 3. Упорядоченный и неупорядоченный графики Лоренца для пласта Ю1-2

Свойства пласта-коллектора, отвечающие за газо- и гидропроводность, редко бывают одинаковыми из-за разницы в обстановках осадконакопления и последующих диагенетических процессов, воздействия тектонических сил и различных свойств, насыщающих пласт флюидов. Таким образом, свойства пласта-коллектора, отвечающие за газо- и гидропроводность (проницаемость, пористость, флюидонасыщенность и капиллярное давление), изменяются в зависимости от неоднородности пласта-коллектора. В итоге, можно ожидать неоднородность течения флюида как в вертикальном направлении (в продуктивной части пласта-коллектора между пропластками с различной проницаемостью), так и по латерали (учитывая обстановки осадконакопления рассматриваемых пластов).

Соответственно, отличительные черты исследуемых пластов Ю1-1 и Ю1-2, обнаруженные в пробуренных скважинах, могут оказывать существенное влияние как на результаты интерпретации данных ГДИС, так и на саму методику проведения ГДИС (дизайн проведения ГДИС). Информация, учитывающая особенности строения изучаемых пластов, принята во внимание для дальнейшего проведения исследования.

Цель данной работы - описание пласта-коллектора для уточнения геологической модели. Одним из основных, оцениваемых посредством гидродинамических исследований скважин является параметр k (проницаемость). Более того, ГДИС – единственный способ оценить скин-эффект по скважине.

С другой стороны, в случаях неоднородных пластов такие эффекты, как границы коллектора и препятствия перетоку флюидов, присутствие линз, анизотропия

проницаемости и другие важные характеристики пласта могут быть обнаружены. В любом случае, ненаправленный характер гидродинамических исследований скважин и не уникальность эффектов, получаемых при анализе данных ГДИС, являются очевидными ограничениями данного вида исследований.

На основании интерпретации данных ГДИС по четырём скважинам пласта Ю1-1 и 10 скважинам пласта Ю1-2 получены следующие результаты и выводы:

Оценены проницаемость коллекторов и скин-эффект по скважинам

Выявлена зона размыва пласта Ю1-1 в районе скважин 21, 706 и 726

Выявлена зона пласта Ю1-2 с ухудшенными ФЕС в районе скважин 103, 30, 32 и 33.

Обнаружен эффект двойной пористости пласта Ю1-2 в скважинах 10 и 103

Для того, чтобы определить необходимость применения методики интерпретации данных ГДИС с учетом перетока между пропластками для месторождения К и понять возможность выявления эффекта перетока флюидов между пропластками на основании данных ГДИС были созданы аналитические модели пластов. Для создания аналитических моделей использовались следующие скважины: пласт Ю1-1 скважина 14 (с пятью пропластками), а для пласта Ю1-2 использовались 102 скважина (два пропластка) и 14 скважина (четыре пропластка).

Для обеих скважин были построены аналитические модели с тремя вариантами поведения пласта-коллектора:

Однородные пласты без препятствий перетоку флюидов – задавалась, как единый пласт с мощностью равной проницаемой части коллектора и осредненными свойствами пород и флюидов

Сложный коллектор – задавался, как сложный пласт (функция программного продукта PanSystem при создании аналитических моделей), состоящий из множества пропластков с различными свойствами породы и флюидов, насыщающих пласт. Количество пропластков, которые могут быть объединены в сложный пласт не лимитируется. Он может состоять из проницаемых и непроницаемых пропластков.

Коллектор с перетоками – в данной работе использовалась функция PanSystem, позволяющая создать аналитическую модель на основании пожеланий пользователя. Это может быть двух- или трехпластовая модель с внутренними перетоками (модель двойной пористости, но все проницаемые интервалы могут быть проперфорированы в скважине). Тип модели в первую очередь зависит от количества вводимых пропластков. Границ, разделяющие пласты могут быть проницаемыми, полупроницаемыми или не проницаемыми. При этом границы в модели могут не задаваться.

Аналитические модели создавались на основании данных проницаемости, пористости и мощности, полученных по результатам интерпретации скважинного каротажа. Кроме того, использованные при создании модели скин и коэффициент влияния ствола скважины были взяты из результатов обработки уже проведенных ГДИС (таблицы 1-3). Длительность исследования, последовательность режимов течения и дебиты нефти, на основании которых создавался дизайн исследования, были взяты из материалов реально проведенных ГДИС. Во всех случаях режим притока в скважину был радиальным гомогенным и тип влияния ствола скважины – классический.

По результатам интерпретации данных смоделированных ГДИС для трех разных типов аналитических моделей видна существенная разница. Учитывая, что все три модели строились на основе одних и тех же исходных данных (менялись только методики задания проницаемости, точнее способы ее осреднения; возможность и характер перетока флюидов из одной части пласта в другую) разница в полученных значениях проницаемости и проницаемости на мощность пласта существенна. В таблицы 1-3 сведены результаты моделирования. Соответственно, крайне важно при интерпретации данных ГДИС

точно определить характер взаимодействия пропластков, слагающих пласт, между собой и учитывать вертикальную анизотропию проницаемости по исследуемой скважине.

Таблица 1

Сложный пласт

Скважина, пласт	Коэфф. влияния ствола скв. (Cs), мЗ/атм	Проницаемость (k), мД	Проницаемость на мощность (kh), мД*м	Скин (S)	Начальное пластовое давление (Pi), атм
14 (Ю1-1)	0.117	21	121.9	3.65	242.5
14 (Ю1-2)	0.0757	11.29	171.66	4.7	241.8
102 (Ю1-2)	0.0968	11.1	153.0	5.6	246.1

Таблица 2

Однородный пласт

Скважина, пласт	Коэфф. влияния ствола скв. (Cs), мЗ/атм	Проницаемость (k), мД	Проницаемость на мощность (kh), мД*м	Скин (S)	Начальное пластовое давление (Pi), атм
14 (Ю1-1)	0.117	52.5	147.1	3.65	242.2
14 (Ю1-2)	0.0757	11.91	172.65	4.7	241.7
102 (Ю1-2)	0.0968	11.07	152.8	5.6	246.1

Таблица 3

Пласты с перетоками

Скважина, пласт	Коэфф. влияния ствола скв. (Cs), мЗ/атм	Проницаемость (k), мД	Проницаемость на мощность (kh), мД*м	Скин (S)	Начальное пластовое давление (Pi), атм
14 (Ю1-1)	0.117	59.2	59.2	3.65	242.3
14 (Ю1-2)	0.0757	23.3	128.1	4.7	241.7
102 (Ю1-2)	0.0968	12.1	60.5	5.6	246.1

На данном этапе исследованности месторождения не до конца понятно, какая из проанализированных аналитических моделей точнее отражает свойства продуктивных пластов месторождения К. Но по мере поступления новых данных необходимо выбрать модель, наиболее полно отражающую действительность и использовать ее для более корректной интерпретации ГДИС.

Литература

1. Amanat U. Chaundhry, 2004, Oil well testing handbook, 596 стр.
2. Bijon Sharma et al, 1990, Well testing in fluvial and shallow marine reservoir, SPE papers
3. Corbett P., Zheng Sh., 2003, Best practice guide to well testing, Heriot-Watt University
4. Well Test Analysis, Heriot-Watt University
5. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
6. Сурков В.С., Жеро О.Г., Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ПОРОД ВОСТОЧНОГО СКЛОНА АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА

А.Ю. Линдт

Научный руководитель профессор Н.П. Запивалов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обнаружение многочисленных нефтепризнаков и залежей, в породах фундамента Западной Сибири и в частности исследуемой территории привлекает исследователей уже не один десяток лет. Проблема нефтегазоносности отложений доюрско-

го комплекса поднималась в многочисленных работах А.А. Трофимука, Н.П. Запывалова, Е.Е. Даненберга, О.Г. Жеро, А.Э. Конторовича, В.И. Краснова, С.А. Степанова, В.С. Суркова, Г.И. Тищенко, А.Н. Фомина, А.С. Шатова и многих других. Что говорит о том, что с палеозойским разрезом, несмотря на его сложное геологическое строение, может быть связан огромный нефтегазоносный потенциал.

Существует множество различных критериев и методов прогноза залежей углеводородов в породах различного состава и возраста. Однако, до сих пор не сформирована методика для поиска ловушек в породах кристаллического фундамента Западной Сибири, в следствие этого, поисково-разведочные работы характеризуются низкой эффективностью. Поиск нефти до сих пор базируется на методике изучения осадочного терригенного комплекса, а выявление залежей доюрского возраста происходит попутно. Поэтому открытие месторождений в этих отложениях скорее случайность, нежели хорошо спрогнозированный итог.

Основным методом прогноза нефтегазоносности является прослеживание литолого-стратиграфических, фациальных и петрографических характеристик пород по площади и разрезу на основе данных анализа керна глубоких скважин. Это позволяет выявить возможное распространение пород-коллекторов и пород-покрышек на территории, а следовательно и предполагаемые места скопления углеводородов.

Подобная работа была проведена М. П. Нагорским в 70-е годы XX века. По её итогам в 1977 году была построена геологическая карта по кровле фундамента Томской области (Рисунок 1).

Также одним из важных критериев возможного наличия залежей нефти и газа является наличие или отсутствие зон трещиноватости, связанных с дизъюнктивными дислокациями и пород с наложенной метасоматической пористостью. [1]

Хотя, на сегодняшний день сведений о геологическом строении отложений фундамента восточного склона Александровского мегавала очень мало, поскольку они вскрыты лишь отдельными скважинами на незначительную глубину. Перспективы нефтегазоносности его палеозойских отложений подтверждаются всё новыми и новыми открытиями скопленений углеводородов в этих породах: на Хохряковской, Чебачьей, Чкаловской, Кошильской, и других площадях. Появляются новые положительные результаты в районах и на объектах традиционно считавшихся малоперспективными.

В данной статье автором предпринята попытка систематизации, анализа и обобщения данных керна скважин пробуренных в 80-е годы с целью уточнения геологического строения кровли фундамента восточного склона Александровского мегавала, который территориально расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, на границе Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа.

Известно, что в структурном плане большинство известных залежей углеводородов в породах доюрского возраста приурочено к локальным поднятиям или к отдельным блокам локальных поднятий и Александровский мегавал не исключение, так как в тектоническом отношении он соответствует одной из крупных положительных структур фундамента плиты в системе герцинид - северной части Назино-Сенькинского антиклинория.

В результате дифференцированных движений отдельных блоков территории Западной Сибири на доюрскую поверхность были выведены породы различного состава и возраста от раннемезозойских до нижнепалеозойских. Нефтегазоносность была выявлена в:

- рифогенных телах и органогенных постройках с карстовым типом коллектора;
- зонах разуплотнения пород магматического (гранитоиды и эффузивы различного состава) и метаморфических происхождения приуроченных к разломам;

- контакта палеозойских и мезозойских отложений (области развития региональной коры выветривания).

Наибольший интерес представляют коллекторы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным породам палеозоя. Карбонатные породы относятся к низкопористым коллекторам, но продукты гидролиза кальцита и доломита хорошо растворимы и легко выносятся, образуя каверны, пустоты различной формы, вплоть до образования карстовых полостей. По карбонатным породам формируются, в основном, кавернозный и трещинно-кавернозный типы коллекторов.

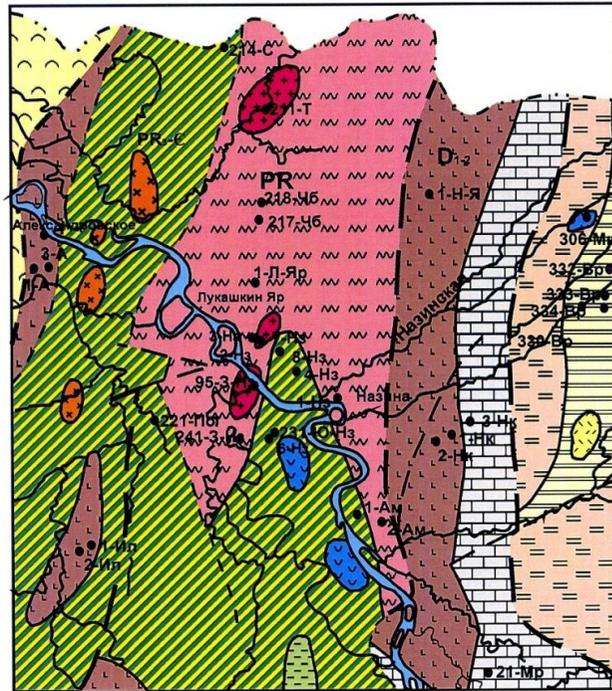
На территория исследования, в геологическом отношении представленной зоной сочленения восточного склона Александровского мегавала и Усть-Тымской впадины, породы данного вида вскрыты скважинами: №1Р на Трайгородской, №102Р на Вахской, №21Р и №22Р на Мурасовской, №18Р, №501Р, №8Р, №9Р и №7Р и другими на Чкаловской, №347Р, №304Р, 302Р №97Р, №93Р, №302Р и №312Р на Кошильской площадях и представлены известняками девонского возраста. Таким образом, можно сделать вывод, что на восточном склоне мегавала прослеживается полоса карбонатных отложений. (Рисунок 2) На практике доказано, что подобные переходные структуры являются наиболее перспективными в нефтегазоносном отношении. Именно в краевых прогибах открыто наибольшее число нефтяных и газовых месторождений. Связано это, вероятно, с тем, что в таких районах в результате регрессии моря создаются благоприятные условия (тихая спокойная обстановка в прибрежных морях, незначительная глубина, хорошо прогреваемая солнцем) для построения рифовых построек, которые могут являться высокоёмкими коллекторами для нефти и газа. На данный факт также указывают фаунистические остатки древних организмов в известняках на Кошильской площади в скважинах №347Р, №312Р и №304Р. В них обнаружены конодонты, брахиоподы, акритархи, споры и пыльца, определяющие раннефаменский возраст этих пород, а в скважине №304Р выявлены известняки с видимыми ходами иллоедов.

На юге склона древний карбонатный массив закартирован на Чкаловском месторождении, где большая часть залежи представлена органогенными известняками, которые вскрыты многочисленными скважинами по всей площади. Та же ситуация наблюдается на Мурасовской площади, где в скважинах №21 и №22 обнаружены остатки табулят.[4]

Помимо этого в депрессионных зонах идет интенсивное прогибание и мигрирующие углеводороды движутся вверх по склону структур. При этом, встречая на своем пути высокопористую породу (кавернозно-трещиноватый рифогенный коллектор) и при наличии хорошей крыши, могут формировать залежи массивного типа, содержащие промышленные запасы углеводородов.

Чаще всего крышками для скопления углеводородов в фундаменте служат непроницаемые горизонты осадочного чехла (аргиллиты, вулканогенные и эффузивно-осадочные породы и др.), которые залегают непосредственно на фундаменте или выше - на породах базального горизонта. В последнем случае породы фундамента и базального горизонта образуют единый промысловый объект. Крышками, или экранами на пути миграции флюидов, могут служить и непроницаемые монолитные массивы в глубине фундамента или близ его кровли, зачастую сложенные теми же по составу породами, что и зоны с повышенной пустотностью. [1].

Рис. 1. Выкопировка восточного склона Александровского мегавала из геологической карты по кровле фундамента Томской области (Нагорский М.П. 1977г)



Условные обозначения:

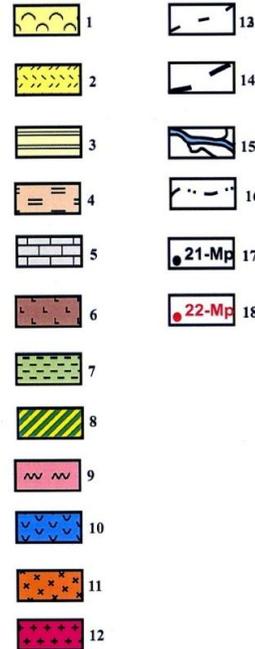
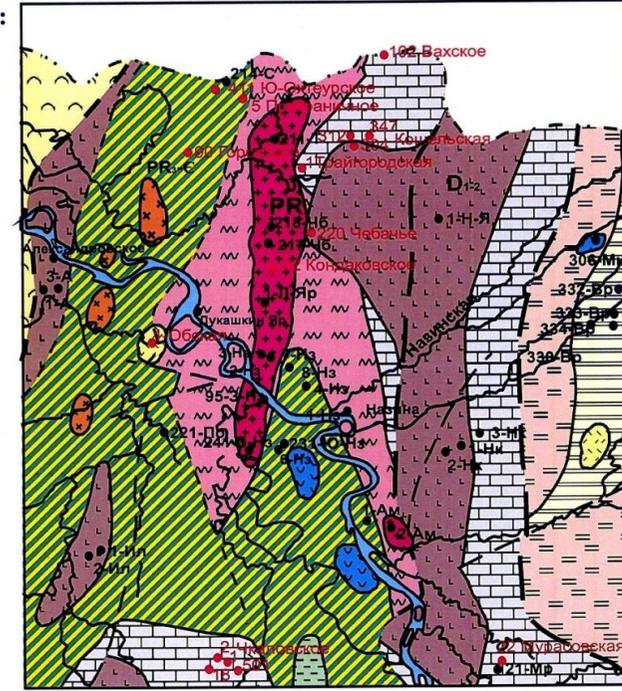


Рис. 2. Геологическая карта по кровле фундамента восточного склона Александровского мегавала Томской области 2011 год



1 - пермь - нижний триас (P-T₁): трапповая формация; 2 - пермь (P): кислые и средние эффузивы и их туфы; 3 - верхний палеозой (C_{2,3}-P): терригенные отложения с преобладанием аргиллитов; 4 - верхний девон - нижний карбон (D₃-C₁): терригенные отложения с преобладанием глинистых сланцев и алевролитов; 5 - средний и верхний девон - нижний карбон (D_{2,3}-C₁): известняки и мергели с прослоями доломитов и терригенных пород; 6 - нижний - средний девон (D_{1,2}): основные эффузивы и их туфы; 7 - верхний селур (S₂): карбонатные пёстроцветные отложения; 8 - поздний протерозой - кембрий (PR₃-C): вулканогенные формации, мраморы, метаморфические сланцы; 9 - протерозой (PR_{1,2}): гнейсы; 10 - кембрий (C): интрузия габбро (v); 11 - поздний протерозой - кембрий (PR₃-C): интрузия сиенитов (ε); 12 - протерозой (PR): интрузия гранитоидов (γ₂); 13 - тектонические нарушения; 14 - глубинные разломы между складчатыми областями; 15 - р. Обь и её притоки; 16 - граница Томской области; 17 - глубокие скважины их номера и индексы; 18 - номера и индексы глубоких разведочных скважин, пробуренных после 1977 года.

В данном случае покрывками могут служить эффузивы основного состава ниже- и среднедевонского возраста вскрытые на толще карбонатных пород скважинами №1 и №2 на Никольской, №220Р на Чебачьей площадях, а также №1 на Нянь-Яхском месторождении. (Рисунок 2)

Однако, эффузивные породы могут сами служить породами-коллекторами. Наряду с гранитоидами, эффузивы имеют магматическое происхождение, и как правило, характеризуются интрузивной природой образования.

Нефтегазоносность магматических отложений фундамента большинство исследователей связывают с зонами разуплотнения пород.

Изначально магматические породы представляют собой магму - расплавленное кристаллическое вещество. За счет его остывания, согласно закону физики, формируются различные системы трещин и разломов, в последствие служащие проводниками для углеводородов и гидротермальных растворов.

Помимо этого на формирование зон-коллекторов оказывают значительное влияние вторичные процессы, такие как выветривание и различные тектонические движения, способствующие формированию дополнительных трещин и разломов. Механизм формирования пустотного пространства гранитного массива связан также с преобразованием пород под воздействием глубинных гидротермальных растворов. В местах активного гидротермального размыва, растворы выступают, как фактор формирования вторичной пустотности. Образующиеся, при этом гидротермальные метасоматиты, обладают довольно высокой эффективной пористостью, проницаемостью и прочностью минерального каркаса, необходимого для сохранения залежи. [5]

Таким образом, коллекторы в породах кристаллического фундамента магматического происхождения, какова бы ни была его природа, всегда трещинного и трещинно-кавернового типа. [3]

В центральной части восточного склона Александровского мегавала расположен один из крупнейших гранитоидных массивов Томской области – Чебачий (батолит), приуроченный к западной части Криволуцкого вала. Он был вскрыт (скважинами №95 и №241) на Западно-Назинской, (скважинами №2, №3, №7, №8) Назинской, (скважинами №217, №218, №219) Чебачьей, (скважиной №1) Лукашкин-Ярской и (скважиной №211) Таёжной площадей. Площадь данного гранитоидного массива превышает 400 км².

Из порфиридных гранитных пород палеозоя на Кондаковском месторождении получили приток нефти дебитом 2,9 м³/сутки, а на Южно-Назинской – газа. Запаха нефти в пласте по керну отмечен на Назинской площади.

Метаморфические породы имеют ту же систему образования коллектора, что и магматические. Прямые признаки нефтегазоносности таких пород на исследуемой территории были выявлены на Вахском месторождении в скважине №952, в интервале 2640-2647м представленном чёрными, плотно-метаморфизованными горными породами, перемятыми, трещиноватыми, со слабым запахом нефти и масляными пятнами по трещинам. Также метаморфические отложения были вскрыты скважиной №5Р на Приграничном и скважиной №204 на Южно-Охтеурском месторождениях.

Массивы терригенных пород, зафиксированные глубинными скважинами, получили развитие на Никольской площади (скважины № 1, №2, №3, №4), в скважине №1 на Южно-Назинской площади, Назинской (№2, №8), Амбарской (№1) площадях.

На поверхности доюрского фундамента широким развитием пользуются продукты остаточных и переотложенных кор выветривания триас-палеозойского возраста, образовавшиеся под воздействием эндогенных процессов в период, предшествующий

платформенному осадконакоплению. В ряде случаев, отложения коры выветривания изменены настолько, что утратили черты исходной породы и представляют самостоятельную в литолого-петрографическом отношении группу. Наиболее мощная кора выветривания была вскрыта на Обской площади скважиной №1 в интервале 2516-2578м и представлена породами лейкоксен-кварц-кальцит-глинистого состава.

На склонах Криволуцково вала и, частично, Александровского мегавала распространены переотложенные коры выветривания, представленные грубообломочными образованиями. Наиболее благоприятны для мощных скоплений грубообломочного материала крутые склоны положительных структур. Здесь наиболее вероятно образование литологических ловушек, образованных выклинивающимися вверх по склонам переотложенными корами выветривания.

Промышленная залежь нефти, приуроченная к зоне выветривания, получена на Чебачьем поднятии, где при испытании трещиноватых пород фундамента был получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сутки.

Территория восточного склона Александровского мегавала одна из самых слабо изученных и перспективных территорий Западной Сибири. Недостаточно совершенные методы и способы геолого-промыслового изучения пород фундамента, а также малое количество скважин, вскрывших палеозойские отложения, не позволяют по достоинству оценить перспективы нефтегазоносности.

Особое внимание при прогнозе нефтегазоносности следует уделить карбонатным отложениям в зоне сочленения восточного склона Александровского мегавала и Усть-Тымской впадины, так как, по имеющимся данным, именно с ними скорее всего связаны основные и достаточно крупные залежи нефти и газа палеозойского возраста.

Литература

1. Запывалов Н.П., И.П. Попов «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» - Новосибирск: Издательство СО РАН Филиал "Гео", 2003.
2. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. – М., Недра – 1988.
3. Симакова С.Н. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах. – М., Недра, 1986.
4. Чикишев Ю.А., Трушкин В.В. Краткий отчет по оперативному изменению Чкаловского нефтегазоконденсатного месторождения. – Томск, 2007.
5. <http://www.ngtp.ru>

СТУДЕНТЫ

СТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю₁ МАЛОРЕЧЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

И.В. Волкова

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко

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

Цель работы: изучение неоднородности продуктивного горизонта Ю₁ (верхне-васюганская подсвита, поздняя юра) на Малореченском нефтяном месторождении (Александровский район Томской области), выяснение литологической изменчивости отложений, петрографических особенностей пород-коллекторов и флюидоупоров.

На основе обобщения геологических материалов с привлечением комплекса каротажных диаграмм и керн в верхнеюрском терригенном разрезе изучаемого месторождения установлены реперные горизонты; проведена корреляция отложений и

их индексация; охарактеризован вещественно-структурный состав и строение пустотного пространства пород-коллекторов; дана характеристика пород-флюидоупоров, выделенных в составе верхневасюганской подсвиты, георгиевской и баженовской свит.

В нефтепромысловом отношении – горизонт Ю₁ – основной нефтесодержащий горизонт на Нижневартовском своде – на Малореченском месторождении представляет собой выдержанный песчано-алевритовый горизонт, который в свою очередь делится на пласты с индексами Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰.

В эталонном разрезе площади хорошо выделяются основные стратиграфические элементы (рис. 1), принятые для позднеюрских отложений юго-восточной части

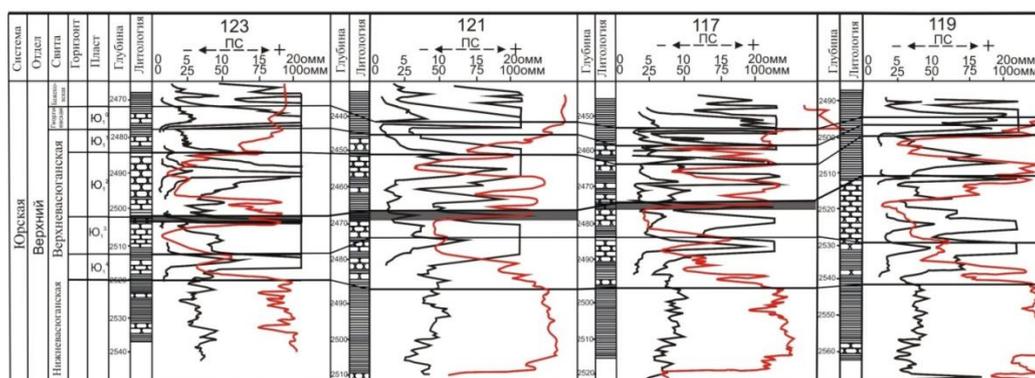


Рис. 1. Схема корреляции и индексации пластов на Малореченском месторождении

Западно-Сибирской плиты, последовательность чередования которых характеризует смену обстановок осадконакопления от мелководно-морской до глубоководно-морской: подстилают горизонт трансгрессивные мелководно-морские алевролитоглинистые отложения нижневасюганской подсвиты; в основании его развиты регрессивные прибрежно-морские глинисто-алевролитопесчаные (пласт Ю₁⁴ и его временные аналоги) породы, их сменяют континентальные существенно песчаные (пласт Ю₁³), трансгрессивные прибрежно-морские алеврито-глинистые и песчаные (пласт Ю₁²), мелководно-морские песчано-алевролитовые (пласт Ю₁¹) и алевролитово-глинистые (пласт Ю₁⁰) отложения; перекрывают горизонт относительно-глубоководные глины георгиевской и глубоководные аргиллиты баженовской свит. Последовательность смены отложений представлена в разрезе скважины 124 (рис. 2).

Нижневасюганская подсвита сложена глинами тёмно-серыми алевритистыми и алевролитами глинистыми, интенсивно биотурбированными и содержащими конкреции сидерита и пирита.

Пласт Ю₁⁴ представлен переслаиванием алевролитов, глинистых и песчаных, участками карбонатизированных пород, зернистость которых возрастает снизу вверх по разрезу, сменяющихся в кровле углистыми глинами со следами жизнедеятельности морских донных илоядных организмов.

Пласт Ю₁³ слагают средне-мелкозернистые и мелкозернистые песчаники с глинистым и карбонатным цементом, с тонкими прерывистыми прослойками углисто-слюдистого материала, создающими нечетко выраженную косую прерывистую слоистость. Вверх по разрезу песчаники сменяются алевролитами и глинами с редкими тонкими прослойками светло-серого алевролита, послойно распределенным углистым детритом, отпечатки и обугленными остатками флоры и стяжениями пирита. Венчается толща чёрными блестящими углями (реперный горизонт У₁).

Эратема	Система	Отдел	Ярус	Свита	Горизонт	Пласт	Шкала глубин	Литологическая колонка	Шлифы	Текстурно-структурные особенности	Характеристика пород			
Мезозойская	Юрская	Верхний	Волжский	Баженовская			2570				Тёмно-серые известняки			
							2574			Аргиллит буровато-тёмно серый, почти чёрный, однородный с включениями ихтиодетрита				
							2578			Нет керна				
							2584			Известняк с включениями ихтиодетрита				
							2584		П	Глина тёмно-серая с включениями пирита				
							2586		П	Известняк тёмно-серый, конглоид				
			Киммериджский	Георгиевская		Оксфордский	Верхневасюганская	Ю ₁		2588	158	С	С	Песчаник буровато-серый, нефтенасыщенный, с сидеритовым цементом, местами с прослойками углистого материала
										2590	157			
										2590	154			
										2590	156	*	*	
										2592	49	П	П	Переслаивание тёмно-серой глины и светло-серого алевролита, отмечаются включения пирита
										2592	46			
										2594		П	*	Глина тёмно-серая с включениями пирита, отмечаются скопления углистого детрита
										2596	140			
										2596	145	П		Песчаник мелкозернистый с глинистым цементом
										2596				Светло-серый алевролит с включениями пирита
										2596				Уголь чёрный блестящий
										2598		П	*	Глина с прослойками алевролита, с углистым детритом, отмечаются обугленные отпечатки флоры, наблюдаются стяжения пирита
										2598		⊥	*	Песчаник серый мелкозернистый с кальцитовым цементом, с тонкими прослойками углистого детрита
										Келловейский				
2600	25	-												
2602	24													
2604	22													
2606														
2606				Глина чёрная углистая, иногда отмечаются своеобразные следы деятельности донных животных										
Линеве-болотский					Ю ₁		2608	17	С		Песчаник с включениями сидерита			
							2608	16						
							2608							
							2610		П		Глина тёмно-серая с прослойками светло-серого алевролита, встречаются конкреции окисленного пирита			

Условные обозначения

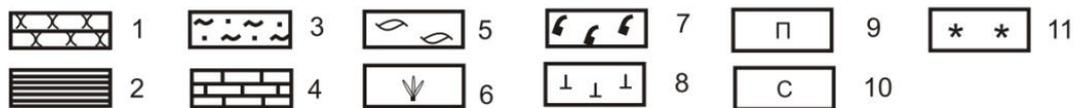


Рис. 2. Литологическая колонка по керну скважины 124:

1 – песчаники; 2 – глинистые породы; 3 – алевролиты; 4 – известняки; 5 – зоогенный детрит; 6 – флора; 7 – нефтенасыщенность; 8 – кальцитизация; 9 – пирит; 10 – сидерит; 11 – углистый детрит

В нижней части пласта Ю₁² отмечается переслаивание тёмно-серых глин и светло-серых алевролитов, содержащих послойные скопления углефицированного растительного детрита и линзообразные микроконкреции пирита; вверх по разрезу переслаивание часто сменяется песчаниками, распространенными на значительной части территории и образующими резервуар пластового типа.

Пласт Ю₁¹ сложен буровато-серыми нефтенасыщенными песчаниками с глинистым, реже карбонатным (сидерит и кальцит) цементом. Разрез пласта неоднороден и характеризуется резкой сменой расчлененности по латерали. Пласты Ю₁² и Ю₁¹ часто отделяются друг от друга лишь незначительной по мощности глинистой или карбонатной перемычкой и гидродинамически связаны между собой, образуя единый резервуар.

Георгиевская свита в нижней части представлена барабинской пачкой – серыми с зеленоватым оттенком алевролитами, участками мелкозернистыми глауконитсодержащими песчаниками с глинистым и кальцитовым цементом, неравномерно обогащенными глауконитом и пиритом и объединенными в пласт Ю₁⁰. Вверх по разрезу содержание глинистого материала увеличивается, породы сменяются пиритсодержащими темно-серыми глинами с находками ископаемой фауны, ихтиодетрита и прослоями тёмно-серых известняков. Кимериджский возраст отложений определяется по находкам аммонитов и фораминифер. Толщина отложений свиты незначительная от 0 до 8–9 м. Свита имеет незначительное распространение и приурочена к пониженным частям структур.

Разрез верхнеюрских отложений заканчивается темно-серыми, почти черными однородными битуминозными аргиллитами баженовской свиты, содержащими прослой и линзы известняков и кремнисто-карбонатных пород (до 0,1 м), включения ихтиодетрита, онихитов и ростров белемнитов. Породы практически непроницаемы и являются региональной покрывкой для продуктивного горизонта Ю₁. Они распространены по всей площади месторождения и имеют толщину 20–30 м.

Коллекторами горизонта являются песчаники от средне- до мелкозернистых, иногда переходящих в крупнозернистые алевролиты. Они имеют близкий петрографический состав, что свидетельствует о единстве источников сноса терригенного материала на всем протяжении осадконакопления в позднеюрское время, и представлены граувакково-аркозовыми разностями с преобладанием в породообразующей части (рис. 3) кварца (36–49 %) и полевых шпатов (38–54 %) – микроклина, ортоклаза, кислого плагиоклаза (альбита) – над обломками пород (8–14 %): кремнистых, слюдисто-кремнистых пород, эффузивов.

Второстепенные минералы (0,7–3 %) представлены слюдами (мусковитом, биотитом) и хлоритом; акцессорные – цирконом.

Цемент в основном каолиновый, сидеритовый, пиритовый и кальцитовый.

Коллекторы относятся к гранулярному типу. Пустотно-поровое пространство в них представлено межзерновыми, внутризерновыми (в основном в полевых шпатах, реже в обломках пород и кварце) порами и микропорами в каолиновом цементе. В порах часто отмечаются примазки и пленки бурого нефтяного вещества (рис. 4).

Породы-флюидоупоры верхневасюганской подсвиты представлены алевролитами мелкозернистыми глинистыми и глинами. Поры в них отсутствуют или мелкие, изолированные. Флюидоупоры баженовской свиты представлены аргиллитами битуминозными с прослоями и линзами известняков.

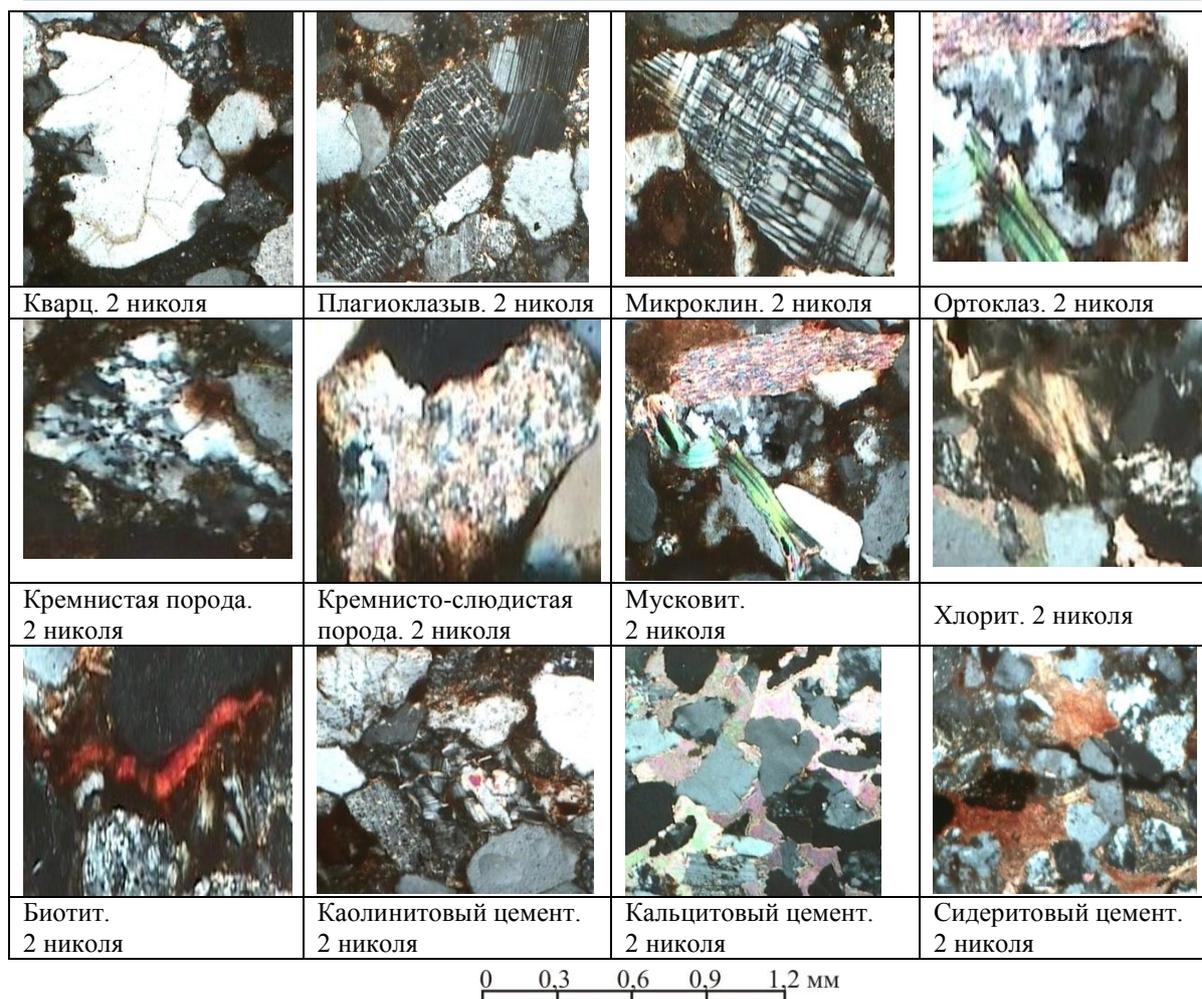


Рис. 3. Состав наиболее распространенных компонентов обломочной части и цемента в песчаниках горизонта Ю₁ Малореченского месторождения



Рис. 4. Распределение нефти в поровом пространстве песчаников горизонта Ю₁ Малореченского месторождения

Литература

1. Ежова А. В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 353 с.
2. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования): Учебник для студентов геол. спец. вузов. – М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.

3. Недоливо Н. М. Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.
4. Недоливо Н. М., Ежова А. В. Петрографические исследования пород-коллекторов: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 158 с.

ПРИРОДА АГИДРИТА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОЗОЯ ПЛАТО ПУТОРАНА (ТАЙМЫР)

М.М. Кириллова

Научный руководитель доцент Н.Ф. Столбова

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

Научная работа выполнена в связи с актуальностью вопроса о природе ангидрита в нефтегазоносных отложениях палеозоя плато Путорана на Таймыре. Интенсивные проявления ангидрита в разрезе недавно (2009 г.) пробуренной скважины, а также присутствие гипса и галита - минералов галогенеза предполагает наличие в районе эвапоритовых образований. Однако они неизвестны в районе и проявляются лишь в более древних отложениях региона.

Автору потребовалось глубокое изучение состояния вопроса по современной научной литературе, которую он тщательно проработал и составил обоснованное представление об элизионном происхождении солей во вскрытой скважиной разрезе. При изучении ангидритизации в породах керна скважины (петрографические особенности взаимоотношений с минералами седиментогенеза, диагенеза, катагенеза, наложенного эпигенеза), удалось установить связь ангидритов с ураном и битумоидами. При исследовании автором помимо классических методов был использован метод люминесцентной микроскопии с прибором МикМед-2, метод хлороформенных вытяжек, что позволило выявить связь нефтегазоносности с ангидритизацией.

Особенностью палеозойских отложений Д 2-3, вскрытых в 2009 г. скважиной Кыстыктахская (Самоедский вал, Таймыр) является их нефтегазоносность и высокая степень эпигенетических преобразований. Среди них особого внимания заслуживает наиболее позднее – ангидритизация.

Литологический, петрографический и геохимический анализы отложений разреза, проведенные автором, показали, что они формировались в условиях аридного литогенеза. Однако, имеющаяся геологическая информация не указывает на присутствие эвапоритовых образований в районе развития пород Д 2-3. В то же время имеются свидетельства их присутствия в более ранних, ордовикско-силурийских отложениях. В связи с этим встал вопрос о возможном влиянии более глубокозалегающих солеродных бассейнов на эвапоритовую минерализацию отложений вскрытого разреза.

В результате проведенных автором исследований, получен обоснованный вывод об эпигенетическом элизионном механизме проникновения доломитизирующих и ангидритизирующих рапных флюидов из более глубокозалегающих эвапоритовых толщ. В процессе детального изучения разреза различными методами было отмечено, что ангидритизация поглощает ураноносное битуминозное вещество. На подобные явления обогащения ангидритов металлами недавно обратил внимание В.Н. Холодов [3], объясняя это агрессивными свойствами флюида, выделяемого эвапоритовыми залежами в условиях их катагенетической эволюции.

Итак, скважиной Кыстыктахская 2 вскрыты отложения, представленные терригенно-карбонатными отложениями D₂₋₃, терригенными отложениями Тунгусской серии С₂-Р₂ и вулканогенными отложениями базальтового состава Т₁. В отложениях

пермо-карбона и девона встречены пластовые тела долеритов βT_1 . Интенсивная ангидритизация встречается в нижней части разреза в отложениях мантуровской, юктинской, накахозской и частично калагорской свит D_{2-3} . Степень ангидритизации в свитах различна. Наблюдается увеличение содержания ангидритов снизу вверх по разрезу с постепенным их исчезновением. Так, интенсивность процесса ангидритизации в мантуровской свите D_{2mn} увеличивается в верхней части разрез свиты. Здесь ангидрит отмечается в основной массе пород и развивается по трещинкам. Свита содержит галит, содержание которого увеличивается вниз по разрезу.

В отложениях юктинской свиты D_{2jk} ангидрит занимает более 80 %. Он встречается в виде сплошных масс. Развивается ангидрит по ослабленным зонам, расположенным согласно поверхностям напластования доломитов, часто сопровождается поглощением доломитовых масс. Участками процесс ангидритизации совместно с карбонатизацией идет настолько интенсивно, что породы совершенно осветляются и превращаются в порфиробластовые метасоматиты ангидрит-кальцитового состава с хлоритом, в прожилках отмечается гипс. В аргиллитах наблюдается полойная ангидритизация.

В нижней части накахозской свиты D_{3nk} преобладают ангидритизированные доломиты. Битуминозные доломиты имеют брекчиевидный облик, пятнистые и полосчатые текстуры, обусловленные неравномерной, пронизывающей породу, ангидритизацией и кальцитизацией, содержат множество гипсовых прожилков.

Отложения калагорской свиты D_{3kl} представлены битуминозными неравномерно ангидритизированными, кальцитизированными доломитами, ангидрит частично замещает доломиты. В целом количество ангидрита незначительное.

Геохимическое равновесие в породах характеризуется отношением U/Al_2O_3 , обусловленное седиментационными процессами, которые приводят к его нарушению. Эти нарушения связаны с присутствием в породах ураноносного ОБ (битумов или керогена типа-II) и/или процессами флюидомиграции. Отрицательные литогеохимические аномалии, выделенные по величине отношения U/Al_2O_3 косвенно указывают на разуплотнение пород, зоны флюидомиграции и, в частности, зоны развития углекислотного метасоматоза, сопровождающего миграцию УВ.

Из таблицы видно, что наибольшее содержание урана наблюдается в мантуровской свите, а именно в аргиллитах (3,0 г/т) и доломитах (1,3 г/т). Повышенное содержание ураноносного ОБ в доломитах объясняется присутствием ураноносных битумов (продукты окисления мигрирующих битумоидов). Содержание глинозема меняется в широких пределах в зависимости от типа пород. После отложений мантуровской свиты снизу вверх преобладают доломитовые отложения с разной степенью эпидиагенетических наложенных преобразований. Так, среднее содержание урана в юктинской свите составляет 0,7 г/т, здесь отчетливо прослеживается связь интенсивности процесса ангидритизации с содержанием урана и, следовательно, нефтенасыщенностью. Битуминозные доломиты юктинской свиты содержат 2,0 г/т урана, в то время как ангидритизированные доломиты характеризуются меньшим содержанием – 1,6 г/т, а чистые ангидриты – 0,2 г/т. Такая же тенденция проявляется в отложениях накахозской свиты: доломиты – 1,3; ангидритизированные доломиты – 0,6 г/т. Это можно объяснить агрессивным воздействием ангидрита на битуминозные включения в доломитах. Возможно, процессы ангидритизации и миграции УВ имеют одну природу – происходили в элизионную стадию развития осадочного бассейна. Но процесс миграции УВ происходил раньше, чем ангидритизация. Миграция

УВ происходила по трещинам и ослабленным зонам пород, затем происходило перемещение сульфатных рассолов, которые захватывали ОВ.

Уменьшение содержания урана в битуминозных доломитах от юктинской к калагорской свитам можно объяснить сильным развитием эпигенетических преобразований. В отложениях накахозской свиты, помимо процессов ангидритизации, активно развиты кальцитизация и окварцевание. А кальцитизация в калагорской свите развита настолько интенсивно, что от доломитов остались одни реликты. В целом, для свит верхнего девона (калагорской и накахозской) более характерны нефтематеринские породы, вследствие накопления керогена типа-II, имеющего прямую корреляцию с нефтематеринскими породами баженовского типа, чем для свит среднего девона (мантуровской и юктинской). Однако, присутствие в породах мантуровской свиты битумоидов, наблюдаемых под люминесцентным микроскопом, свидетельствует о возможности вертикальной миграции УВ флюидов.

По результатам люминесцентно-микроскопических исследований наибольшее количество битумоидов отмечается в образцах юктинской (0,03-0,04), накахозской (0,04-0,05) и калагорской свит (0,03 %). Во всех образцах свит зафиксированы следы миграции битумоидов. Наибольшее содержание эпигенетических битумоидов – 0,04-0,06 % отмечается в известняках и доломитах каларгонской (D_{3KL}), а также в трещинных ангидритах юктинской (D_{2jk}) и накахозской свит (D_{2nk}). Таким образом, получается, что ангидритовые рассолы, проникая в битуминозные доломиты, корродируют и замещают их. При этом ангидрит поглощает битуминозное вещество, или битуминозное вещество растворяется в ангидрите, а возможно входит в состав кристаллической решетки минерала, что захороненное ОВ становится незаметным под микроскопом, и только при люминесцентно-микроскопическом исследовании обнаруживается высокое содержание битумоидов.

По результатам люминесцентно-микроскопических исследований наибольшее количество битумоидов отмечается в образцах юктинской (0,03-0,04), накахозской (0,04-0,05) и калагорской свит (0,03 %). Во всех образцах свит зафиксированы следы миграции битумоидов. Наибольшее содержание эпигенетических битумоидов – 0,04-0,06 % отмечается в известняках и доломитах каларгонской (D_{3KL}), а также в трещинных ангидритах юктинской (D_{2jk}) и накахозской свит (D_{2nk}). Таким образом, получается, что ангидритовые рассолы, проникая в битуминозные доломиты, корродируют и замещают их. При этом ангидрит поглощает битуминозное вещество, или битуминозное вещество растворяется в ангидрите, а возможно входит в состав кристаллической решетки минерала, что захороненное ОВ становится незаметным под микроскопом, и только при люминесцентно-микроскопическом исследовании обнаруживается высокое содержание битумоидов.

Наличие в отложениях, вскрытых Кыстыктахской скв. 2, сульфатов (ангидрита и гипса) однозначно указывает на катагенетические преобразования исходных пород рассолами, генетически связанными с эвапоритовыми формациями. Так как в верхней части разреза отсутствуют источники рассолов, то логично предположить, что они залегают на более низкой глубине, не вскрытой скважиной. По данным рентгеноструктурного анализа в нижних отложениях разреза присутствует галит, и его содержание увеличивается с глубиной.

В литературе часто встречено описание катагенетических преобразований пород, находящихся под солеродными бассейнами, вследствие просачивания тяжелых рапных рассолов вниз. В данном же случае мы наблюдаем восходящее движение флюидов, что является характерным для элизионных породных бассейнов. Восхо-

дящий ток рассолов подчеркивается интенсивностью ангидритизации пород в свитах девонского возраста. Вследствие увеличения тектонической активности, происходили дислокационные проявления и хрупкие деформации литифицированных пород, проявленные в обильной трещиноватости девонских отложений и наличии зеркал скольжения. Данные тектонические явления, а также наличие в низах мантуровской свиты аргиллитов, способствовали элизионным процессам. Рапные рассолы свободно проникали в вышележащие отложения девона, вызывая различные эпигенетические преобразования – ангидритизацию, карбонатизацию, окремнение, хлоритизацию.

Таблица

Средние содержания U, Al₂O₃ и U/Al₂O₃ по девону

Все пробы		Кол-во проб	U	Al ₂ O ₃	U/Al ₂ O ₃
Девон общая выборка		162	1,470	3,779	1,0156
1а	Каларгонская свита D₃kl	74	0,832	1,323	0,5958
1б	Накахозская свита D₃nk	31	1,331	0,677	0,4803
	1б-1 доломиты	11	1,331	0,586	1,4156
	1б-2 доломит ангидритизир.	5	0,607	0,576	0,3929
1в	Юктинская D₂jk ,	43	0,747	0,643	0,3541
	1в-1 доломит	7	1,979	0,398	4,3878
	1в-2 ангидрит	14	0,175	0,400	0,2483
	1в-3 доломит ангидритизир.,	5	1,632	0,495	3,2956
	1в-4 долерит	7	0,388	13,182	0,0310
1г	Мантуровская D₂mn	14	2,309	13,340	0,2084
	1г-1 долерит	3	0,386	13,307	0,0321
	1г-2 доломит	4	1,292	4,165	0,4588
	1г-3 аргиллит	5	2,981	14,523	0,2112
1д	долериты βT₁	10	0,387	13,244	0,0316
	1д-1 все долериты	65	0,112	14,492	0,0082

По-видимому, доломиты, представленные в разрезе, также имеют метасоматическое происхождение. Возможно, они генетически связаны с ангидритами и образуются под действием одних и тех же флюидов. В пользу такого предположения говорят тневые ленточнослоистые образования, обусловленные присутствием реликтовых водорослевых остатков, а также остатки морской фауны в доломитах юктинской свиты, водорослевые образования – в накахозской свите (гл. 1073,0 м), следы неопределимых морских организмов (гл. 1013,0 м) и возможные реликты выделений строматолитов (гл. 981,5 м) – в каларгонской свите. Эти данные указывают на морской бассейн с нормальной соленостью, где не могли осаждаться первичные хемогенные доломиты. Следовательно, первоначальным осадком были известняки, которые в дальнейшем преобразовались в доломиты. Источником магния для доломитизации известняков помимо рассолов, могли быть эксфильтрационные воды, образовавшиеся вследствие остывания базальтов (с дальнейшей инфильтрацией) и пластовых тел долеритов.

О том, что поступление элизионных флюидов были неоднократны можно судить по метасоматическому преобразованию долеритов, проявившегося в заполнении многочисленных трещин кальцитом, хлоритом, пиритом, битумами, иногда серпентином. Процессы доломитизации и ангидритизации должны были начаться до внедрения долеритов, так как они являются флюидоупорами и не способны пропускать значительное количество плотных рапных растворов. При внедрении горячих магм в породы происходило их резкое остывание, что сопровождалось образованием трещин. По этим трещинам протекали флюиды, действие которых могло, как залечивать трещины новообразованными минералами, так и способствовать растворению и выносу элементов самой породы.

Полученные в результате выполненной работы выводы, о возможном влиянии эвапоритовых образований более глубоких горизонтов на нефтегазоносность изучаемого объекта, были доложены на техническом совете ООО "Ванкорнефть". Они послужили дополнительным обоснованием необходимости бурения глубокой скважины ~3800м для более обоснованной оценки перспектив нефтегазоносности изучаемого района.

Литература

1. Холодов В.Н. Новое в познании катагенеза // Литология и полезные ископаемые. - М., 1982. - № 3. - С. 3-22.
2. Холодов В.Н. Новое в познании катагенеза. II Элизионный катагенез // Литология и полезные ископаемые. - М., 1982. - № 5. - С. 15-42.
3. Холодов В.Н. Осадочные бассейны, закономерности их формирования и принципы классификации. Сообщение 2. Осадочные породные бассейны // Литология и полезные ископаемые. - М., 2010. - № 3. - С. 268-308.
4. Соколов Б.А., Холодов В.Н. Флюидогенез и флюидодинамика осадочных бассейнов - новое направление геологии // Отечественная геология. - М., - 1993. - № 11. - С. 64-75.
5. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Гидротермальные процессы в погребенных палеорифтах Западной Сибири и их роль в доломитизации известняков и насыщении пород фундамента нефтью // Геология нефти и газа. - М., 2005. - № 3. - С. 37-45.
6. Крючков В.Е., Медведев А.Г., Худорожков В.Г. Литолого-седиментационные особенности строения Берямбинского газового месторождения в связи с перспективами нефтегазоносности межсолевых карбонатных отложений Сибирской платформы // Геология нефти и газа. - М., 2010. - № 3. - С. 45-51.
7. Коновальцева Е.С. Вторичные процессы в породах-коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - М., 2010. - № 5. - http://www.ngtp.ru/rub/2/18_2010.pdf

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЛОВУШКИ ТИПА «ВРЕЗА» НА ЮГО-ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Л.К. Кудряшова

Научный руководитель доцент, Т.А. Гайдукова

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

Целью работы является изучение неантиклинальных ловушек типа «вреза» в ниже-среднеюрских отложениях юго-восточного склона Нижневартовского свода (Томская область).

В административном отношении исследуемая территория расположена на территории Александровского района, в северо-западной части Томской области, граничит с Тюменской областью. В географическом отношении район находится в средней части Широкого Приобья Западно-Сибирской равнины.

В геологическом строении района принимают участие комплексы пород доюрского фундамента и отложения платформенного чехла, представленные осадками юрского, мелового, палеогенового и четвертичного периодов. Отложения чехла залегают на денудированной поверхности доюрских образований несогласно со стратиграфическим перерывом.

В тектоническом отношении Нижневартовский свод расположен в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты, входящей в состав Урало-Сибирской платформы.

На востоке и юго-востоке согласно тектонической карте по осадочному чехлу Нижневартовский свод граничит со значительной по размерам депрессионной зоной – с Колтогорским мегапрогибом. В зоне сочленения Колтогорского мегапрогиба и Нижневартовского свода на юго-восточном склоне Кедровского куполовидного детализационными сейсморазведочными работами МОГТ выделен относительно узкий и глубокопогруженный прогиб, названный Приколтогорским врезом.

По поверхности доюрского фундамента (отражающий горизонт Φ_2) этот врез представляет собой северо-западного простирания грабенообразную структуру, сформированную дизъюнктивами.

Что касается нефтегазоносности нижнее-среднеюрских отложений, то можно сказать, что континентальные отложения урманской и тюменской свит в изучаемом районе являются нефтегазоперспективными.

В отложениях этих свит в рассматриваемом районе к настоящему времени открыто 3 залежи непромышленного значения;

- нефтяная и газоконденсатная залежи в пласте Ю₁₇ в Приколтогорском врезе (вскрыты две самостоятельные, сложнопостроенные, тектонически и стратиграфически экранированные залежи) (рис.1);
- залежь в пласте Ю₉ на Квартовой площади (дальнейшим бурением установлено, что залежь имеет незначительные размеры и скорее всего является вторичной и литологически экранированной).

В пределах вреза пробурено три параметрических скважины № 1, 2, 3.

Газоконденсатная залежь вскрыта скважиной №1 и приурочена к нижнеюрской, геттанг-синемюрской толще. (рис.2) Ловушка залежи замыкается на западе линией выклинивания на эффузивные породы, на востоке экранируется тектоническим разломом. Сква.№3 пробурена в пределах этой же ловушки, но уже за контуром газоносности. Фактические размеры залежи не известны. Дебит газоконденсата составлял около 8 тыс. м³/сут.

Нефтяная залежь является тектонически и стратиграфически экранированной. Залежь вскрыта скв. №2, получен непромышленный приток нефти около 1 м³/сут. Нефть высоко парафинистая, смолистая. Параметры залежи не изучены. Можно предположить распространение пласта Ю₁₅ в сторону Колтогорского прогиба и его развитие на склонах Нижневартовского свода. Пласт Ю₁₅, приуроченный к подошве осадочного чехла, непосредственно залегает на палеозойском фундаменте. Пласт представлен серыми крупнозернистыми песчаниками, гравелистыми, средней плотности (рис.3).

Что касается фильтрационно-емкостных свойств, то данные лабораторных исследований и результаты обработки ГИС свидетельствуют о низких фильтрационно-емкостных свойствах песчаников. Пористость изменяется от 9 до 13%, в единичных образцах до 17,5 %, проницаемость составляет сотые-десятые доли миллидарси. Остаточная водонасыщенность 60-90 %.

Следует отметить, что намечается некоторое увеличение мощности и уменьшение пористости базального пласта от центральной части Приколтогорского вреза на его юго-западный борт. В этом же направлении происходит увеличение содержания примеси углисто-глинистого материала. Эти данные позволяют предположить, что в центральной русловой части Приколтогорской палеодолины происходил наибольший промыв и сортировка аллювиального обломочного материала, повлекшие за собой улучшение гранулярных коллекторских свойств.

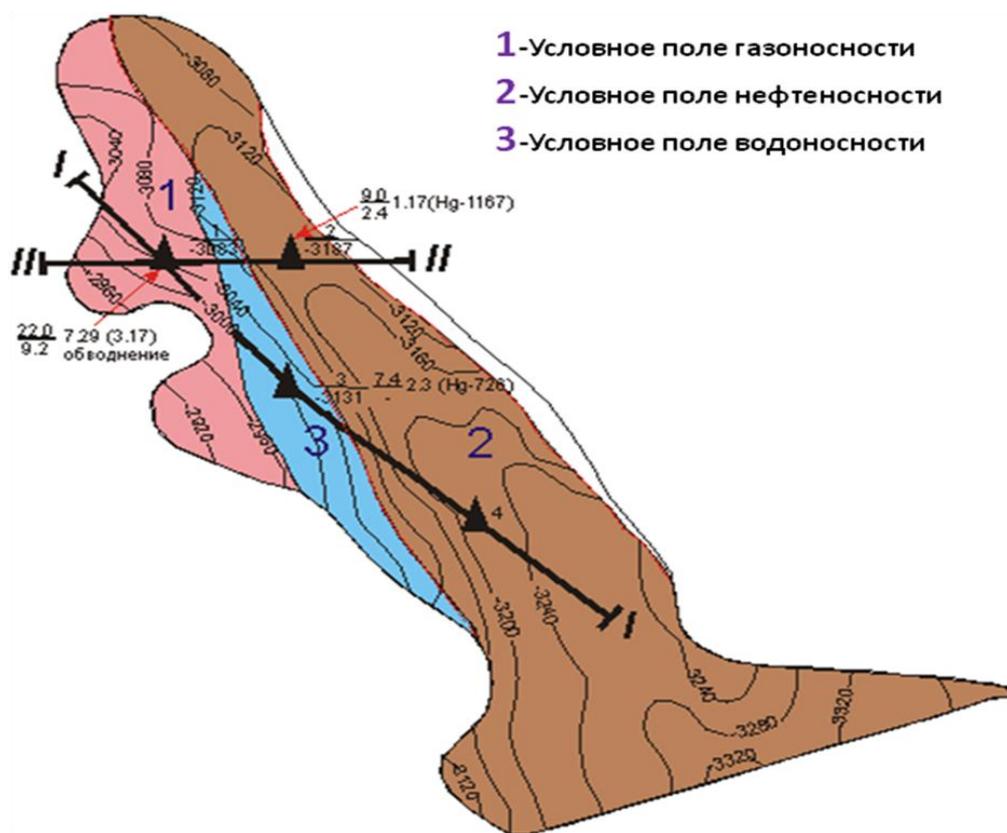


Рис. 1. Схематическая структурная карта по сейсмической границе пласта Ю₁₀(Ю₁₅). Приколтогорский взрез. Масштаб 1:100 000

Приколтогорская площадь является опытным сейсмическим полигоном по разработке методик поиска НАЛ с помощью комплексирования данных сейсморазведки и бурения.

При поиске НАЛ-локализации участков, перспективных для формирования залежей неантиклинального типа – на Приколтогорском полигоне сейсмические материалы маршрутных профилей были обработаны по программам РЕАПАК.

Бурение скважин 2 и 1 – вскрыло небольшие мощности целевого базального комплекса сейсмического аналога шеркалинской пачки. Аналогичные породы вскрыты на Красноленинском своде Талинского месторождения, где эти породы являются промышленно продуктивными.

В нижней части разреза скважины 2 непосредственно на отложениях фундамента выделен маломощный (4м) пласт песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, над которым залегает мощная (55м) пачка глин, которая может служить хорошей крышкой. (рис.3).

Эти два пласта образуют систему резервуар-крышка, благоприятную для формирования ловушек. Как уже было отмечено, в песчаном пласте после испытания получены непромышленные притоки нефти с высоким содержанием парафина.

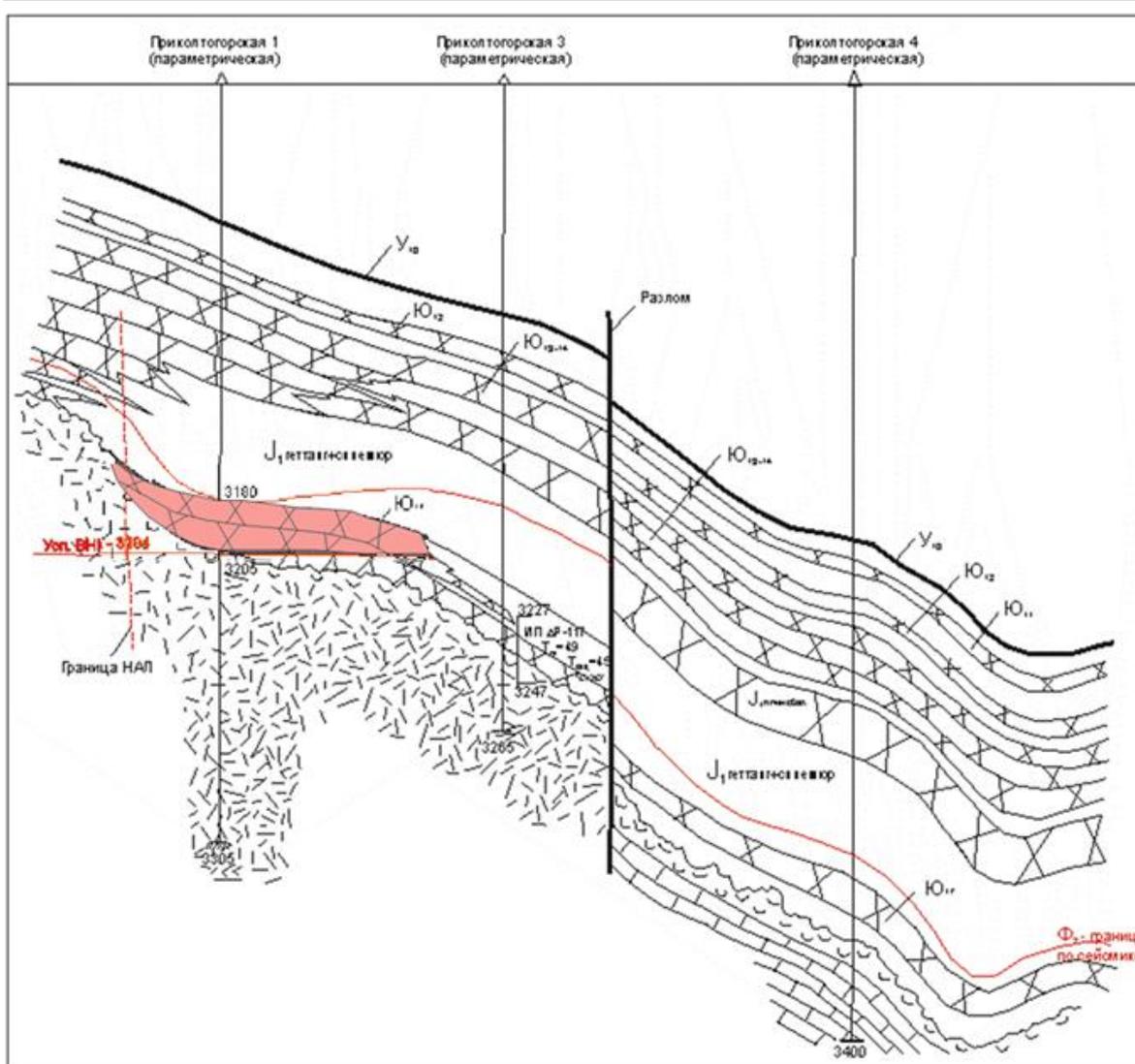


Рис. 2. Геологический профиль по линии I - I по Приколтогорскому врезу

В заключении на основании полученных материалов сейсмоки и наличия базальной нижнеюрской системы, состоящей из гранулярного коллектора и глинистой покрывки, можно сказать следующее. Выявление НАЛ – врезов с перспективой нефтегазоносности возможно в глубокопогруженных участках склонов заливообразной формы. Эти участки приурочены к положительным структурам I порядка. В этом отношении можно отметить районы Хвойной, Малореченской и Верхне-Медвежьей площадей.

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ ГОРИЗОНТА
Б₁₂ ГУРАРИНСКО-СОБОЛИНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.А. Мамедов

Научный руководитель ассистент Т.Г. Перевертайло

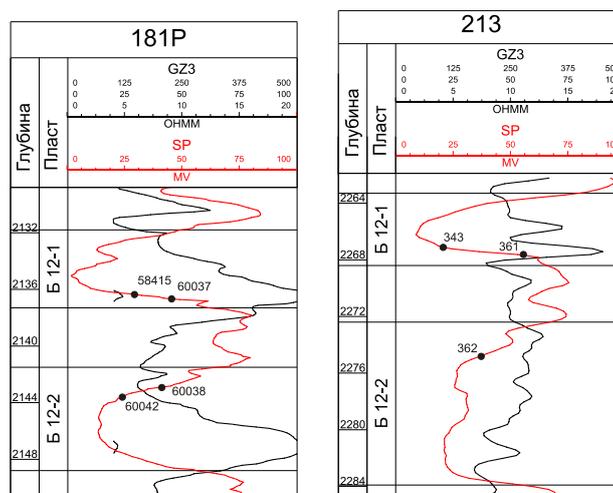
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

В Западной Сибири с нижнемеловыми отложениями связаны многочисленные месторождения нефти и газа. Только в Томской области в них выявлено 37 залежей с промышленной нефтегазоносностью (Советское, Северное, Южно-Черемшанское, Южно-Охтеурское, Григорьевское, Соболиное, Мыльджинское и др.) [2]. В то же время неомком является одним из самых сложнопостроенных комплексов Западно-Сибирского осадочного чехла. В.Г. Гурари, автор многих научных работ, способствовавших открытию и освоению Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, отмечал, что «Особенно слабо изучен неомком Томской области. В нем прогнозируется открытие ряда высокодебитных нефтяных месторождений, поэтому изучение этого комплекса должно быть всемерно усилено» [1].

Объектом исследования является основной продуктивный горизонт Б₁₂ Гуларинско-Соболиного нефтяного месторождения, расположенного в Каргасокском районе Томской области. В тектоническом плане Гуларинский и Соболиный участки приурочены к структурам третьего порядка, соответственно к Среднесоболиному и Соболиному локальным поднятиям, осложняющим сводовую часть Соболиного вала.

С целью детального изучения коллекторских свойств песчаных пластов Б₁₂² и Б₁₂¹ был проведен литолого-петрографический анализ пород в шлифах. Микроскопические исследования проводились интеграционным способом по методике О.А. Черникова [6]. Структура изверженных пород, петрографические особенности и характер вторичных изменений определялись по специальной литературе [3-5, 7].

Материалом для исследования послужили образцы песчаных пород, из которых было изготовлено 7 шлифов по скважинам 181Р Гуларинского и 213 Соболиного участков: 4 – из образцов предварительно пропитанных окрашенной смолой (для изучения характера распространения пустотно-порового пространства); 3 – обычным способом (для выяснения характера нефтенасыщения). Места взятия образцов отражены на рисунке 1.



**Рис. 1. Литолого-геофизический разрез горизонта Б₁₂ по скважинам 181Р и 213
Гуларинско-Соболиного месторождения**

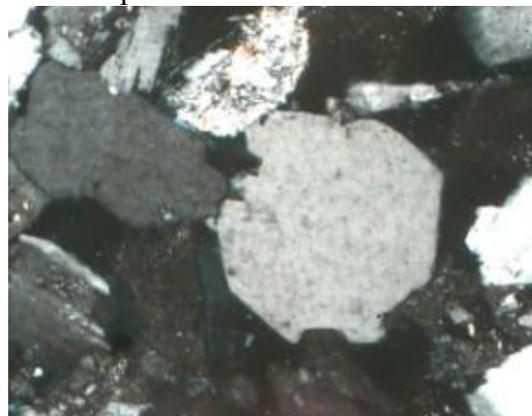
В ходе проведенных исследований выявлены следующие закономерности изменения литолого-петрографического состава изученных пород.

1. *Гранулометрический состав.* Песчаные породы исследуемого горизонта имеют преимущественно среднemelкозернистый состав, среднюю и хорошую сортировку и окатанность обломков (рис. 2, а). Размер зерен по пласту B_{12}^2 изменяется от 0,01 до 0,315 мм, при этом на долю мелкозернистой песчаной фракции приходится 51-68 %, среднелзернистой и крупнозернистой – 25-40 и 0-2 % соответственно. Размер обломков по пласту B_{12}^1 колеблется в пределах 0,01-0,8 мм. При этом наблюдается следующее распределение зерен по фракциям: мелкозернистая – 46-62 %; среднелзернистая – 18-24 %, крупнозернистая – до 7 %.

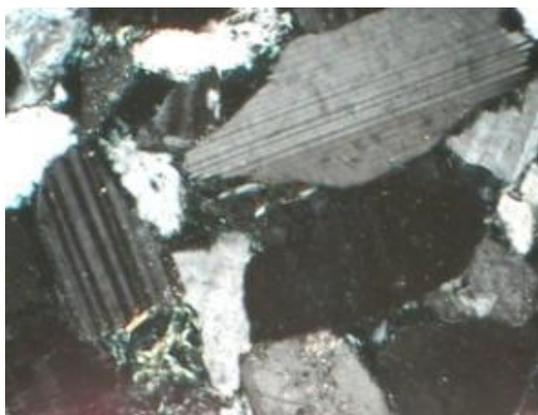
2. *Минералогический состав* породообразующей части довольно постояен. Песчаники характеризуются преобладанием кварца над полевыми шпатами. Содержание кварца в песчаниках пласта B_{12}^1 составляет 42-48 %, B_{12}^2 – 38-45%. Содержание полевых шпатов изменяется в пределах 28-36 % и 30-34 % соответственно. Количественное содержание обломков пород в исследуемых пластах не превышает 25-30 %.



а) № 58415, пласт B_{12}^1 , 1 ник, увел. 126.
Хорошая сортировка и окатанность обломков



б) № 60038, пласт B_{12}^2 , 2 ник, увел. 126.
Зерно регенерированного кварца



в) № 58415, пласт B_{12}^1 , 2 ник, увел. 126.
Зерна плагиоклазов



з) № 60042, пласт B_{12}^2 , 2 ник, увел. 126.
Зерна регенерированного кварца, полевые шпаты, обломки пород. Поровый кальциевый цемент.

Рис. 2. Особенности гранулометрического и минералогического состава песчаников горизонта B_{12} скважины 181Р Гураринско-Соболиного месторождения.

Кварц, как правило, имеет изометричную форму, прямое, реже волнистое погасание. Отмечаются регенерированные зерна с каемками регенерации, в некоторых случаях зерна восстанавливаются до кристаллографических форм (рис. 2, б).

Полевые шпаты представлены в основном плагиоклазами, реже калиевыми разновидностями. Форма зерен призматическая, неправильная, удлиненная (рис. 2, в). Полевые шпаты часто подвержены изменениям: трещиноватости, коррозии, пелитизации, серицитизации, ожелезнению, лейкоксенизации.

В составе обломков пород преобладают эффузивы основного, среднего и кислого состава, встречаются также кремнистые, кремнисто-сланцевые, глинистые и сланцевые обломки (рис. 2, г). В качестве примесей постоянно присутствуют слюды, хлорит, пирит и лейкоксен. В породах отмечается обилие акцессорных минералов сфен-клиноцоизит-эпидотового комплекса, в виде отдельных крупных кристаллов и мелких включений в обломочные зерна

3. *Цемент* в песчаниках распространен неравномерно, образуя различные типы цементации, обусловленные разным содержанием минеральных компонентов. Преобладает (3-5 %) пленочно-поровый цемент хлорит-гидрослюдистого состава (рис. 3, а, б). Практически во всех шлифах присутствует неравномерно распространенный поровый кальцитовый цемент, содержание которого не превышает 2 % (рис. 3, в). В шлифе № 60037 (скв. 181Р), характеризующем пласт Б₁₂¹, кальцит образует базально-поровый тип цементации и составляет 18 % (рис. 3, г). Повсеместно отмечается тонкая рассеянная сыпь пирита, образующая пленки вокруг зерен и по краям пор. Кроме того, повсеместно наблюдается соединение зерен линейными, точечными и вогнутыми контактами (рис. 3, д, е).

В целом, содержание цементирующего материала колеблется в пределах 4-9 % и только в шлифе № 60037 достигает 18 %.

4. *Пустотное пространство* в породах имеет разный генезис. Преобладают остаточные межзерновые поры (рис. 4, а), размеры которых соизмеримы с размером обломков (0,01-0,19 мм). Встречаются поры, образованные за счет процессов внутризернового растворения, в значительной степени их проявление связано с растворением зерен полевых шпатов. Внутризерновая пористость дополнила остаточную межзерновую пористость, послужила дополнительными каналцами, связывающими поры. Общая пористость, посчитанная по шлифам, изменяется от 15 до 24 %. Минимальные значения отмечаются в шлифе № 60037 с высоким содержанием кальцитового цемента. Здесь пустотное пространство образовано редкими изолированными межзерновыми порами, неравномерно распределенными по шлифу (рис. 4, б).

5. *Нефтенасыщенность*. В изучаемых шлифах наблюдается нефтяное вещество темно-бурого цвета. Оно занимает промежутки между обломками, образует пленки вокруг зерен, пропитывает полевые шпаты, обломки эффузивов и кремнистых пород, иногда заполняет каемки регенерации в кварце (рис. 5.4 в, г).

Вывод.

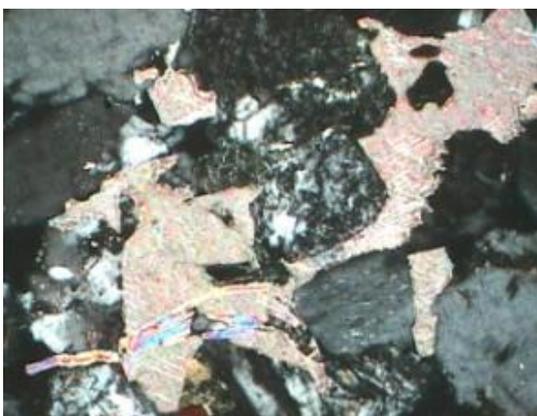
1. В целом исследуемый горизонт Б₁₂ сложен песчаниками полевошпат-кварцевыми граувакковыми с хлорит-гидрослюдистым пленочно-поровым, участками поровым кальцитовым цементом. В шлифе №60037 обломки сцементированы базально-поровым кальцитом.



а) № 60042, пласт B_{12}^2 , 1 ник, увел. 126.
Пленочный хлорит-гидрослюдистый цемент.



б) № 60042, пласт B_{12}^2 , 1 ник, увел. 126.
Пленочно-поровый хлорит-гидрослюдистый цемент.



в) № 60038, пласт B_{12}^2 , 2 ник, увел. 126.
Участок шифа с поровым кальцитовым цементом.



з) № 60037, пласт B_{12}^1 , 2 ник, увел. 126.
Базально-поровый кальцитовый цемент



д) № 60042, пласт B_{12}^2 , 1 ник, увел. 126.
Соединение зерен точечными и вогнутыми контактами



е) № 60042, пласт B_{12}^2 , 1 ник, увел. 126.
Соединение зерен точечными и вогнутыми контактами

Рис. 3. Состав и типы цементов в песчаниках горизонта B_{12} скважины 181Р и 213 Гураринско-Соболиного месторождения

2. Поровое пространство распределено неравномерно и сформировано преимущественно остаточными межзерновыми порами. Песчаники характеризуются как пористые, при этом значения пористости изменяются от 15 % до 24 %.

3. Наблюдается хорошо выраженная зависимость емкостных свойств от гранулометрических параметров, состава и содержания цемента.

4. Формирование песчаников происходило в мелководно-морском бассейне при активной волновой деятельности, которая способствовала улучшению сортировки и окатанности обломочного материала. Эти факторы обусловили образование в песчаниках пустотного пространства с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами.

Литература

1. Гулари Ф.Г. Строение и условия образования неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история составления представлений). – Новосибирск: СНИИГГиМС. 2003. – 141 с.
2. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-меловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
3. Перозо Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород юры и мела центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской низменности. – М.: Недра, 1971. – 118 с.
4. Половинкина Ю.И. Структуры и текстуры изверженных и метаморфических пород. - М.: Недра, 1966. – Т. 1 – 424 с. - Т. 2 - 2 – 272 с.
5. Рухин Л.Б. Основы литологии. – М.: Недра, 1969 – 779 с.
6. Черников О.А. Комплекс методов количественного изучения песчано-алевритовых пород в связи с оценкой их коллекторских свойств // Литологические исследования пород-коллекторов в связи с разведкой и разработкой нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1970. – С. 26 - 48.
7. Юбельт Р., Шрайтер П. Определитель горных пород. – М.: Мир, 1977. – 236 с.

ИЗУЧЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА Ю₂ ЛОВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Р. Минибаев, Р.И. Ягудин

Научный руководитель доцент Н.Г. Нургалиева

Казанский федеральный университет, г.Казань, Россия

Восстановление во всех деталях условий накопления песчаных тел-коллекторов на фоне реконструкции палеогеографии является основой при прогнозировании литологических и стратиграфических залежей нефти и газа. Такой подход позволяет выявить новые возможности в старых нефтеносных районах и значительно повышать качество прогноза зон, перспективных на поиски залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа [2].

Объектом применения фациального анализа стали отложения пласта Ю₂ западной части Ловинского месторождения (Западно-Ловинское структура).

Формирование отложений пласта Ю₂ на данной территории пришлось на бат – раннекеловейское время в условиях низкой гидродинамической активности, при практически выровненном палеорельефе дна бассейна осадконакопления и значительном отступлении источников сноса, в результате чего сформировался прибрежно-континентальный комплекс осадков.

На основе анализа данных по керновому материалу по 6 скважинам (25 образцов) по гранулометрическому составу отложений, описанию керна, по измерениям магнитной восприимчивости образцов были выделены обстановки осадконакопления и литотипы.

По анализу кривых ПС по 25 скважинам по методике В.С. Муромцева произведено районирование изучаемой территории и была получена фациальная модель. (рис.1)

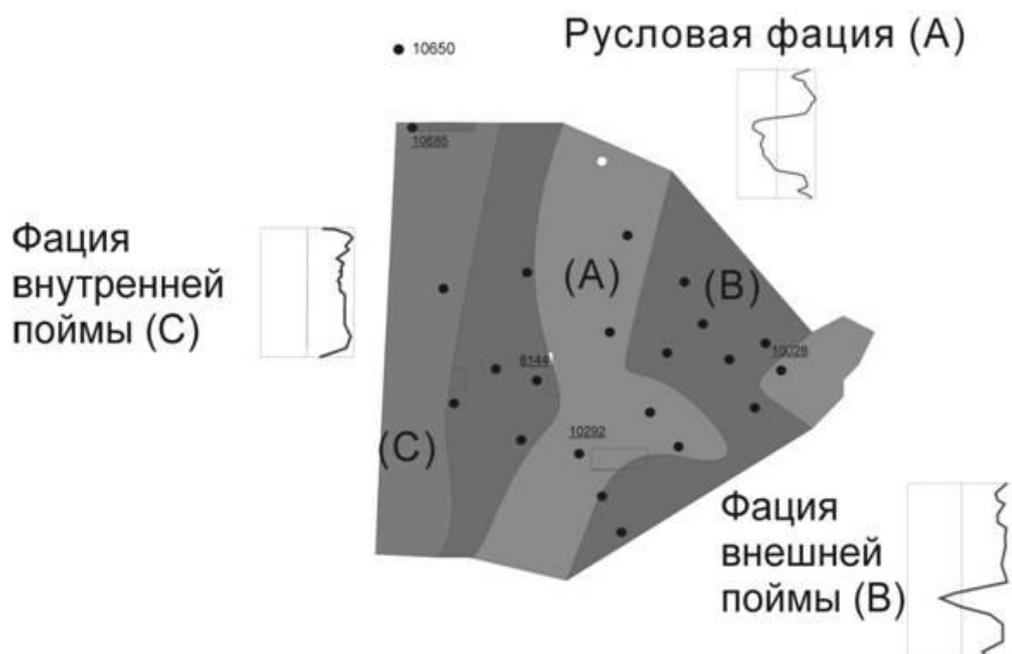


Рис.1 Распределение фаций

Литотип А характеризуется песчано-алевритовой структурой, прослоями пирита и сидерита, с пологоволнистой текстурой, следы биотурбации. Соответствует условиям русловой фации.

Литотип В характеризуется алевритовой структурой, остатками корневой системы растений, слюдой, пологоволнистой текстурой. Условия песчаной поймы.

Литотип С – алеврито-глинистой структурой, текстура взмучивания, пологоволнистая, встречаются единичные стяжения сидеритов, остатки фауны. Условия глинистой поймы.

В результате сопоставления полученной модели распределения фаций с современными обстановками осадконакопления была подобрана модель линейной терригенной береговой линии при трансгрессии моря [3].

Палеоруло прослеживается при изучении карты псевдоимпедансов, рассчитанных в интервале залегания пласта Ю2 (рис.2). Ему соответствуют зоны распространения относительно более низких импедансов. Районам, в пределах которых фиксируются более высокие значения рассматриваемого параметра, соответствуют зоны глинизации. Чем выше значение импеданса, тем меньше песчано-алевролитовых разностей присутствует в составе исследуемых отложений.

Проведенный анализ позволяет утверждать, что неоднородности строения пласта Ю2 влияют на отображение в волновом поле. Достаточно хорошая контрастность акустических жесткостей между продуктивными и вмещающими отложениями и песчаниками и глинами позволяет визуально определить границы между телами различного генезиса и уточнить размещение фациальных зон пласта Ю2 Западно-Ловинского поднятия Ловинского месторождения.

Проведенную палеореконструкцию можно использовать для построения уточненной цифровой геологической модели. В данной работе фациальное районирование произведено с целью оптимизации комплекса геолого-технических мероприятий, применяемого на Ловинском месторождении.

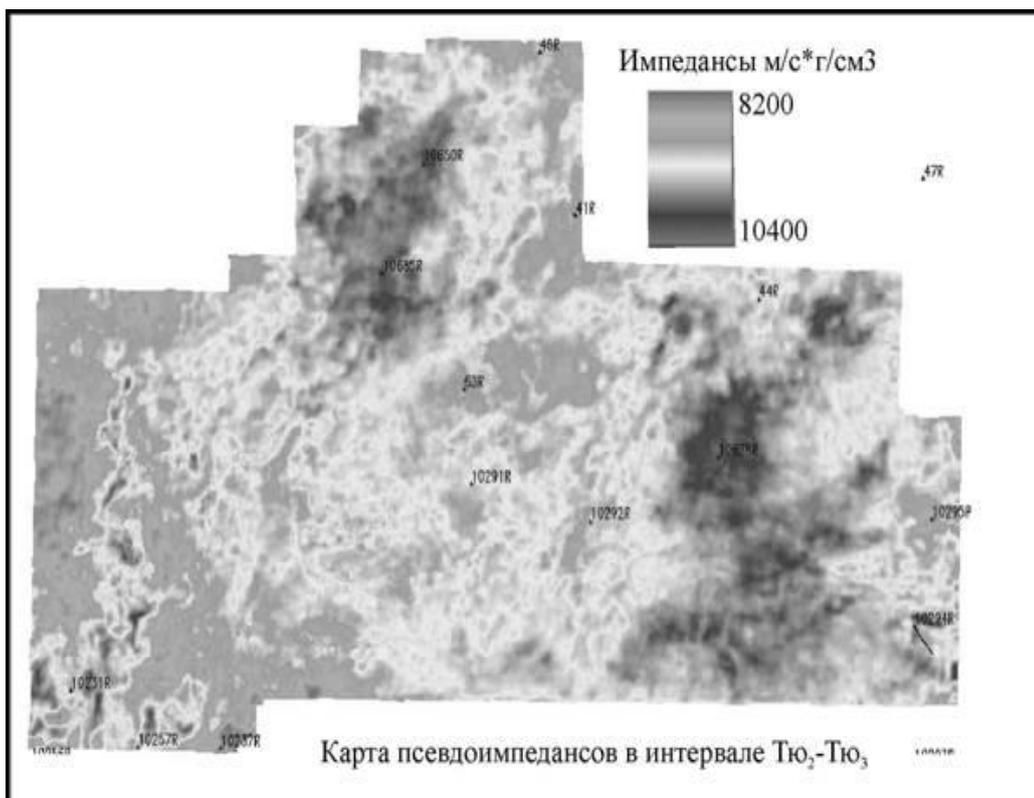


Рис.2 Карта псевдоимпедансов в интервале Тю₂- Тю₃

В ходе работы была проведена оценка абсолютной эффективности (прирост нефти в т/сут) для скважин зоны русловой фации. (Рис.3) По проанализированным данным выявлено, что ГРП и ФОЖ в зоне русловой фации пласта Ю2 Ловинского месторождения является наиболее эффективными методами, за счет расчлененности продуктивного пласта Ю2 (рис.3).

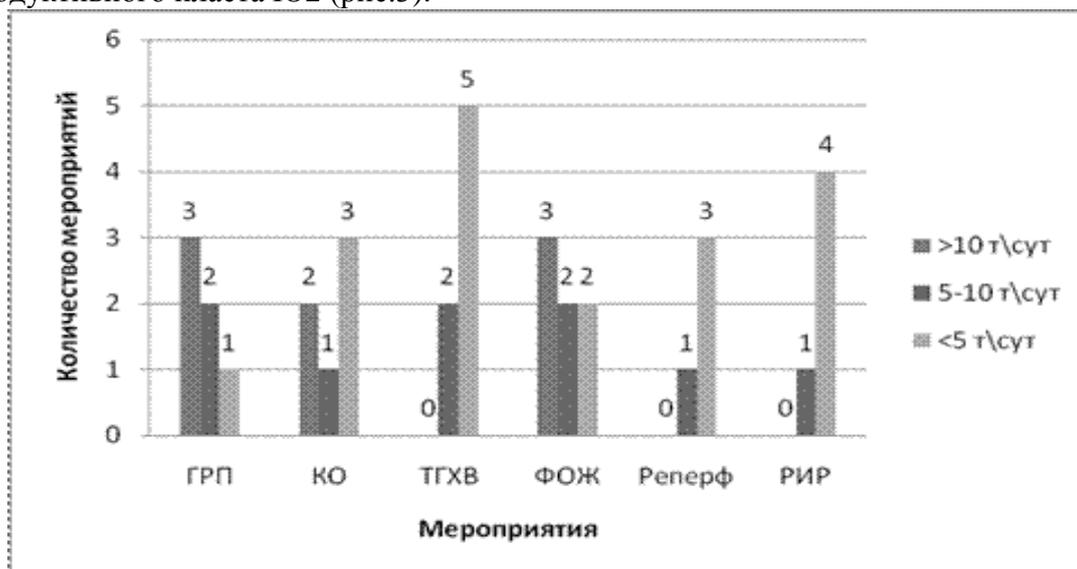


Рис.3 Эффективность ГТМ скважин зоны русловой фации пласта Ю2 исследуемой территории.

Также эффективны в зоне русловой фации кислотные обработки (Алдинол-20, КСПЭО). Эта зона характеризуется хорошо проницаемыми песчаниками-коллекторами, которые в своем составе имеют участки карбонатный цемент, а из-за наличия в представленных кислотах соляной кислоты эффективность данного метода увеличивается, за счет растворения соляной кислоты карбонатов и кальцита. В зонах внешней и внутренней пойм они менее эффективны из-за содержания в песчаных-алевритовых коллекторах глинистых разностей.

Был составлен вероятностный прогноз экономической эффективности проведения ГТМ с учетом фациальной неоднородности резервуара пласта Ю2 для зоны русловой фации. При этом было учтено перераспределение высвобожденных средств на мероприятия.

За счет данного перераспределения получаем по зоне русловой фации пласта Ю2 Ловинского месторождения дополнительный прирост 19,6 млн.руб за год.

Таблица 1

Прогноз дополнительного прироста по зоне русловой фации пласта Ю₂ Ловинского месторождения

ГТМ	Суточн. прирост на 1 скв. (т/сут.)	Вероятный план		Рекомендуемый план		Всего расходов в год (руб)		Прибыль от ГТМ (руб.)	
		кол-во скв.	доп. добыча в сутки	кол-во скв.	доп. добыча в сутки	по вероятн. плану	по рекомен. плану	по вероятн. плану	по рекомен. плану
ГРП	4,5	4	18	2	9	32859128	16429564	4282852	16429564
РИР	1,8	3	5,4	2	3,6	5189730	3459820	5952861	3459820
ФОЖ	3,8	1	3,8	4	15,0	3502672	14010688	4338411	14010688
КО	2,3	2	4,6	3	6,9	4009308	4009308	4657154	4009308
Реперфорация	1,6	1	1,6	1	1,6	1418209	2836418	1688876	2836418
ТГХВ	2,1	1	2,1	1	2,1	2038676	2038676	2222513	2038676
ИТОГО:		12	35,3	12	36,2	49017723	42784474	23142667	42784474

Литература

1. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск: ТПУ, 2005.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра.- 1984.
3. Селли Р.С. Древние обстановки осадконакопления, -М.:Недра, 1989 – 293 с.

НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС – ОБЪЕКТ ДЛЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ
Ю.Г. Останкова

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

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

Западная Сибирь является крупнейшим регионом, обеспечивающим устойчивое наращивание ресурсной базы страны, в котором разведанные неэксплуатируемые запасы составляют 22% от общих запасов региона, эксплуатируемые – 15%, неразведанный «резерв» достигает 53%. [2]

Мощная толща перспективных мезозойских отложений выполняет крупнейшую депрессионную зону земной коры – Западно-Сибирскую плиту. Помимо высокопродуктивного верхнеюрского нефтегазоносного комплекса, также выделяется нижнесреднеюрский, который в последние десятилетия изучается и рассматривается в качестве нового объекта поисково-разведочных работ для прироста запасов углеводородов.

Увеличение в балансе ресурсов, связанных с нефтегазоносными комплексами, которые залегают, как правило, на больших глубинах и отличаются сложным строением – объективная закономерность, отражающая динамику структуры потенциальных ресурсов.[4] На ранних стадиях освоения месторождения выявляются наиболее крупные, высокодебитные залежи (верхнеюрские), на поздних – все большее значение приобретают залежи малодебитные, сложного строения (нижнесреднеюрские). Но следует отметить, что на поздних стадиях освоения региона геологоразведочный процесс организован так, чтобы выявлялись лишь крупные высокодебитные залежи. Часто глубины скважин ограничиваются вскрытием верхнеюрских отложений, в то время как нижнесреднеюрские и палеозойские отложения остаются не разбуренными.

В качестве объекта исследования выбрана Нюрольская впадина, административно расположенная в Томской области, а именно Калиновая, Кулгинская, Нижне-Табаганская, Смоляная, Средняя, Урманская и Южно-Табаганская площади. Здесь, нижнесреднеюрские осадки широко распространены и вскрыты многими скважинами. Мощность отложений колеблется от 197 до 551м (Средняя-10 – 551м, Сосновская-1 – 405м, Урманская-4 – 506м, Урманская-6 – 421м, Нижне-Табаганская-12 – 401м, Кулгинская-142 – 395м, Калиновая-19 – 344м, Калиновая-15 – 359м, Южно-Табаганская-131 – 400м, Останинское-418 – 197м, Смоляная-4 – 330м).

В разрезах скважин среднеюрские осадки представлены континентальными полимиктовыми (с мелко ритмичным чередованием линзовидных пластов) породами, среди которых преобладают песчаники, алевролиты, реже аргиллиты и угли, иногда с прослоями гравелитов и конгломератов. Обломочный материал слабо окатан, плохо отсортирован (Палеоландшафты, Казаринов В.П.). Породы обогащены углистым детритом. В фациальном отношении – это совокупность литифицированных осадков, образовавшихся в озерных, болотных водоемах и долинах рек.

В отношении перспектив нефтегазоносности нижнесреднеюрских отложений Нюрольской впадины нет однозначного мнения, т. к. отсутствует методика изучения и не проводятся целенаправленные геологоразведочные работы. Залежи углеводородов, приуроченные к данным отложениям (случайно открытые при бурении скважин на палеозойские залежи УВ), характеризуются достаточно сложным строением. Нижнесреднеюрский комплекс отличается резкой литолого-фациальной изменчивостью, невыдержанностью пластов-коллекторов по простиранию и значительными вариациями толщин продуктивных пластов. Ловушки в нижнесреднеюрском комплексе имеют довольно сложную геометрию, часто не подчиняющуюся структурному контролю.

Как известно, совместное использование нескольких стратиграфических шкал обеспечивает повышенную степень дробности расчленения юрской осадочной толщи и придает универсальность всей системе шкал, позволяя применять те, которые решают задачи стратиграфии в зависимости от особенности геологической ситуации.[1]

Таким образом, при выделении из разреза нижнесреднеюрских отложений опираются на следующие маркирующие горизонты: аргиллиты тогурской пачки (нижний тоар) и глины нижевасюганской подсвиты (верхний бат).

Также, представления о стратиграфическом положении и латеральном соотношении песчаных пластов и разделяющих их глинистых толщ используются на практике для построения схем детальной корреляции. В Нюрольском районе Обь-Тазовской фациальной области выделено 16 песчаных пластов (Ю₂-Ю₁₇). Следует

отметить, что на смежных площадях индексация пластов условна, по-разному нумеруют пласты геологи научных и производственных организаций Томской, Новосибирской, Тюменской областей. Вероятно, это вызвано сменой условий осадконакопления по латерали в пределах Западно-Сибирской плиты, а также отсутствием достаточной информации по нижнесреднеюрскому комплексу юго-востоку Западной Сибири.

Благодаря современной практике опознавания юрских горизонтов Западной Сибири, отвечающих специфическим этапам осадконакопления, геологи довольно точно могут привязать нижнесреднеюрские отложения к границам горизонтов, отвечающим изменениям режима осадконакопления к биостратиграфическим шкалам и общим стратиграфическим подразделениям.

В связи с отсутствием в нижнесреднеюрских отложениях Томской области остатков ортостратиграфической фауны и единичными находками сопутствующих морских фоссилий нельзя достоверно судить о соотношении региональной и планетарной шкал. Ярусное расчленение достаточно условно. Поэтому в раннесреднеюрской геологии Томской области универсальным инструментом для различных региональных построений, требующих изохронной корреляции, пока может быть только горизонт, отражающий определенные режимы осадконакопления.[3]

В раннесреднеюрском седиментационном бассейне Западной Сибири, представлявшим собой крупнейшую на Земле постоянно прогибавшуюся депрессионную зону с наклоном днища на север и частично залитую морскими водами, существовали три фациальные области: Ямало-Гыданская морская, Обь-Тазовская переходная и Обь-Иртышская континентальная, каждая со своим типом осадконакопления и соответствующей гранулометрией пород.

Региональная стратиграфическая схема нижнесреднеюрских отложений Западной Сибири состоит из трех местных схем, отвечающих Ямало-Гыданской морской, Обь-Тазовской переходной и Обь-Иртышской континентальной областям.

Местные схемы объединены в единую региональную схему девятью стратиграфическими горизонтами, пять из которых (зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский) отвечают этапам преимущественно алеврито-песчаной седиментации (низкий уровень стояния океана), а четыре (левинский, китербютский, лайдинский, леонтьевский) – этапам глинисто-алевритовой седиментации (высокий уровень стояния океана). Горизонты являются, соответственно, потенциальными нефтегазоносными резервуарами, экранами и нефтематеринскими толщами.

Томская область располагается в зоне сочленения Обь-Тазовской переходной и Обь-Иртышской континентальной фациальных областей.

В Обь-Тазовской области выделяется две фациальной зоны: Нюрольская и Тымская. Именно Нюрольская зона приурочена к Нюрольской впадине, Колтогорскому мегапрогибу (восточная подзона), Каймысовскому, Нижневартовскому сводам (западная подзона). Восточные подзоны упомянутых зон отличаются наибольшей глубоководностью и полным объемом системы. В пределах западных подзон тяготеющих к субмеридианальным системам мегавалов и сводов, нарастает континентальность осадков, сокращаются мощность и объем системы с редукцией нижних горизонтов.

В местной стратиграфической шкале Нюрольской зоны нижняя и средняя юра представлена в полном объеме.[3]

Так, нижний отдел состоит из урманской свиты (с тремя подсвитами, отвечающими зимнему, левинскому, шараповскому горизонтам), тогурской (китербютский

горизонт) и нижней подсвиты салатской свиты (надояхский горизонт). В среднем отделе выделяются толькинская подсвита салатской свиты (лайдинский горизонт), тюменская свита (с тремя подсвитами: толькинская, сандибинская, надымская, - отвечающими вымскому, леонтьевскому, мальшевскому горизонтам соответственно).

Ниже приводится краткая характеристика литостратиграфических подразделений (по вышеперечисленным 11 скважинам Нюрольской впадины) по горизонтам.

Зимний горизонт развит в Нюрольской и Тымской зонах, представлен нижней подсвитой урманской свиты – песчаниками, гравелитами, аргиллитами, с палиноспектрами верхнего синемюра-нижнего плинсбаха, мощностью от 65 до 85м.

Левинский горизонт прослеживается в тех же фациальных зонах, в составе среднеурманской подсвиты, сложенной аргиллитами, мелкозернистыми глинистыми алевролитами с прослоями мелкозернистых песчаников, алевролитов, с палиноспектрами верхнего плинсбаха, мощностью от 20 до 35м.

Шараповский горизонт представлен верхней подсвитой урманской свиты – песчаниками, гравелитами, конгломератами, с прослоями алевролитов и аргиллитов, с палинокомплексами верхнего плинсбаха, мощностью от 90 до 140м.

Китербютскому горизонту в Томской области отвечает тогурская свита, сложенная аргиллитами, глинистыми алевролитами, с прослоями мелкопесчано-алевритовых турбидитов, мощностью до 50 м, с палинокомплексами нижнего тоара.

Надояхский горизонт представлен нижнесалатской подсвитой, сложенной песчаниками мелко- и среднезернистыми с прослоями алевролитов, аргиллитов, с линзами углей, с палинокомплексами нижнего-верхнего тоара, мощностью 35-110м.

Лайдинскому горизонту соответствует радомская подсвита салатской свиты, которая сложена аргиллитами с прослоями алевролитов, мелкозернистых песчаников, углистых пород, линз углей, с палинокомплексами аалена, мощностью 5-30м.

Вымский горизонт представлен толькинской подсвитой тюменской свиты – переслаивающимися, иногда флишоидно, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, содержащими пласты и линзы углей, палинокомплексы аалена-байоса, мощностью до 140м.

Леонтьевскому горизонту отвечает сандибинская подсвита тюменской свиты, представленная аргиллитами, алевролитами, с прослоями песчано-алевритовых турбидитов, с палинокомплексами боайоса, редкими остатками двустворчатых моллюсков, фораминифер, диноцист, мощностью до 150м.

Мальшевский горизонт представлен надымской подсвитой тюменской свиты – песчаниками мелко- и среднезернистыми, алевролитами, аргиллитами, иногда глинистыми, частого и тонкого переслаивания, с пластами углей, с палинокомплексами байоса-бата, мощностью 60-120м.

Следует обратить внимание на то, что палеонтологическая характеристика и соответственно положение границ горизонтов относительно подразделений общей стратиграфической шкалы определяются на разрезах морской юры Западной Сибири и на основе сопоставления с аналогичными толщами севера Средней Сибири, что не соответствует континентальным отложениям (переходные) нижней и средней юры для Нюрольской впадины, расположенной на юго-востоке Западной Сибири. Следовательно, составленные стратиграфические шкалы весьма несовершенны и требуют доработки конкретно для объекта, относительно которого производится исследование.[5]

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГ-ГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 листе
2. Садовник П. Россия богата ... потенциалом // Нефть России. – Москва, 2003 - №1, с.21-23
3. Смирнов Л.В., Девятов В.П. Аналитический обзор по геологии и нефтегазоносности нижней-средней юры в пределах лицензионных участков Восточной нефтяной компании. Экз.№3 – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1997. – 148с.
4. Хафизов Ф.З., Онищук Т.М., Шпильман В.И. и др. Проблемы нефтегазоносности глубокозалегающих и сложнопопостроенных объектов Западной Сибири // Геология нефти и газа, 1988 - №5, с.2-5
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. – Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2000 – 480с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТИ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НОЖОВСКОГО ВЫСТУПА С ПОЗИЦИИ ТРЕХСЛОЙНОГО СТРОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

К.С. Севонькаева

Научный руководитель старший преподаватель С.Н. Кривощечков
Пермский государственный технический университет, г. Пермь, Россия

В статье рассматривается проблема недозаполнения ловушек с точки зрения теории о трехслойном строении природного резервуара на примере объектов Ножовского выступа.

Трехслойное строение природного резервуара основано на наличие между коллектором и истинной крышкой промежуточной толщи, называемой также ложной крышкой или рассеивающей толщей. Это толща, обладающая низкой, но не нулевой, эффективной пористостью и проницаемостью. В толще ложной крышки могут быть маломощные пласты-коллекторы и пласты непроницаемых пород. Трещиноватые породы так же могут относиться к ложным крышкам. Рассеивающая толща не может служить надежным экраном для углеводородов. Ложные крышки способны обеспечивать движение флюидов в масштабе геологического времени, но не способны аккумулировать их в промышленных количествах и фильтровать в процессе разработки [4]. Ловушка в данном случае рассматривается не по кровле коллектора, как это принято традиционно, а по подошве истинной крышки (рис. 1).

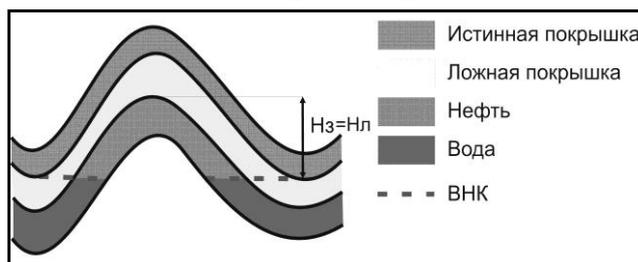


Рис. 1. Схема строения трехслойного природного резервуара

Промежуточная толща занимает часть ловушки и тем самым уменьшает ее эффективный объем. Если мощность промежуточной толщи превышает амплитуду антиклинальной ловушки, то породы-коллекторы остаются за ее пределами и залежь не формируется. Согласно теории о трехслойном строении резервуаров все ловушки в пределах бассейна заполнены на 100%, поэтому отметка водонефтяного контакта должна соответствовать отметке критической седловины, определяемой по последней замкнутой изогипсе подошвы истинной крышки. Теория впервые была предложена Б.Ф. Филипповым, позднее развита В.Д. Ильиным [2]. Трехслойное строение природных резервуаров установлено в Тимно-Печерской провинции, на севере Соль-Илецкого блока, Западном Узбекистане, Западной Сибири, в Волгоградской области [1, 3].

Исходя из положений данной теории было осуществлено обоснование трех-слойного строения природных резервуаров на территории западного борта Камско-Кинельской системы прогибов в Пермском крае. Нефтегазоносность платформенной части Пермского края контролируется развитием Камско-Кинельской системы прогибов, из депрессионной зоны которой микронефть мигрировала в вышележащие и боковые породы, заполняя естественные ловушки в прибортовых зонах прогибов. Именно к этим зонам приурочены современные месторождения нефти.

В качестве площади исследования был принят Ножовский выступ, поскольку уровень изученности этой территории достаточно высокий. Практически вся площадь покрыта сейсморазведкой 3D, пробурено более 150 глубоких скважин. Литолого-стратиграфический разрез исследуемой площади является типичным для территории Пермского края и представлен девонскими, каменноугольными, пермскими и четвертичными отложениями. Разрез имеет терригенно-карбонатный состав. В тектоническом отношении участок приурочен к структурам первого порядка - Верхнекамской впадине и второго - Ножовскому выступу. Месторождения углеводородов приурочены к структурам третьего порядка, осложняющим Ножовский выступ (рис. 2).

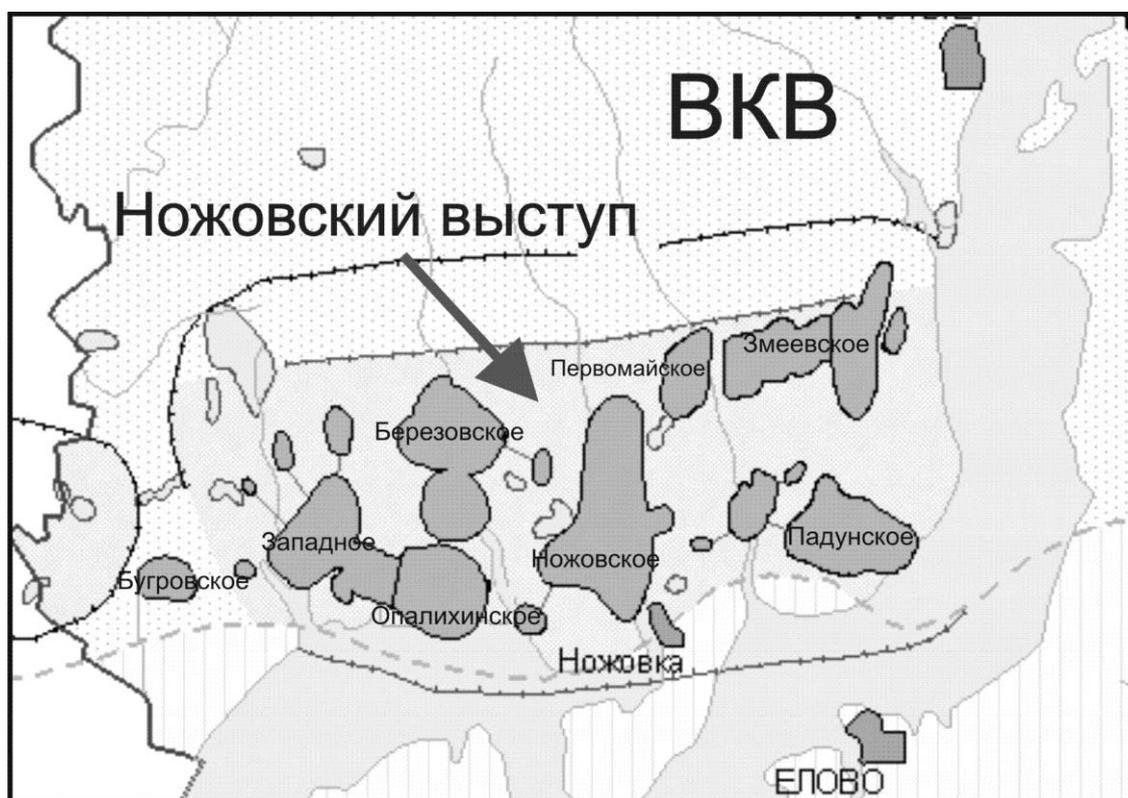


Рис. 2. Выкопировка из тектонической схемы

В качестве объекта исследования был принят верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс, представленный нефтеносным пластом Т. Залежи массивные, пластово-массивные. Коллектора представлены органогенными, пористо-кавернозными и трещиноватыми известняками. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 19,5 м. Пористость варьирует от 12% до 18%, средняя проницаемость - 0,126 мкм². Согласно технологическим схемам покрышками нефтяных залежей служат плотные разности известняков турнейского

яруса и аргиллиты радаевского горизонта. Нефть очень тяжелая по плотности, высоковязкая, высокосмолистая, парафинистая, высокосернистая.

В пределах северной части Ножовского выступа через нефтяные месторождения (Западное, Березовское, Ножовское, Змеевское), а также непродуктивные структуры (Восточно-Березовская, Пантюхинская) был построен зональный профиль турнейского продуктивного пласта с позиции трехслойного строения природного резервуара (рис. 3). На профиле прослеживаются три критических седловины, определенные по карте отражающего горизонта Π^1 , приуроченного к подошве радаевских аргиллитов. Радаевские аргиллиты приняты в качестве истинной покрышки, поскольку обладают значительной мощностью, регионально выдержаны и отличаются постоянством литологического состава. В пустых структурах коллектора встречены ниже отметок седловин. Нужно отметить, что отсутствие скважин в точках критических седловин не позволяет однозначно утверждать, что отметка водонефтяного контакта соответствует перегибу подошвы истинной покрышки.

Также было проведено исследование ряда каротажных диаграмм скважин Ножовской площади. Отмечается прослеживание над коллектором некоторой промежуточной толщи, представленной переслаиванием глинистых и плотных карбонатных пород. Также в ней прослеживаются пропластки, обладающие удовлетворительными коллекторскими свойствами. Однако их мощность недостаточна для разработки. По данным керна исследуемая толща характеризуется преимущественно плотными карбонатными породами. По некоторым скважинам отмечаются нефтепроявления. По полученным данным можно считать, что промежуточная толща может являться ложной покрышкой. Ее мощность варьирует от 15 до 25 м. Таким образом, подтверждено трехслойное строение турнейских отложений Ножовского выступа, что позволяет использовать данную теорию для прогноза нефтегазоносности перспективных объектов.

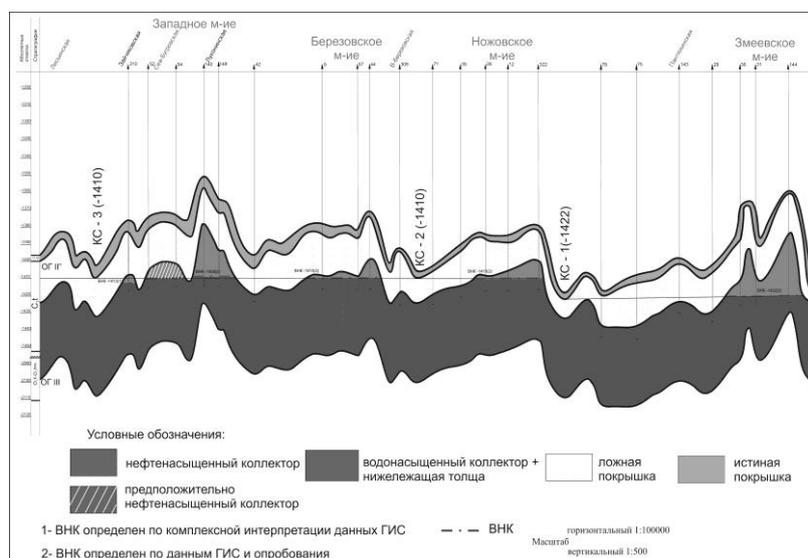


Рис. 3. Зональный геологический профиль

Для повышения достоверности оценки ресурсов с помощью программного обеспечения STATISTICA 6.0 был проведен статистический анализ данных месторождений Ножовского выступа при помощи регрессионного и множественного регрессионного анализа. В результате были получены математические модели для расчета высоты залежи и эффективной нефтенасыщенной толщины:

$$H_3 = -18,5896 + 0,7810 H_{\text{лов3}} + 23,6246 K_{\text{зл}} - 0,6525 H_{\text{лп}}, R = 0,91; p=0,000.$$

$$H_3 = -24,4008 + 1,0013 H_{\text{лов3}}, R = 0,84, p=0,000$$

$$H_{\text{нн}} = -4,0718 + 0,1288 H_{\text{лов3}} + 2,0932 K_{\text{зл}} + 0,0549 H_{\text{лов2}}, R = 0,91, p=0,000.$$

$$H_{\text{нн}} = -2,9294 + 0,1371 H_{\text{лов3}} + 0,0557 H_{\text{лов2}}, R = 0,89, p=0,000, \text{ где}$$

H_3 – высота залежи, м. Величина, равная разнице абсолютной отметки по кровле коллектора и водонефтяного контакта; $H_{\text{нн}}$ – средневзвешенная по площади залежи эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $H_{\text{лов3}}$ – высота, равная разнице между абсолютной отметкой свода структуры по структурной карте отражающего горизонта $\Pi^{\text{п}}$ и отметкой критической седловины, м; $H_{\text{лов2}}$ – высота, определяемая как разница между абсолютной отметкой свода структуры и последней замкнутой изогипсой по структурной карте отражающего горизонта $\Pi^{\text{п}}$; $K_{\text{зл}}$ – коэффициент заполнения ловушки – величина, равная отношению высоты залежи к высоте ловушки, доли единиц; $H_{\text{лп}}$ – средняя толщина ложной покрышки, рассчитанная по данным скважин, как разница между абсолютной отметкой по структурной карте отражающего горизонта $\Pi^{\text{п}}$ и абсолютной отметкой по кровле продуктивного пласта, м;

Первая и третья модели характеризуются наибольшими коэффициентами корреляции, однако в них используются параметры, принимаемые по месторождениям-аналогам. Во второй и четвертой моделях связь между параметрами менее значимая, но при этом используемые в них параметры можно определить еще до начала бурения по структурной карте отражающего горизонта $\Pi^{\text{п}}$. Они могут быть применены при отсутствии или некорректности данных по месторождениям-аналогам. Ключевым параметром во всех моделях – $H_{\text{лов3}}$ – учитывает положение критической седловины для бассейна.

Площадь нефтеносности прогнозных структур можно определять графически, как проекцию площади нефтеносности в пределах высоты залежи (H_3), рассчитанной по модели, на карту поверхности подошвы истинной покрышки (структурная карта отражающего горизонта $\Pi^{\text{п}}$) (рис. 4).

На основании теории трехслойного строения природных резервуаров был осуществлен локальный прогноз нефтеносности турнейских отложений перспективных структур Ножовского выступа. Из 16 структур продуктивными признаны 5, возможно продуктивными – 4, непродуктивными – 7 (таблица 1). Для продуктивных структур по построенным моделям были определены проектная площадь нефтеносности и эффективная нефтенасыщенная толщина и с их учетом оценены ресурсы категории С3. Остальные параметры принимались по месторождениям-аналогам.

В результате выявлен наиболее перспективный объект для геолого-разведочных работ, которым является Северо-Бугровская структура. Расчетные балансовые ресурсы увеличились на 38,8% по сравнению с паспортными при использовании моделей 1 и 3 и на 48,3% – при использовании моделей 2 и 4.

Таким образом, теория трехслойного строения природных резервуаров позволила осуществить не только качественный прогноз нефтеносности, но и повысить достоверность оценки перспективных ресурсов.

На основании теории трехслойного строения природных резервуаров был осуществлен локальный прогноз нефтеносности турнейских отложений перспективных структур Ножовского выступа. Из 16 структур продуктивными признаны 5, возможно продуктивными – 4, непродуктивными – 7 (таблица 1). Для продуктивных структур по построенным моделям были определены проектная площадь нефтеносности и эффективная нефтенасыщенная толщина и с их учетом оценены ресурсы категории С3. Остальные параметры принимались по месторождениям-аналогам.

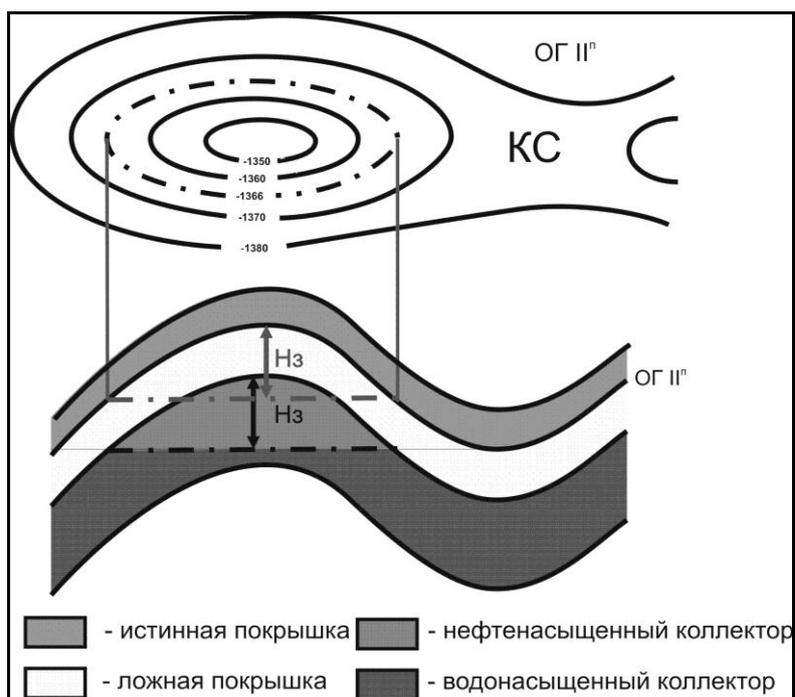


Рис. 4. Определение возможной площади залежи на структурной карте

Таблица 1

Прогноз нефтегазоносности перспективных структур

Структура	А.О. свода структуры (по П ^н), м	Предполагаемая толщина ложной покрывки, м	Предполагаемая отметка кровли коллектора, м	Предполагаемая отметка ВНК, м	Прогноз
Северо-Бугровская	-1374	25	-1399	-1410	продуктивная
Северо-Гривская	-1381	23	-1404	-1410	продуктивна
Южно-Ножовская	-1389	20	-1409	-1410	возможно продуктивная
Меленковская	-1385	20	-1405	-1410	продуктивная
Лисьинская	-1389	24	-1413	-1410	не продуктивная
ПУ 18	-1402	22	-1424	-1410	не продуктивная
ПУ 26	-1397	24	-1421	-1410	не продуктивная
ПУ 27	-1386	24	1410	-1410	возможно продуктивная
ПУ 28	-1384	24	-1408	-1410	продуктивная
ПУ 29	-1381	24	-1405	-1410	продуктивная
ПУ 33	-1406	20	-1426	-1410	не продуктивная
ПУ 34	-1396	20	-1416	-1410	не продуктивная
ПУ 80	-1405	20	-1425	-1410	не продуктивная
ПУ 81	-1387	22	-1409	-1410	возможно продуктивная
ПУ 82	-1387	22	-1409	-1410	возможно продуктивная
ПУ 79	-1404	25	-1429	-1422	не продуктивная

В результате выявлен наиболее перспективный объект для геолого-разведочных работ, которым является Северо-Бугровская структура. Расчетные балансовые ресурсы увеличились на 38,8% по сравнению с паспортными при использовании моделей 1 и 3 и на 48,3% – при использовании моделей 2 и 4.

Таким образом, теория трехслойного строения природных резервуаров позволила осуществить не только качественный прогноз нефтеносности, но и повысить достоверность оценки перспективных ресурсов.

Литература

1. Богданов Б.П., Богацкий В.И. Палеозойские рифы Тимано-Печерской провинции и их нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы европейского северо-востока: природные углеводороды. – Сыктывкар, 1991. – Т.2. – С.139-145.
2. Риле Е.Б., Валиева Д.И. Структуры и ловушки – степень заполнения углеводородами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – М., 2010 - №7 .
3. Строение, свойства и роль покрывки в формировании залежей нефти. Библиотека Дамирджана // Геология нефти и газа – М., 2000 - №05
4. Хитров А.М., Савинкин П.Т., Ильин В.Д. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре (Методическое руководство) - М.: Министерство природных ресурсов РФ, Министерство энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002.

ЭВОЛЮЦИЯ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ (РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ПРОФИЛИ №27, 32, 109)

Е.С. Сурикова¹

Научный руководитель старший научный сотрудник Л.М. Калинина²

¹*Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия*

²*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО
РАН, г. Новосибирск, Россия*

Крупные работы по территории севера Западной Сибири выполнялись специалистами многих научных организаций России, в том числе Сибири.

Западная Сибирь является крупнейшей газоносной провинцией мира, не имеющей аналогов. Основные запасы газа в этом регионе сконцентрированы в аптальб-сеноманском комплексе пород и контролируются высокоамплитудными антиклинальными структурами. Кроме уникальных запасов газа, регион также богат нефтяными ресурсами. Крупные нефтяные залежи открыты на Южно-Русском, Бованенковском, Уренгойском, Ванкорском и др. месторождениях.

Несмотря на то, что многие залежи углеводородов севера Западной Сибири открыты почти полвека назад, вопросы их формирования до сих пор остаются дискуссионными. Это касается как генезиса углеводородов, так и условий образования гигантских ловушек.

В настоящее время по северным и арктическим районам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП) накоплен огромный фактический материал, анализ и обобщение которого может позволить воспроизвести условия образования уникальных месторождений и оценить перспективы газо- и нефтеносности отдельных относительно слабоизученных территорий. Анализ геологического строения и истории формирования известных месторождений принципиален для оценки перспектив нефтегазоносности неизученных бурением структур.

Настоящая работа посвящена построению сейсмогеологической модели, изучению истории тектонического развития региона и установлению времени формирования крупных антиклинальных структур – ловушек для уникальных скоплений нефти и газа в северных районах ЗС НГП.

Основой для выполнения работы послужили временные сейсмические разрезы МОГТ, полученные по региональных профилям – №27, 32, 105 и 109 и данные глубокого бурения по 84 скважинам, расположенным вблизи линий сейсмических наблюдений.

Сейсмические профили №27 и №32 имеют широтное простирание, пересекают пять нефтегазоносных областей, серию контрастных положительных структур и ряд гигантских месторождений. В административном отношении региональные профили расположены преимущественно в Ямало-Ненецком автономного округе.

Профиль №27 берет начало от западной границы Западно-Сибирской геосинеклизы и проходит до границы Внутренней области и Внешнего пояса плиты на востоке, пересекая Медвежье, Уренгойского, Русское и др. месторождения. Протяженность профиля составляет 760 км.

Профиль №32, расположенный в 160 км к северу от профиля №27, проходит от Ямбургской площади на западе до Енисейского складчатого профиля на востоке, пересекая Ямбургское, Юрхаровское, Пяяхинское и Ванкорское месторождения. Протяженность профиля составляет 440 км.

Субмеридиональный профиль №109 пересекает Большехетскую мегасинеклизу в восточной части, включая Северо-Тазовскую впадину, Мессояхскую наклонную гряду и Восточно-Антипаютинскую впадину Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). Протяженность профиля 400 км.

Интерпретация сейсмических материалов, включающая выбор, стратификацию и корреляцию отражающих горизонтов, построение глубинных сейсмогеологических разрезов и палеоразрезов осуществлялась с использованием разработанного в ИНГГ СО РАН пакета W-Seis.

Сейсмостратиграфическая характеристика разреза

На севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции мезозойско-кайнозойский разрез представлен отложениями триаса, юры, мела и кайнозоя. В этом регионе мощность мезозойско-кайнозойской осадочной толщи существенно возрастает по отношению к центральным и южным частями провинции, в первую очередь, за счет увеличения толщин юрских и меловых отложений и появления в разрезе терригенных отложений триаса. По оценкам разным специалистами мощность мезозойско-кайнозойского осадочного чехла на севере бассейна достигает 8-12 км [5,12].

Палеозойские отложения, представленные в различных частях рассматриваемой территории девоном - пермью, повсеместно перекрыты мезозойско-кайнозойской толщей осадков [6].

В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений на временных разрезах выделено 4 опорных отражающих горизонтов.

Отражающий горизонт А приурочен к подошве подошве юры - кровле терригенного триаса. Горизонты получили распространение на большей части рассматриваемой территории. На профиле 27 на западе горизонты выклиниваются на Предуральский блок, на профиле 32 на востоке – на Енисейский складчатый пояс.

Ниже отражающего горизонта А на временных разрезах по профилям 27 и 32 фиксируется серия устойчивых отражающих горизонтов, позволяющих предполагать развитие в этом регионе платформенных отложений палеозоя и нижнего триаса значительной мощности (рис. 1).

Отражающий горизонт Б, формирующейся на баженовской свите и ее аналогах, является наиболее надежным сейсмическим репером на территории ЗС НПП, обладает высоким энергетическим уровнем и динамической выразительностью.

Отражающий горизонт М приурочен к глинистой пачке в верхней части алымского горизонта (кошайская, нейтинская пачки). Горизонт является наименее надежным сейсмическим репером в мезозойской части разреза.

Отражающий горизонт Г формируется на пачке глин кузнецовской свиты, датируемой туроном. Горизонт устойчив, обладает высоким энергетическим уровнем, является надежным сейсмическим репером в мезозойской части разреза.

Характерной особенностью всех опорных сейсмических горизонтов является их приуроченность к регионально развитым глинистым пачкам – флюидоупорам, формировавшимся в тектонически-спокойных условиях в эпохи трансгрессий, обладающих стабильными мощностями и аномально низкими относительно вмещающих пород акустическими характеристиками [4, 7, 10, 11].

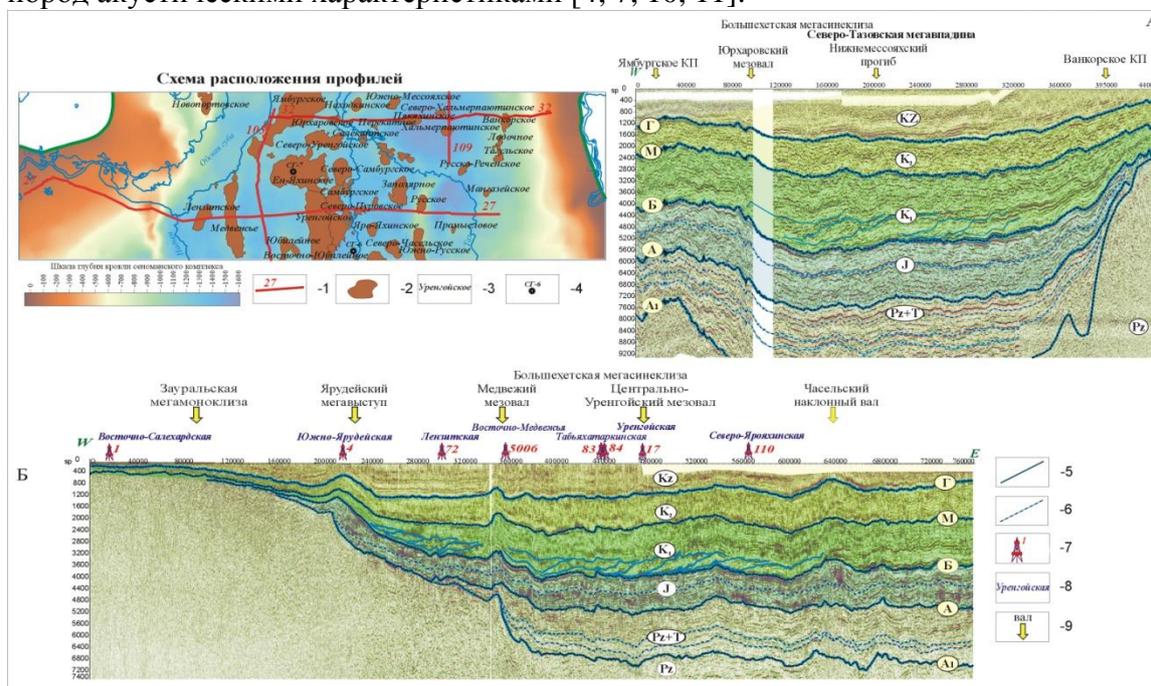


Рис. 1. Глубинные сейсмогеологические разрезы по региональным профилям №№32 (А) и 27 (Б)

1 – региональный сейсмический профиль и его номер, 2 – месторождение углеводородов, 3 – название месторождения, 4 – параметрическая скважина и ее номер, 5 – основные отражающие сейсмические горизонты, 6 – дополнительные отражающие сейсмические горизонты, 7 – скважины разведочные и эксплуатационные, 8 – названия площадей, 9 – названия тектонических структур

В соответствии с наличием региональных сейсмических реперов на временных разрезах выделяется серия крупных сейсмогеологических мегакомплексов, которые по объему отвечают осадочным и нефтегазоперспективным мегакомплексам [3] юрский, неомский (берриас-нижеаптский), апт-альб-сеноманский, турон-кайнозойский.

История тектонического развития района исследований

В настоящей работе основой для изучения истории тектонического развития исследуемой территории и восстановления этапов формирования ключевых положи-

тельных структур послужил характер распределения толщин сейсмогеологических комплексов. Методика палеотектонических реконструкций, основанная на анализе мощностей, впервые была предложена Н.С. Шатским [13] и получила дальнейшее развитие в работах В.В. Белоусова, Р.Г. Гарецкого, В.Б. Неймана, К.А. Машковича, Н.Н. Форша, В.Е. Хаина, А.Л. Яншина и др [1, 2, 9].

Региональный профиль №27 пересекает серию контрастных положительных структур - Ярудейский мегавыступ, Медвежий и Центрально-Уренгойский мезовалы и Часельский наклонный вал. К трем из четырех структур приурочены крупные газонефтяные месторождения. К Медвежьему мезовалу приурочены одноименное Медвежье и Ныдинское месторождения, к Центрально-Уренгойскому – Уренгойское месторождение, к Часельскому наклонному мегавалу - Русское месторождение на севере и Южно-Русское на юге.

Анализ волновых полей свидетельствует о том, что все эти структуры являются безкорневыми, т. е. не приурочены к выступам фундамента [8].

Анализ палеоразрезов по профилю №27 (рис. 2) позволяет сделать вывод о том, что на триас-юрском, неокомском и апт-альб-сеноманском этапах развития, т.е., как минимум на протяжении 150 млн.лет, рассматриваемая территория монотонно погружалась в восточном направлении и ни одна из существующих ныне контрастных положительных структур не испытывала тенденцию к относительному росту. Образование этих ловушек и, как следствие формирование уникальных месторождений связано исключительно с постсеноманским этапом развития.

Региональный профиль №32 проходит по более погруженной зоне и значительная его часть расположена в пределах Большехетской синеклизы. Как отмечалось ранее, профиль пересекает два ключевых месторождения Ямбургское на западе и Ванкорское на востоке (рис. 3).

Анализ волновых полей позволяет сделать вывод о том, что в отличие от рассмотренных ранее объектов, Ямбургское и Ванкорское месторождения приурочены к структурам, сформировавшимся над выступами фундамента, характеризующимися хаотическим рисунком сейсмической записи.

Анализ современного временного разреза и серии палеоразрезов свидетельствует о том, что Ямбургское поднятие испытывало тенденцию к относительному росту на протяжении длительной истории от палеозоя до кайнозоя и на каждом из этапов приращивала амплитуду в структурных планах более древних горизонтов. Очевидно, что на формирование гигантской сеноманской залежи оказал влияние исключительно постсеноманский этап развития, который предопределил формирование поднятия в рельефе кузнецовской свиты и песчаных пластов группы ПК. Однако, импульс к этим вертикальным тектоническим движениям, судя по всему, был заложен еще в палеозое.

Несмотря на то, что Ванкорское месторождение также приурочено к выступу фундамента, история его формирования существенно отличается.

Анализ разреза и серии палеоразрезов по профилю №32 свидетельствует о том, что начиная, по крайней мере, с позднего триаса и до конца сеномана этот блок фундамента не испытывал тенденцию к росту. В это время здесь существовала моноклинали, которая по мере формирования осадков постепенно выволаживалась. Формирование этой структуры в рельефе всех мезозойских горизонтов, в том числе в структурных планах нижнехетского и яковлевского резервуаров, с которыми связаны основные нефтяные залежи, происходило исключительно в постсеноманское время.

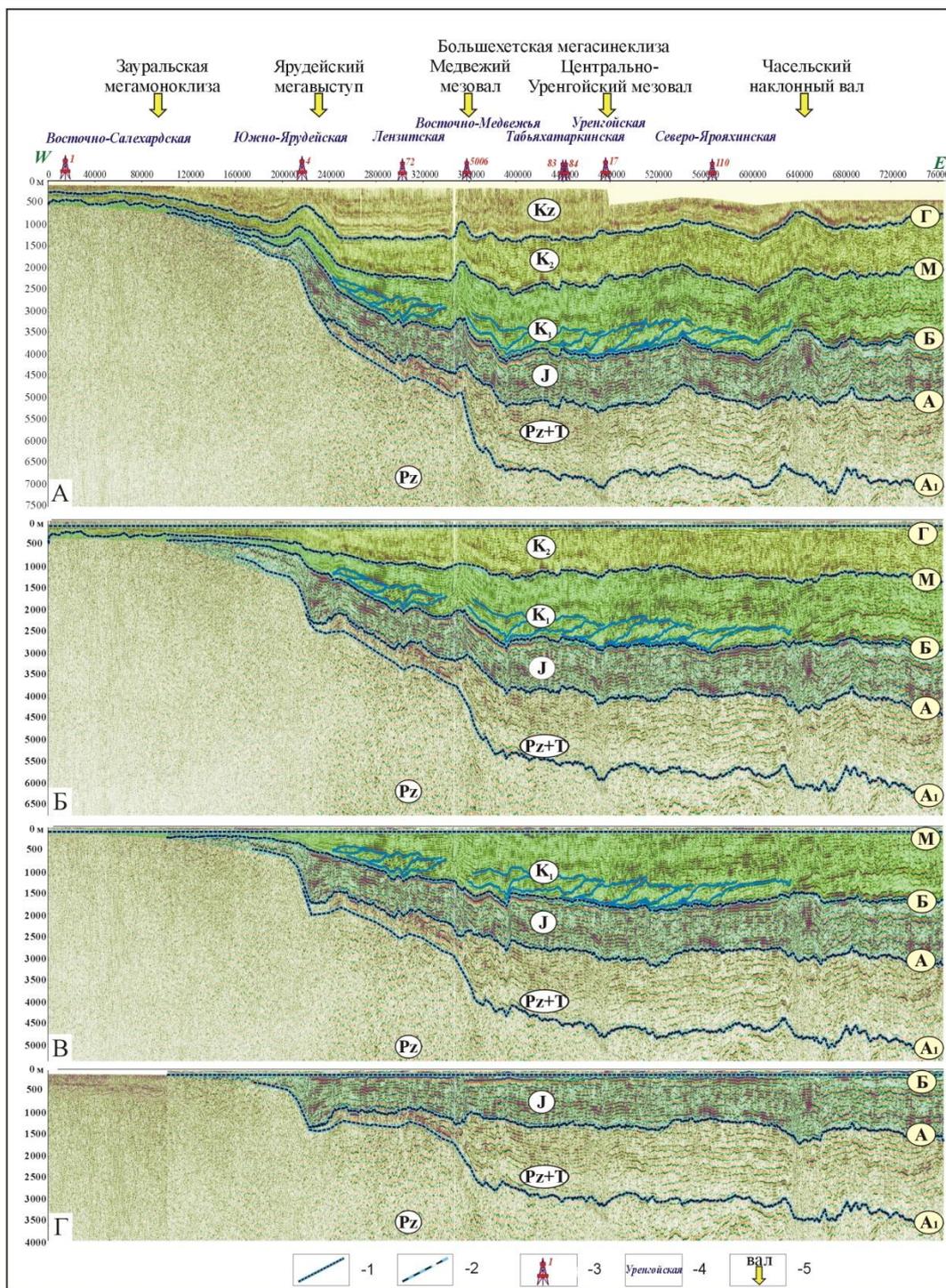


Рис. 2. Современный глубинный разрез (А), палеоразрезы, выровненные по горизонтам Г (Б), М (В), Б (Г) по региональному профилю №27

1 – основные отражающие сейсмические горизонты, 2 – дополнительные отражающие сейсмические горизонты, 3 – скважины разведочные и эксплуатационные, 4 – названия площадей, 5 – названия тектонических структур

Выполненный с использованием основных принципов сейсмостратиграфии анализ временных и глубинных разрезов по региональным профилям №№ 27 и 32, пересекающим в широтном направлении территорию Западно-Сибирской геосинеклизы позволил сделать ряд важных выводов:

Анализ волновых полей позволяет предполагать, что на исследуемой территории отложения верхней части палеозоя и нижнего триаса, в отличие от расположенной к югу территории, где пробурены скважины СГ-6, СГ-7, сложены преимущественно осадочными платформенными отложениями. Отметим, что в работе М.Я. Рудкевича с соавторами предполагалось, что в северо-северо-восточной части Западно-Сибирской плиты уже в конце палеозойской эры и в триасе формировался плитный комплекс [11]. Позже в работе В.А. Конторовича [8] на базе комплексного анализа геолого-геофизических материалов было высказано предположение о том, что на севере Западной Сибири преимущественно нормально-осадочные платформенные отложения палеозоя и триаса протягиваются из Предъенисейской зоны и Енисей-Хатангского регионального прогиба в центральную часть бассейна до меридиана Обской губы, а также получили развитие на значительной части Южно-Карской депрессии.

На протяжении всей мезозойско-кайнозойской истории исследуемая территория погружалась в северном направлении, что нашло отражение в увеличении мощности осадочного чехла и отдельных входящих в его состав сейсмогеологических комплексов.

На исследуемой территории крупные положительные структуры развивались по разным законам:

Медвежье, Уренгойское, Русское, Южно-Русское месторождения приурочены к безкорневым структурам, к структурам, которым в рельефе фундамента не отвечают приподнятые блоки. Эти поднятия не развивались на протяжении триаса, юры и большей части мела и были сформированы исключительно, благодаря постсеноманским тектоническим движениям.

Ямбургское месторождение приурочено к структуре, сформировавшейся над выступом фундамента, который испытывал тенденцию к относительному росту на протяжении всего мезоя и кайнозоя.

Банкорское месторождение приурочено к приподнятому блоку фундамента, который не испытывал тенденцию к росту на протяжении большей части мезозоя. Формирование этого поднятия в структурных планах всех мезозойских реперных уровней также связано исключительно с постсеноманскими тектоническими процессами.

Литература

1. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. – М., 1940. – № 2-3. – с. 14-28.
2. Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. – М.: Изд-во АН СССР, 1960. – с. 115-166.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
4. Гиршгорн Л.Ш. Принципы сейсмогеологического анализа // Структурно-формационная сейсморазведка на севере Западной Сибири: Сборник научных трудов ЗапсибНИГНИ, – Тюмень, 1987. – С.5-23.
5. Гиршгорн Л.Ш., Кабалык В.Г., Соседков В.С. Нижне-среднепалеозойский осадочный бассейн севера Западной Сибири // Сов. Геология, – М., 1987. – № 11. – С. 65-75.
6. Елкин Е.А., Краснов В. И., Бахарев Н. К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. - 163 с.
7. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, – М., 2009 – т.50, №4. – С. 461-474.
8. Конторович В.А., Ершов С.В. Нефтегазовый резерв Западной Сибири // Наука – М., 2010. – №3 (33) – С. 26-29.
9. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа – М.: Недра, 1976. – 221 с.
10. Методика и практика выявления несводовых литологических ловушек на севере Западной Сибири: Сборник научных трудов. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1987. – С.35-48.
11. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988. - 303с.
12. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: «Недра», 1981. – 442 с.
13. Шатский Н.С. О тектонике северной окраины Донецкого бассейна // Бюл. МОИП – М., 1924. – № 3. – с. 15-30.

НАПРАВЛЕНИЕ 4 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ

АСПИРАНТЫ

ПОЛЕВАЯ ГЕОХИМИЯ НА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

А.А. Жильцова

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

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

Введение

На сегодняшний день вполне общепризнанным является тот факт, что ни один метод полевой геофизики не позволяет однозначно решить задачу диагностирования ловушки на наличие залежи УВ. В такой ситуации может существенно помочь нефтепоисковая геохимия – изучение площадной изменчивости концентраций УВ в приповерхностном слое осадочного разреза, в основе которой лежит представление о фильтрационно-диффузионном массопереносе УВ из залежей в перекрывающие породы.

Цель настоящего сообщения – обобщение материалов [1,2] определения перспектив нефтегазоносности Восточно-Панлорской поисковой площади (Верхнеляминский вал, осложняющий Югорский свод – рис. 1) и Центрально-Кустового участка ТПП «Когалымнефтегаз» (Ватьеганский вал на сочленении Сургутского и Нижневартовского сводов – рис. 2). На том и другом объектах геохимическому анализу [4] подвергались пробы грунтов, поднятые из взрывных скважин сейсморазведки с глубин 7...10 м.

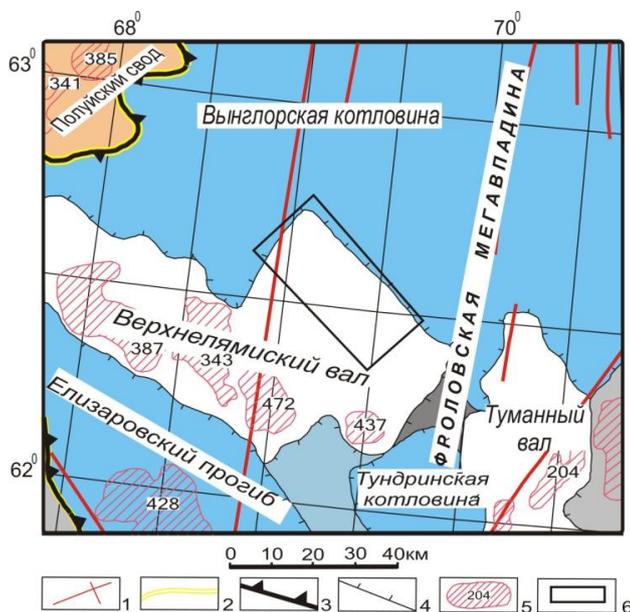


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [3]: 1) тектонические нарушения; 2) границы геоблоков; 3) границы тектонических элементов I порядка; 4) границы внутреннего районирования; 5) месторождение углеводородов; 6) Восточно-Панлорская площадь

Решение задач выполнено на основе анализа аномалий мигрирующих тяжелых (ароматических) УВ. Решались задачи прогнозирования залежей УВ как на территории, где поисковое и разведочно-эксплуатационное бурение не проводилось

(Восточно-Панлорская площадь), так и на территории, где активно ведется поисковое и разведочное бурение, добыча углеводородного сырья (Центрально-Кустовой участок). Названные особенности наших геохимических исследований определяют их инновационный характер и универсальность по приложению.



Рис. 2. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [3]: 1) контур Центрально-Кустового участка; 2) границы тектонических структур I порядка; 3) границы внутреннего районирования; 4) разрабатываемые месторождения углеводородов

Модель залежи УВ и поисковые геохимические признаки

Для анализа геохимической зональности УВ принята теоретическая физико-химическая модель залежи [5]. Согласно этой модели, пространственная локализация аномалий мигрирующих жидких УВ в приповерхностном слое происходит над водонефтяным контактом. Эти аномалии, в случае залежи, вмещаемой замкнутым локальным поднятием, имеют зонально-кольцевую форму и трассируют внешний контур водонефтяного контакта (ВНК).

В качестве информативных параметров приняты суммарные концентрации ароматических УВ групп моно-, би-, три- и полиароматических молекул с 4–5 конденсированными ароматическими кольцами.

Выбор *ароматических УВ* в качестве поисковых геохимических признаков определялся тем, что на них практически не оказывает маскирующее влияния современная растительность. Эти вещества способны к адсорбционному накоплению на глинистых минералах и в тоже время сохраняют подвижность в геологических средах. Кроме того, ароматические УВ устойчивы к биологическому разложению и достаточно однозначно определяются методом хромато-масс-спектрометрии.

Результаты исследований на Восточно-Панлорской площади

Наиболее очевидную положительную корреляцию с замкнутыми локальными поднятиями имеют аномальные зоны концентраций фенантеновых УВ (рис. 3). Контрастная и достаточно четкая «кольцевая» аномалия трассирует водонефтяной контакт вероятных залежей, приуроченных к восточной и центральной части Ненсьюганской структуры.

Аномальные зоны концентраций алкилбензолов, соединений с нафталиновым ядром, полициклических углеводородов с разной степенью повторяют-дополняют картину «кольцевых» аномалий концентраций соединений с фенантеновым ядром.

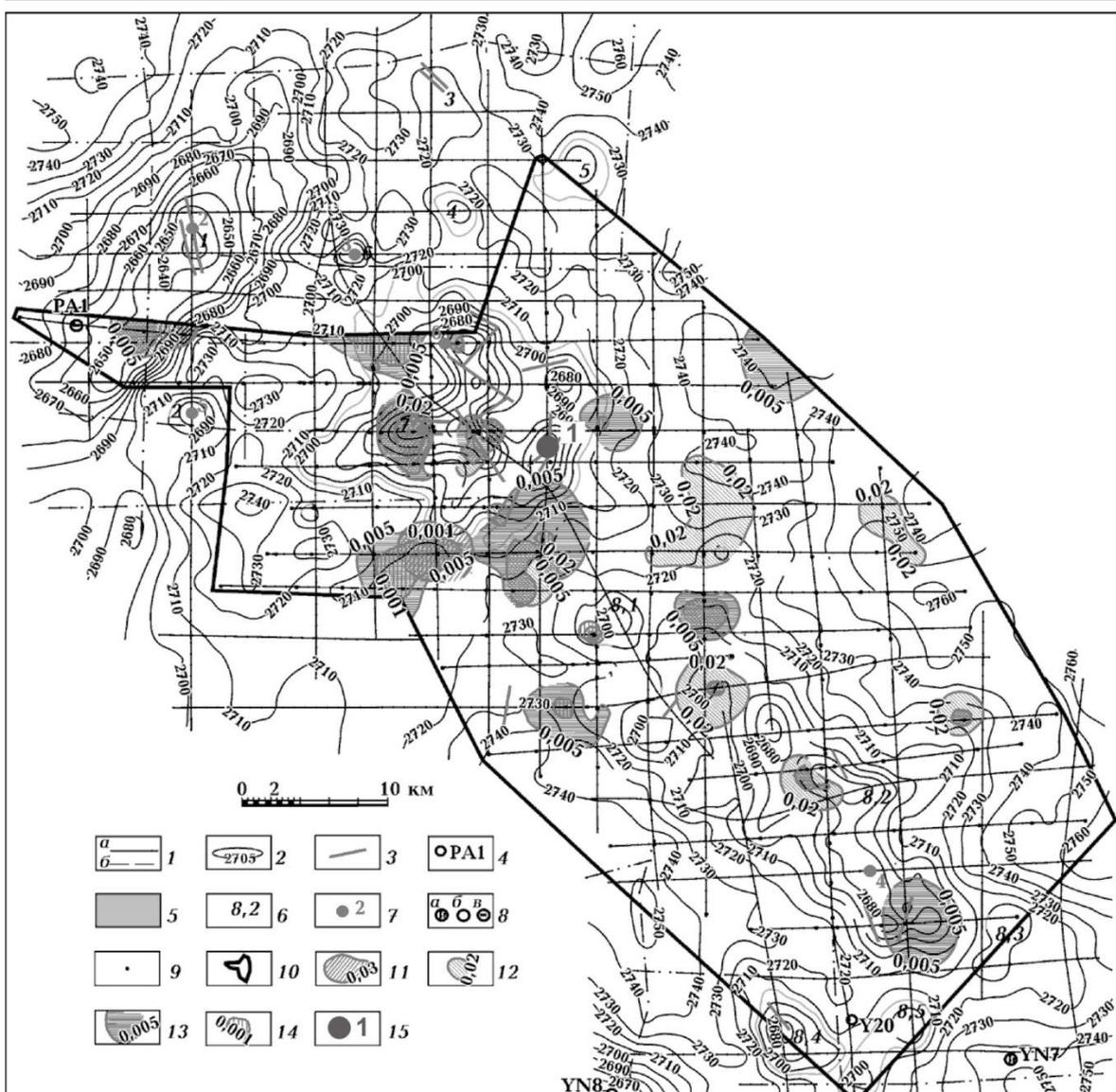


Рис. 3. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности Восточно-Панлорской площади: 1) сейсмические профили; 2) изогипсы опорного горизонта Б – кровли юрских отложений; 3) предполагаемые тектонические нарушения по опорному горизонту Б; 4) пробуренная скважина; 5) зона локального поднятия по опорному горизонту Б; 6) локальная структура, её номер и номер купола; 7) рекомендуемая скважина по материалам сейсморазведки; 8) результаты испытаний: а – газ, б – нет притока, в – нефть; 9) точки геохимического опробования; 10) контур площади геохимического опробования; аномальные зоны концентраций алкилбензолов (11), соединений с нафталиновым ядром (12), соединений с фенантреновым ядром (13), полициклических углеводородов (14); 15) первоочередная скважина, рекомендуемая по результатам геохимического опробования. Нумерация структур: 1 – Панлорская; 2 – Малопанлорская; 3 – Северо-Ненсьюганская 1; 4 – Северо-Ненсьюганская 2; 5 – Восточно-Ненсьюганская; 6 – Малоненсьюганская; 7 – Ненсьюганская; 8.1 – Унлорская 1; 8.2 – Унлорская 2; 8.3 – Унлорская 3; 8.4 – Унлорская 4; 8.5 – Унлорская 5

Зоны аномальных концентраций ароматических УВ в латеральном плане приурочены к выявленным сейсморазведкой локальным ловушкам юры и неокома.

По степени перспективности ловушки (структуры) ранжируются в следующем порядке: Ненсьюганская, юго-восточная часть; Ненсьюганская, северная часть;

Ненсюганская, центральная часть; Унлорская 2, северная часть; Унлорская 2, центральная часть; Унлорская 1. Панлорскую структуру поставить в ряд ранжирования пока нельзя, т. к. геохимически опробована только ее южная часть.

Результаты геохимического опробования усилили обоснование размещения поисково-разведочных скважин, рекомендованных сейсморазведочными работами. По результатам геохимического опробования в качестве *первоочередной рекомендации* предложена скважина 1 на Ненсюганской структуре (рис. 3).

Результаты исследований на Центральном-Кустовом участке

На карте изоконцентраций нафталинов (рис. 4), принятой в качестве основной схемы прогноза перспектив нефтегазоносности, выделяются *три перспективных участка*, два из которых разбурены поисковыми и разведочными скважинами.

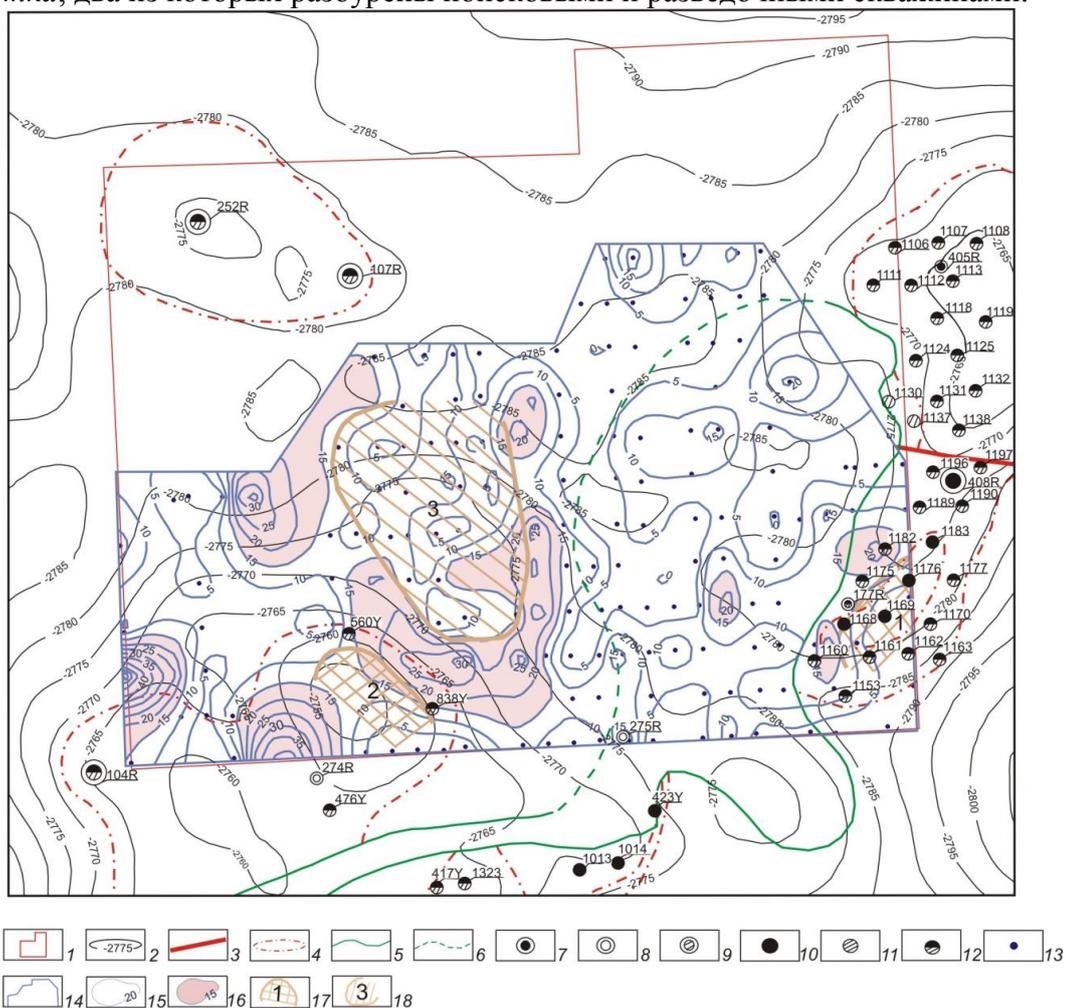


Рис. 4. Схематическая карта прогноза перспектив нефтегазоносности (карта концентраций соединений с нафталиновым ядром) Центрально-Кустового участка:

1) границы участка; 2) изогипсы по кровле пласта ЮС₁¹; 3) предполагаемые тектонические нарушения; 4) ВНК; 5) линия установленного выклинивания пласта ЮС₁¹; 6) линия предполагаемого выклинивания; 7) разведочная скважина, давшая приток нефти; 8) разведочная скважина; 9) разведочная скважина, давшая приток воды; 10) эксплуатационная скважина, давшая приток нефти; 11) эксплуатационная скважина, давшая приток воды; 12) эксплуатационная скважина, давшая приток нефти с водой; 13) точки геохимического опробования; 14) контур площади геохимического опробования; изолинии (15) и аномальные зоны концентраций (16) соединений с нафталиновым ядром, мг/кг; разбуренные (17) и неразбуренные (18) перспективные участки, номер участка

1-й перспективный участок, расположенный у юго-восточного края планшета (примыкающая часть месторождения Видное), охарактеризован и скважинами, давшими притоки нефти, и скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов вполне согласовалась с положением установленного бурением ВНК в пласте ЮС¹₁.

2-й перспективный участок, расположенный у юго-западного края планшета (примыкающая часть месторождения Кустовое), охарактеризован скважинами, давшими притоки нефти с водой. На этом участке аномальная зона концентраций нафталинов не противоречит положению установленного бурением ВНК.

3-й перспективный участок, собственно прогнозный, расположен в центрально-западной части площади геохимического опробования. На этом участке аномальные зоны концентраций нафталинов достаточно уверенно трассируют положение ВНК предполагаемой залежи (ловушки), вероятно, в пласте ЮС¹₁.

Заключение

Проведенное геохимическое опробование Восточно-Панлорской площади показало наличие «кольцевых» зон аномальных концентраций тяжелых УВ, соответствующих в латеральном плане выявленным сейсморазведкой локальным ловушкам юры и неокома. С учетом интенсивности аномалий, четкости аномальных зон и состава ароматических УВ выполнено ранжирование шести ловушек по степени перспективности. В первую очередь рекомендовано бурение поисково-разведочной скважины на Ненсьюганской структуре.

Результаты геохимических исследований, сопровождающей сейсморазведку, на Центрально-Кустовом участке в Когалымском районе нефтедобычи позволили выявить три перспективных участка, два из которых подтверждены бурением. Для третьего – прогнозного участка предложен разрез возможной ловушки (залежи).

Рекомендуем сейсморазведочные работы в центральной части Западно-Сибирской плиты и районах, со сходными геологическими условиями, проводить в сопровождении геохимического опробования по скважинам ПВ с целью «прямого» прогнозирования залежей УВ. Это существенно повысит эффективность поисково-разведочных работ.

Литература

1. Исаев В.И., Жильцова А.А. Геохимическое прогнозирование залежей в районе нефтедобычи // Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов», Казань, сентябрь 2008г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С. 212-215.
2. Жильцова А.А., Исаев В.В., Коржов Ю.В. Миграция углеводородных флюидов и геохимический метод индикации залежей // Региональные проблемы. – 2010. – Т. 13. – № 1. – С. 11–17.
3. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова и др. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
4. Иванова Л.И., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Методика лабораторных исследований тяжелых углеводородов при нефтепоисковой геохимии // Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов. – Казань: Изд-во Казанского гос. ун-та, 2007. – Т. 1. – С. 356–360.
5. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

К ВОПРОСУ СОЗДАНИЯ МОНИТОРИНГОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА НА БАЗЕ ДИРИЖАБЛЯ

Л.К. Каримова

Научный руководитель профессор А.С. Борисов

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

Изучение и охрана окружающей среды (геология, экология и др.) связаны с решением двух основных задач – оперативного получения информации и примене-

ния эффективных способов исследования природных и техногенных систем. С этой целью созданы и используются разнообразные мониторинговые комплексы, которые основываются на наземных и дистанционных методах. Каждый из этих методов обладает достоинствами и недостатками, которые связаны с вопросами экономичности и целесообразности применения.

Неоспоримым преимуществом при исследованиях природных компонентов окружающей среды и техногенных объектов обладают современные аэрокосмические технологии, которые применяются для решения геологических, экологических и техногенных задач [1,2]. Сущность их заключается в получении спектрозональных снимков с космических («Landsat-TM/ETM+», «Terra/Aqua-MODIS») и авиационных (самолет, вертолет) систем наблюдений в различных спектрах оптического излучения, обработке изображений и представлении в виде реальных моделей.

В России компания «ТРАНС-СЕРВИС» впервые создала авиационный тепловизионный измерительный комплекс на базе теплового дирижабля GEFA-FLUG AS-105GD и современной регистрирующей аппаратуры NEC Thermo Tracer TH9260 высокого пространственного разрешения, с целью получения непрерывной картины распределения эндогенного потока теплового излучения Земли. Разработаны параметры авиационной тепловизионной съемки: высота полета $H \in [0.02; 3]$ км; полоса захвата $L_y \in [0.01; 2.3]$ км; разрешение на местности $\Delta \in [0.01; 3.6]$ м; глубина зондирования $h_z \in [1.2; 900]$ м. Технология инновационная, информативная в применении и востребована на рынке геофизических услуг. В ее основе используются изобретения, защищенные патентами РФ [3,4]. Преимущества теплового дирижабля являются экономичность, низкая стоимость эксплуатации, мобильность при транспортировке, простота пилотирования, возможность взлета и посадки в различных условиях, работа в режиме малых скоростей (вплоть до зависания) и на предельно малых высотах полета, возможность ночных полетов, экологичность и высокая безопасность полета.

Однако, на детальном уровне мониторинга среды необходимо внедрение дополнительных носителей на основе газового дирижабля Zeppelin NT 07 (рис.). На его борту предлагается установить аппаратуру с лазерным и многоспектральным сканерами, ультрафиолетовой камерой, газоанализатором, тепловизором (имеющим улучшенные пространственные и температурные характеристики), с целью создания более информативной, многоцелевой и экономически целесообразной технологии зондирования. В этой связи для широкого использования инновационной технологии в решении геологических и экологических задач предусматривается совершенствование многоуровневой методики спектрозональной съемки с использованием возможностей различных носителей, развитие способов обработки и дешифрирования данных, создание нового информационного продукта на основе интерпретации и графического представления материала.

Основная цель нашего проекта разработать и внедрить высокоэффективную мониторинговую дистанционную систему зондирования Земли для оперативного принятия управленческих решений, используя в работе новейшие информационные технологии и современные технические средства. В том числе:

1. Создание авиационного комплекса на базе газового дирижабля Zeppelin NT 07 оснащенного приборами высокого разрешения, бортового вычислительного комплекса для управления и накопления информации.

В составе бортового измерительного комплекса планируется использовать:

- модульную систему оптического наблюдения для целей безопасности L-3 WESCAM MX-15 EO/IR (L-3 Communications Wescam, Канада);

- тепловизионный сканер TABI-1800 (ITRES, Канада);
- многоспектральный сканер Leica ADS80 (Leica Geosystems, Швейцария);
- лазерный сканер RIEGL LMS-Q680i (RIEGL MEASUREMENT SYSTEMS GmbH, Австрия);
- УФ-камеру DayCor ROM (Ofil Ltd, Израиль);
- газовый анализатор ALMA G2 (Pergam-Suisse AG, Швейцария).

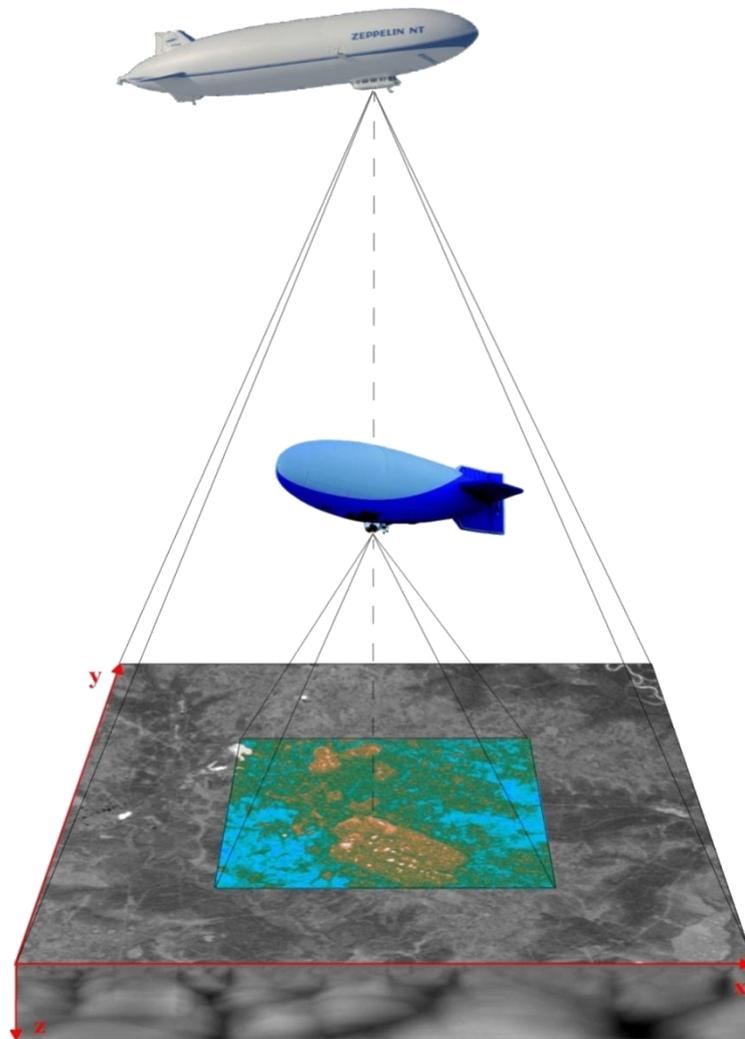


Рис.1. Схема разновысотной авиационной съемки на базе газового и теплового дирижабля, с построением объемной модели геологической среды

2. Создание технического регламента и развитие многоуровневой спектральной дирижабельной съемки в различных природных и техногенных условиях.

3. Разработка методики обработки и интерпретации авиационных снимков для получения непрерывной картины распределения эндогенного потока теплового излучения Земли, комплексной информации о пространственной и временной динамике спектральных параметров состояния растительности и почв в увязке с глубинным строением геологической среды.

4. Тестирование технологии на основе разновысотной авиационной дирижабельной съемки спектральной яркости различных территорий, с установлением круга решаемых задач.

Разрабатываемая инновационная технология предназначена для внедрения в различные области народного хозяйства: поиск и разведка нефти, газа, подземных вод и гидротермальных источников тепла; выявление источников техногенных катастроф; мониторинг подземных коммуникаций, нефте- и газопроводов; диагностика железных и автомобильных дорог; мониторинг акватории морей, рек и водоемов; определение мест утечек из подземных нефте- и газопроводов, резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов; диагностика подземных газовых и энергетических хранилищ; обнаружение несанкционированных скрытых свалок и очагов подземного самовозгорания на торфяниках и свалках; мониторинг линий электропередач.

Преимуществами предлагаемой технологии является информативность данных и высокая производительность работ, возможность изучения и анализа труднодоступных районов, относительная дешевизна при исследовании больших территорий, абсолютная экологическая чистота.

Литература

1. Аковецкий В.Г. Аэрокосмический мониторинг месторождений нефти и газа: учеб. пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 454 с.
2. Сухих В.И. Аэрокосмические методы в лесном хозяйстве и ландшафтном строительстве: учеб. для вузов. – Йошкар-Ола: МарГТУ, 2005. – 392 с.
3. Каримов К.М. и др. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 5. – С. 24–31.
4. Кокутин С.Н. Развитие дистанционного тепловизионного метода при геоэкологических исследованиях природных и техногенных систем. Автореф. канд. диссерт. – Екатеринбург, 2010. – 20 с.

СОПОСТАВЛЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.С. Ошлакова

Научный руководитель профессор Л.Я. Ерофеев

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

Ведение

Низкоомным называют пласт, при оценке нефтеносности которого по стандартной методике интерпретации геофизических данных возникают несоответствия в расчетном коэффициенте нефтенасыщенности по геофизическим данным и результатами опробования скважиной продукции. Такие коллекторы распространены на многих месторождениях Западной Сибири: Катальгинском, Онтонигайском, Западно-Катальгинском, Первомайском и Оленьем.

Исследования выполнены на примере Катальгинского месторождения. Оно расположено в центральной части Каймысовского свода. Здесь определение коэффициентов нефтенасыщенности низкоомных пластов по данным геофизических исследований скважин, вследствие аномально низкого сопротивления, представляет наибольшие трудности.

Источниками низких сопротивлений коллекторов выступает целый комплекс физико-химических и геологических факторов [1, 2, 6]:

- содержание и распространение глинистого компонента в породе;
- наличие электропроводящих минералов;
- особенности проявления переходных зон «нефть-вода»;
- текстура и структура породы;
- размер и форма зерен, слагающих породу;
- размер пор и их конфигурация;

- минерализация пластовых вод;
- расположение изучаемой структуры в близости от системы глубинных разломов, которые обеспечивают наличие макро- и микротрещиноватости коллектора.

По результатам исследований Ф.Я. Боркуна, А.В. Ежовой, И.А. Мельника и других, установлено, заметное влияние на электрическое сопротивление нефтенасыщенных коллекторов аутигенных электропроводящих минералов. Главным образом, пирита, марказита, гидроокислов железа и титанистых минералов, которые представлены, как отдельными минеральными видами, так и разными генерациями. Кроме того, перечисленные выше авторы связывают низкоомность коллекторов с высокой минерализацией пластовой воды [6].

В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников отмечают, что минералы группы монтмориллонита и смешанослойные образования гидрослюд обладают раздвижной кристаллической решеткой. При гидратации этих минералов (при взаимодействии с водой) молекулы воды могут входить в промежутки между элементарными слоями кристаллической решетки и существенно раздвигать их [1].

Недавние исследования (2006 г.) В.В. Семенова, В.Т. Питкевич, И.А. Мельник, К.И. Соколовой показали, что низкоомность коллектора не зависит от концентрации железа, а вызвана, вероятно, присутствием в пласте глинистого минерала гидрослюда (иллита, гидромусковита) [6].

По результатам анализа большого числа публикаций были приняты основные три причины, занижающие сопротивление коллектора [7]:

- малые толщины коллекторов и частое переслаивание песчаных и глинистых пород;
- большое содержание электропроводящих дисперсных глин;
- высокая минерализация пластовой воды.

Выявление в разрезах скважин низкоомных коллекторов

Важной задачей при интерпретации данных геофизических исследований скважин является разделение коллекторов нефтяных месторождений на продуктивные и непродуктивные. Из продуктивных пластов получают притоки нефти безводные или нефти с водой в различных соотношениях, а из непродуктивных – только притоки воды.

Определение удельного электрического сопротивления (УЭС) проводилось по индукционному методу, так как большинство пластов обладают мощностью менее 4 м [4]. По полученным данным были построены карта распределения УЭС по площади месторождения и палетка граничных значений для разделения пластов по характеру насыщенности. Палетка выполнена с помощью статистического способа, основанного на сопоставлении данных геофизических исследований скважин и результатов достоверных испытаний – притоков из скважин [3]. Она представляет собой зависимость УЭС от коэффициентов пористости K_p , на которой видно, что часть значений нефтенасыщенных пластов находятся в одной области с данными водонасыщенных коллекторов (рис.). По остальным точкам на палетке удалось провести линии «чистой воды» и «чистой нефти» и определить условный уровень водонефтяного контакта для типичных пластов $Ю_1^0 - 4,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Принимая во внимание граничное значение сопротивления и результаты опробования, было выявлено четкое распространение низкоомных коллекторов в восточной части месторождения. Граница, разделяющая низкоомные и типичные коллекторы, проходит через центральную часть залежи и делит ее практически пополам.

УЭС продуктивных коллекторов на изучаемом месторождении не превышает 10...12 Ом·м и в преобладающем числе случаев находится в пределах 4,0...6,0 Ом·м, снижаясь иногда до 3,0...3,5 Ом·м, а сопротивление водоносных пластов варьируется в пределах 2,5...3,5 Ом·м. Выполнено сравнение геолого-геофизических характеристик скважин с наличием в разрезе низкоомного коллектора и без него. Установлено, что при отличии в два раза расчетных сопротивлений, например, 9 и 4 Ом·м по результатам опробования пластов Ю₁⁰, получены практически одинаковые дебиты нефти и процент обводненности (3,9 и 4 т/сут; 2,5 и 2,2 % соответственно) [5].

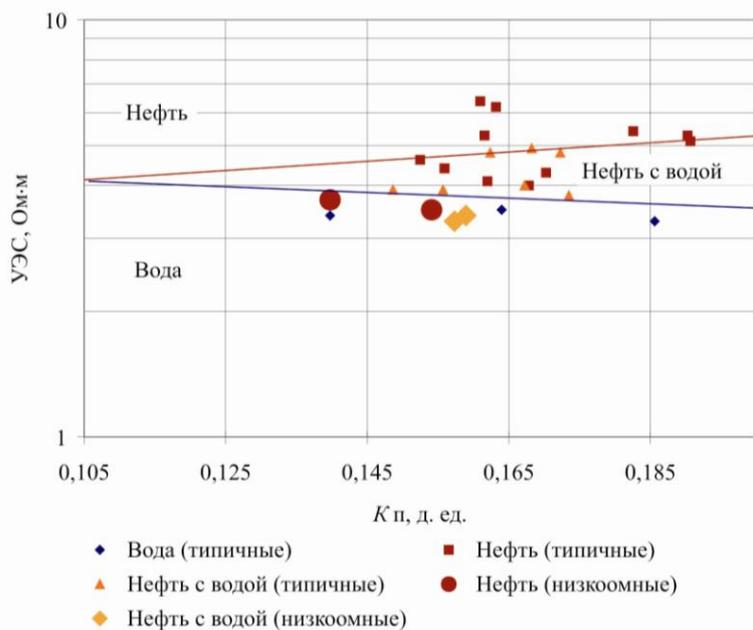


Рис.1. Палетка определения характера насыщения в координатах: удельное электрическое сопротивление – коэффициент пористости (20 скважин)

Сравнение значения УЭС пласта, рассчитанного различными способами

В связи с тем, что нефтенасыщенные пласты в части разрезов скважин имеют anomalно низкое сопротивление (по данным индукционного каротажа), то для уточнения правильности данных УЭС, оно рассчитывалось также с помощью изорезистивных палеток [4]. Для расчета УЭС по изорезистивной методике были выбраны скважины с низкоомными и типичными коллекторами мощностью более 4 метров. В каждой из скважин определялось сопротивление промывочной жидкости (ρ_c) по боковому каротажному зондированию (БКЗ) в мощных глинах и водонасыщенных пластах. При расчете УЭС пласта с помощью изорезистивных палеток по электрическим методам (БКЗ, боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), метод потенциал зонда (ПЗ)) определялись параметры: сопротивление пласта ρ_p ; отношение диаметров зоны проникновения D и скважины d , отношение сопротивлений зоны проникновения $\rho_{зп}$ и промывочной жидкости ρ_c .

Результаты расчетов приводятся в таблицах 1 и 2 и сводятся к следующему:

- по отношению диаметра зоны проникновения к диаметру скважины D/d и по отношению сопротивления зоны проникновения к сопротивлению промывочной жидкости $\rho_{зп}/\rho_c$ низкоомные пласты имеют средние значения между типичными нефте- и водонасыщенными коллекторами;

- при интерпретации всех имеющихся данных электрических методов получены близкие значения сопротивления пластов, как в низкоомных, так и в типичных коллекторах.

Таблица 1

Результаты расчета сопротивления по изорезистивной методике, Ом·м (40 скважин)

Коллекторы	$\rho_{п}$ (ИК)	$\rho_{п}$ (БКЗ, БК, ИК, ПЗ)	$\rho_{с}$ (БКЗ)	D/d	$\rho_{зп}/\rho_{с}$
Типичные	5,7	6,9	2,5	7,1	7,8
Низкоомные	4,2	5,3	3,0	6,9	5,6
Водонасыщенные	3,2	3,0	2,7	13,3	5,3

Таблица 2

Сопоставление результатов сопротивлений, определенных различными электрическими методами, Ом·м

Скважина №	$\rho_{п}$ (БКЗ, БК, ИК)	$\rho_{п}$ (БКЗ, БК, ПЗ)	$\rho_{п}$ (БКЗ)
Низкоомные			
349	4,6	4,6	4,8
363	4,4	4,7	4,7
Типичные			
508	7,5	7,5	7,9
346	7,3	7,8	7,3

Сопоставление фильтрационно-емкостных свойств и эксплуатационных параметров низкоомных и типичных коллекторов

Для корректной оценки нефтенасыщенности важно не только выделить низкоомные коллекторы в разрезе и объяснить причины их возникновения, но и проследить особенности получения из них притоков флюида. С этой целью производилось сопоставление следующих параметров: эффективных толщин нефтенасыщенных пластов, коэффициентов глинистости, коэффициентов нефтенасыщенности (определяемых при интерпретации данных геофизических исследований скважин) и коэффициентов продуктивности (полученных по данным опробования). Для анализа использован весь фонд скважин месторождения – более 300 скважин.

Установлено, что низкоомные коллекторы в сравнении с типичными имеют более низкие коэффициенты нефтенасыщенности, меньшие эффективные нефтенасыщенные толщины, но близкие коэффициенты продуктивности.

Сопоставление низкоомных и типичных пластов производилось по глинистости, которая была оценена по данным гамма каротажа и метода самопроизвольной поляризации. По гистограммам распределения коэффициентов глинистости видно, что низкоомные коллекторы являются более глинистыми, то есть одной из возможных причин низкоомности коллектора может выступать глинистость.

Для уточнения гипотезы, что из коллекторов с более плохими коллекторскими свойствами и низкими сопротивлениями получают притоки, соответствующие типичным коллекторам, проведен сравнительный анализ результатов интерпретации методов промыслово-геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений, а именно – гидродинамической расходомерии. Сравнивались результаты работающих толщин с коэффициентами глинистости. Подтвердилось, что из

низкоомных пластов получены промышленные притоки при большей глинистости, чем у типичных коллекторов.

Заключение

В результате выполненной работы произведен анализ геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов. Сопоставлены их фильтрационно-емкостные и эксплуатационные параметры. Выполнено определение различными способами степени насыщения низкоомных коллекторов и выявлено, что значение рассчитанного сопротивления от способа определения не зависит. Показано, что низкоомные коллекторы в сравнении с типичными пластами имеют более низкую пористость и значительную глинистость. Несмотря на более высокие коэффициенты глинистости низкоомных коллекторов, их притоки не отличаются от типичных, поэтому главным фактором, контролирующим сопротивление низкоомной части разреза, является глинистость, что обусловлено электропроводностью глинистых минералов.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368 с.
2. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
3. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 216 с.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2003. – 201 с.
5. Ошлакова А.С., Суржанская Л.А. Определение степени достоверности измерений сопротивлений низкоомных коллекторов (Западная Сибирь) // Сборник докладов X научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами». – М.: ЗАО «Издательство Нефтяное хозяйство», 2010. – С. 53.
6. Семенов В.В., Питкевич В.Т., Мельник И.А., Сокова К.И. Исследование низкоомных коллекторов с использованием данных кернового материала и НКТ // Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 42–47.
7. Тоби Д. Практические аспекты геофизических исследований скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАФТИДОГЕНЕЗА ЮРСКИХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО ЯМАЛА С.А. Попов

Научный руководитель профессор В.И. Исаев
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Модель генерации и эмиграции углеводородов

Модель генерации и эмиграции построена на основе данных Rock-Eval [6] и термодинамических уравнений, с учетом моделей А.Г. Арье [1] и В.Ф. Симоненко [5]. Граничные условия и описание параметров модели приведены в работе [4]. Начальная масса рассеянного органического вещества (РОВ) «нефтяного» (Γ_{0H}) и «газового типа» (Γ_{0G}) в начале диагенеза определяется:

$$\Gamma_{0H} = n_o^N S_1 \sigma_{\text{НГМТ}}$$

$$\Gamma_{0G} = \Gamma_0 - \Gamma_{0H} - \Gamma_{\text{ОСТ}} = S_2 K n_o^N \sigma_{\text{НГМТ}} \frac{HI}{100 C_{\Gamma} S_1} - (n_o^N S_1 + n_o^K S_2) \sigma_{\text{НГМТ}}$$

где Γ_0 , Γ_{0G} , Γ_{0H} – начальная масса РОВ, кг/м³; S_1 и S_2 – соответственно, реализованный и остаточный потенциал генерации, кг/т; HI – водородный индекс, кг/т; K – пересчетный коэффициент С.Г. Неручева (диагенетические потери); $\sigma_{\text{НГМТ}}$ – плотность нефтегазоматеринской толщи (НГМТ), т/м³; n_o^N и n_o^K – открытая пористость (в нача-

ле и конце формирования разреза), отн.ед.; C^T – содержание органического углерода в РОВ, %.

Прирост *генерации* от времени ($\Delta\Gamma/\Delta t$, кг/м³млн.л) для N комплексов в энергетическом спектре (E_i) генерации УВ определяется:

$$\left(\frac{\Delta\Gamma}{\Delta t}\right)_{r \rightarrow 0} = \left(\sum_{j=1}^N \frac{\varepsilon \cdot \Delta t_i}{k_{ji} \mathbf{E}_{i-1}}\right)_{E_{своб} \leq E_{акт}} + \left(\sum_{j=1}^N \frac{\varepsilon \cdot \Delta t_i}{k_{ji} \mathbf{E}_i}\right)_{E_{своб} > E_{акт}} \quad \text{при } n=1 \text{ (газ),}$$

$$\left(\frac{\Delta\Gamma}{\Delta t}\right)_{r \rightarrow 0} = \left(\sum_{j=1}^N \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \Delta t_i}{k_{ji} \mathbf{E}_{i-1}}}\right)_{E_{своб} \leq E_{акт}} + \left(\sum_{j=1}^N \sqrt{\frac{\varepsilon \cdot \Delta t_i}{k_{ji} \mathbf{E}_i}}\right)_{E_{своб} > E_{акт}} \quad \text{при } n=2 \text{ (нефть + газ),}$$

где r – функция расхода РОВ; n – порядок реакции; ε – эффективная скорость генерации (размерность зависит от порядка реакции); k_{ji} – константа реакции j -ых комплексов для i -го и/или $(i-1)$ -го аттрактора (режима локально-равновесного состояния термодинамической системы).

Плотность *эмиграции* водорастворенных ($G_{раств}$) и свободнофазных ($G_{своб}$) УВ определяется:

$$G_{раств} = \sum_{mS_{ed}} \Delta W C_i, \quad G_{своб} = \sum_{h_3} \Delta W \left(\frac{\Delta\Gamma}{\Delta t} - C_i\right)$$

где m – «макрореактор» (эффективная нефтегазопроизводящая мощность), м; h_3 – объем каналов эмиграции, м³; ΔW – объем эмигрирующего флюида, м³; C_i – текущая концентрация УВ, кг/м³; S_{ed} – единичная площадь НГМТ.

Как при тестировании, так и при апробации параметры Rock-Eval [7] разных типов РОВ не менялись. Тип РОВ обозначен римскими цифрами.

Результаты тестирования модели

Тестовые модели, при прочих равных условиях, различались значениями начальной массы РОВ. По результатам моделирования в условиях равномерного погружения НГМТ во времени (рис.1) получены аппроксимирующие зависимости для интенсивности генерации (рис.2) и интенсивности эмиграции УВ (рис.3), без учета компонентного состава и вторичных изменений продуктов. Начало отсчета соответствует началу осадконакопления в тестовом разрезе.

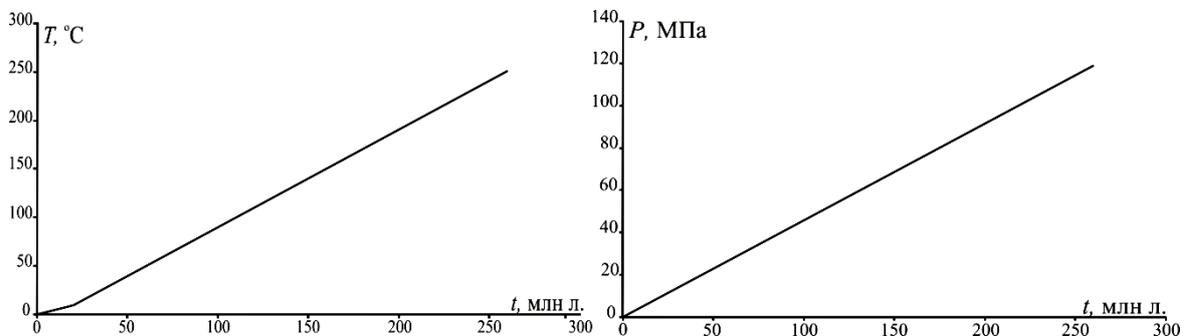


Рис. 1. Термодинамика тестового разреза: температура (слева) и давления (справа)

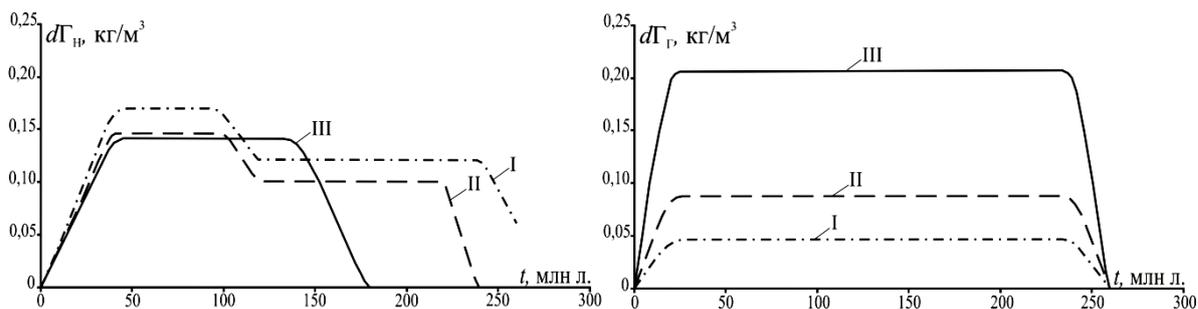


Рис. 2. Тестовое моделирование процессов генерации нефти (dG_H) и газа (dG_G).

Типы РОВ: I – аквагенное; II – смешанное; III – террагенное

Из графиков на рис.1-3 вытекает следующее:

1. Длительность процесса генерации «нефтяных» УВ (рис.2, слева) увеличивается в ряду *террагенное РОВ – смешанное РОВ – аквагенное РОВ*, что, вероятно, связано с ростом в этом ряду концентрации липидных компонентов [2].

2. Нефтегенерационный потенциал реализуется полностью при температуре: III тип – 170°C, II тип – 230°C, I тип >250°C.

3. Для смешанного и аквагенного типов РОВ график интенсивности генерации нефти – двухступенчатый, для террагенного – одноступенчатый. При генерации газа подобных отклонений нет. Вероятная причина – *неоднородность* энергетических свойств и состава РОВ I и II типа, представленных в разрезе.

4. Нелинейное соотношение эмиграции нефти (рис.3,слева) и генерации нефти (рис. 2, слева) отражает влияние реакционного объема пористости НГМТ. Эмиграция газа почти линейно связана с интенсивностью генерации (рис.2-3, справа).

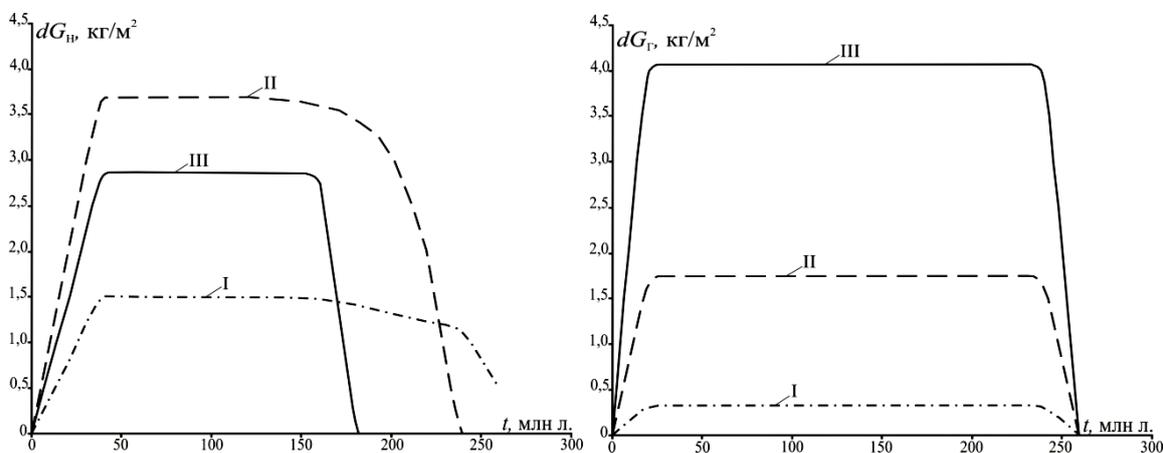


Рис. 3. Тестовое моделирование процессов эмиграции нефти (dG_H) и газа (dG_G)

Результаты моделирования юрских комплексов Южного Ямала

Объекты апробации – НГМТ, вскрытые скважинами в разрезе одного из участков на Южном Ямале (рис.4): джангодская свита (J_1jng , III тип РОВ), тюменская свита (J_2tm , II тип РОВ) и даниловская свита (J_3-K_1dn , I тип РОВ).

Термодинамическая реконструкция трех разновозрастных НГМТ Южного Ямала приведена на рис. 5, а на рис. 6 и 7 – результаты моделирования интенсивности нафтидогенеза.

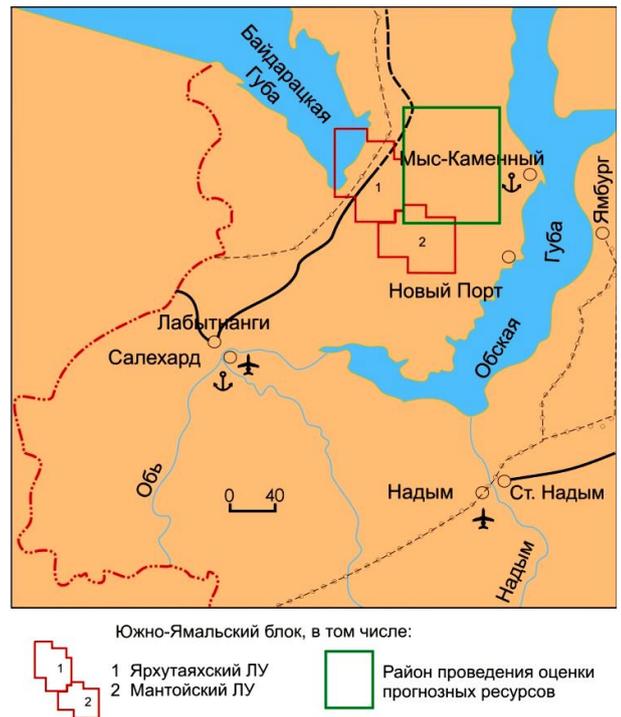


Рис. 4. Обзорная схема положения участка исследований.

Анализ рисунков 5-7 позволяет сделать следующие выводы:

1. В сравнении с балансовой моделью нефтидогенеза (баженовской свиты) А.Э. Конторовича [3], на рис. 6 и 7 зональность нефтидогенеза прослеживается при более низких термобарических условиях. Для *даниловской* свиты верхняя зона генерации газа (ВЗГ) охватывает период от начала осадконакопления до конца формирования танопчинской свиты (K_{1tn}) – $T = 30...60^{\circ}C$; главная зона нефтеобразования (ГЗН) – с конца формирования марресалинской свиты (K_{1-2mr}) до современного разреза (Q) – $T = 65...70^{\circ}C$. Температуры начала интенсивной генерации нефти и газа в тюменской и джангодской свитах также отличаются пониженными значениями (на $10...15^{\circ}C$).

2. Эмиграция нефти запаздывает по отношению к генерации. Эмиграция усиливается за счет свободной фазы при достижении предельно допустимой концентрации УВ. После прекращения генерации процесс подпитки ловушек нефтью, вероятно, прерывается не сразу. Линейная зависимость между генерацией и эмиграцией газа (рис.6,7 справа) – результат более высокой миграционной способности газов.

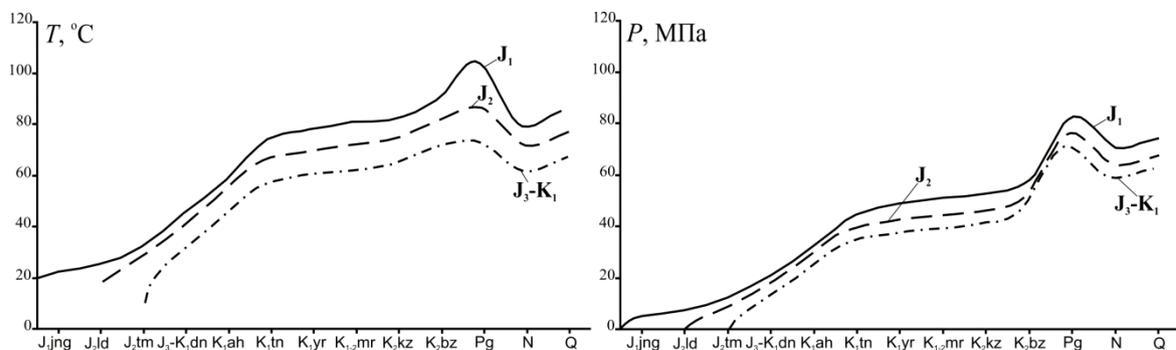


Рис. 5. Палеотемпературная (слева) и динамическая (справа) реконструкция трех разновозрастных НГМТ в разрезе Южного Ямала

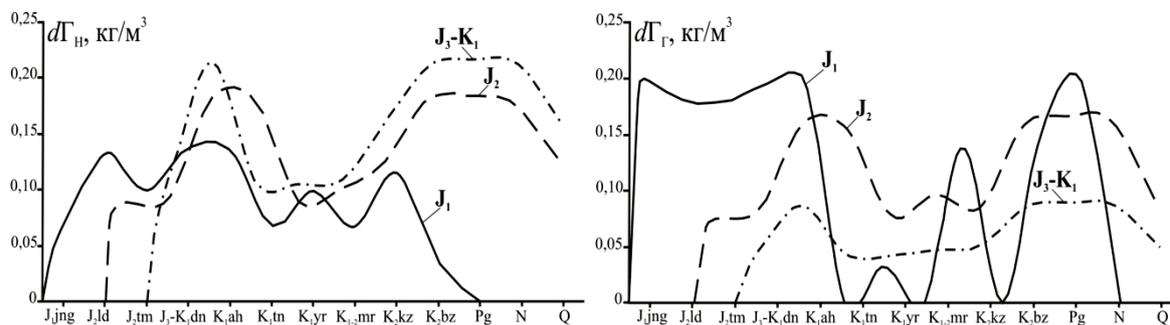


Рис. 6. Моделирование процессов генерации нефти (dG_H) и газа (dG_T) для условий разреза Южного Ямала

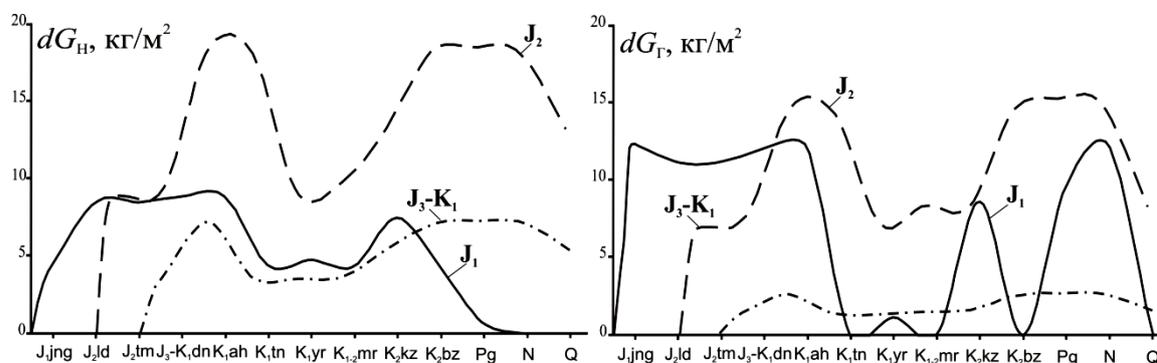


Рис. 7. Моделирование процессов эмиграции нефти (dG_H) и газа (dG_T) для условий разреза Южного Ямала

Выводы

Разработана модель нафтидогенеза и проведена ее апробация на трех нефтегазоматеринских свит (с разным типом) РОВ Южного Ямала. Получено соответствие результатов моделирования основным параметрам классической балансовой модели А.Э.Конторовича. Возможно, что из-за содержащихся в образцах породы катализаторов (параметры Rock-Eval), снижены геотермические барьеры фаз интенсивной генерации УВ.

Литература

1. Арье А.Г. Генерация и первичная миграция углеводородов в глинистых нефтегазоматеринских толщах // Геология нефти и газа. – 1996. – № 7. – С. 4-11.
2. Борукаев Г.Ч., Полякова И.Д. Генерация и деструкция микронепфти на больших глубинах // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 4. – С. 518–524.
3. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженновской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
4. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
5. Симоненко В.Ф. Методика исследования поровых растворов при изучении процессов нефтегазоаккумуляции // Поровые растворы в геологии (методические разработки). – Минск: Наука и техника, 1980. – С. 75–154.
6. Akande S.O., Ojo O.J., B.D. Erdtmann, M. Hetenyi. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria // The Pacific Journal of Science and Technology. – 2009. – V. 10. – pp. 614–628.
7. Tissot B. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. – 2003. – Vol. 58. – No. 2. – pp. 183-202.

**ПРИЧИНЫ АНИЗОТРОПИИ МАГНИТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ЗОЛОТОРУДНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЕРТОВО КОРЫТО»
(ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)**

С.В. Соколов

Научный руководитель доцент Ю.В. Колмаков

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

Введение

В горных породах различают слоисто-структурную, кристаллографическую и текстурную анизотропию магнитных свойств [6]. Первая обусловлена существенным различием магнитной восприимчивости (α) слоев породы и может влиять на направление вектора остаточной намагниченности (J_n) при высоких значениях α .

Кристаллографическая анизотропия возникает при расположении осей лёгкого намагничивания кристаллов вдоль намагничивающего поля. Это может происходить, например, в процессе медленного роста кристаллов ферромагнетика. В результате вектор намагниченности будет отклоняться в сторону доминирующего направления лёгких осей.

Текстурная анизотропия связана с упорядоченным расположением неизометричных зерен ферромагнетика в горных породах за счёт влияния формы вмещающего пространства. Для осадочных пород текстурная анизотропия неизбежна [6], поэтому для месторождений, локализуемых в соответствующих толщах, следует обязательно учитывать текстурную анизотропию. Она может существенно влиять на ориентировку вектора намагниченности и, в конечном итоге, полностью определять структуру магнитных аномалий, особенно в случае высоких значений фактора Кенигсбергера.

Исследования в области анизотропии магнитных свойств (АМС) не получили в нашей стране широкого развития и сегодня отмечаются лишь единичными публикациями [5]. Зарубежных работ в этом направлении значительно больше. Высокая геологическая информативность АМС позволяет решать задачи магнитостратиграфии, корректировки направления древнего магнитного поля, геодинамики [7, 8 и др.], представляя интерес для широкого круга исследователей. В прикладном варианте, при петрофизическом изучении рудных месторождений исследования АМС практически не проводятся как в России, так и за рубежом. При этом опыт математического моделирования магнитных полей золоторудных месторождений показывает, что лишь введение анизотропных параметров среды позволяет получить удовлетворительную сходимость наблюдаемых и расчётных аномалий [3].

В данной работе, на основе сопоставления ориентировки вектора J_n со структурно-морфологическими системами сульфидных выделений в образцах пород месторождения Чертово Корято и их изучения под микроскопом, рассматривается пространственное распределение магнитных свойств и устанавливаются причины их анизотропии.

Геологическое строение месторождения «Чертово Корято»

Руды месторождения «Чертово Корято» развиты в нижнепротерозойских терригенно-осадочных отложениях михайловской свиты с содержанием углеродистого вещества до 2%. Метапесчаники и метаалевролиты составляют до 90% объёма вмещающих пород и по степени преобразований отвечают начальным изменениям эпидот-амфиболитовой фации регионального метаморфизма [2].

Главными рудными минералами являются пирит, пирротин, арсенопирит, в меньших количествах встречаются галенит, сфалерит, халькопирит. Основная масса сульфидов в форме вкрапленников и прожилков сосредоточена в апосланцевых ме-

тасоматитах, тыловые зоны которых отвечают березитовой формации. Золото чаще встречается в кварце.

Пологая структура, вмещающая рудную залежь месторождения, приурочена к ядерной части субширотной Михайловской синклинали и на востоке месторождения сочленяется с рудоподводящим крутопадающим разломом [2]. Оба нарушения погружаются на запад-юго-запад под углами $15-20^\circ$ и 60° соответственно.

Методика исследований

Изучение вектора остаточной намагниченности пород месторождения проводилось на астатическом лабораторном магнитометре МАЛ-036 по стандартной методике на равном удалении от верхнего и нижнего магнитов чувствительной системы магнитометра. Исследование анизотропии магнитной восприимчивости проводилось на образцах пород месторождения путём их поворота относительно магниточувствительной системы магнитометра с шагом 20° . На каждом шаге поворота проводились стандартные процедуры измерения, позволяющие определить α_x , α_y и α_z . В этих же образцах изучалась ориентировка длинных осей зерен пирротина в сульфидных агрегатах для сопоставления их с направлением легкого намагничивания.

Исследование зависимости направления остаточной намагниченности пород от ориентировки вкрапленников, микропрожилков и прожилков, образующих в породах структурно-морфологические системы сульфидных выделений, проводились по следующей методике. В координатах образца по уравнению плоскости [1] рассчитывались нормали n к поверхностям, ограничивающим микропрожилки и прожилки, а также к плоскостям сланцеватости, вдоль которых развивались вкрапленники сульфидов. При измерении J_n системы координат образца и магнитной лаборатории совмещались. Углы между J_n и рассчитанными нормальями ($n^{\wedge}J_n$) вычислялись по формуле скалярного произведения векторов.

Фактический материал

Результаты по исследованию зависимости направления остаточной намагниченности от распределения сульфидной минерализации в образце показаны в таблице.

В тех образцах (С199-36.8, С83-152.0, С75-99.8, С 74-39.6, С199-66.0), где проявлена одна структурно-морфологическая система сульфидных выделений (в дальнейшем просто система) $n^{\wedge}J_n$ близок к 90° . Когда в одном образце содержится несколько систем – J_n может не совпадать ни с одной из них. Надо полагать, это происходит из-за суммирования компонентов вектора J_n , принадлежащих разным системам, поэтому результирующий вектор не совпадает ни с одной из них, но отклоняется в сторону той, чей вклад больше.

В общей намагниченности пород месторождения остаточная составляющая значительно превосходит индуцированную – фактор Кенигсбергера изменится от 2.0 до 34.7 при среднем значении и стандартном отклонении 10.7 и ± 9.2 соответственно.

В системе координат аншлифа С194-169.0 (рис. 1, А) поверхность сульфидной жилы совпадает с плоскостью ХУ. Координатные проекции (в условных единицах) $J_{nx} = +8.3$, $J_{ny} = -40.6$, $J_{nz} = -1$, что определено указывает на то, что вектор J_n так же лежит в плоскости ХУ. Максимальное значение α достигается при таком повороте образца, когда вектор J_n наилучшим образом совпадает с намагничивающим полем (его наклонение на широте лаборатории составляет 74°). Примечателен факт появления отрицательных значений α , который подтвердился повторными наблюдениями.

Закономерное распределение вкрапленных агрегатов пирротина в форме тонких линзочек по горизонтально проявленной сланцеватости хорошо прослеживается в ан-

шлифе С303-39.2. Под микроскопом видно, что весь агрегат вытянут в одном направлении с длинными осями кристаллов пирротина, образуя с осью X угол около 30° (рис. 2, Б).

Таблица

Сопоставление ориентировок сульфидных прожилков и остаточной намагниченности в образцах

№ Образца (кол-во систем)	№ системы	$n^{\wedge}J_n$, градусы	№ Образца (кол-во систем)	№ системы	$n^{\wedge}J_n$, градусы
С199-102.9 (3)	№1	131	С198-32.1 (2)	№1	145
	№2	108		№2	35
	№3	81	С199-36.8 (2)	№1	89
С199-51.2 (2)	№1	91		№2	68
	№2	104	С198-126.2 (2)	№1	60
С199-36.8 (1)	№1	89		№2	61
С83-152.0 (1)	№1	87	С199-66.0 (1)	№1	82
С305-106.6 (3)	№1	113	С198-59.9 (3)	№1	89
	№2	77		№2	102
	№3	88		№3	88
С75-99.8 (1)	№1	99	С301-116.6 (3)	№1	76
С74-39.6 (1)	№1	78		№2	84
				№3	76

Проекция вектора остаточной намагниченности на координатные оси (рис. 2, А) $J_{nx} = -4.7$, $J_{ny} = -3.9$, $J_{nz} = +0.2$. Очевидно, что вектор J_n лежит в горизонтальной плоскости (плоскости сланцеватости), образуя с осью X угол около 40° (рис. 2, В), близкий к наиболее распространенной ориентировке кристаллов пирротина.

Влияние фактора размагничивания, вероятно, настолько велико, что оно наблюдалось непосредственно в ходе эксперимента по исследованию анизотропии – в определенных положениях образца относительно чувствительной системы астатического магнитометра наблюдались отрицательные значения кажущейся магнитной восприимчивости (рис. 1, Б).

Обсуждение

Результаты проведенных экспериментов показывают, что в исследованных образцах соблюдается коллинеарность вектора J_n и линии легкого намагничивания, определяемой преимущественным направлением длинных осей пирротина – единственным направлением намагничивания в этом минерале [4]. По всей видимости, рост уплощенных и вытянутых кристаллов пирротина происходил параллельно поверхностям трещин. В образовавшихся вкрапленниках, прожилках и микропрожилках под воздействием фактора размагничивания появилась значительная анизотропия магнитных свойств.

Таким образом, форма вмещающего руды пространства предопределила ориентировку осей лёгкого намагничивания кристаллов пирротина и, как следствие, направление вектора J_n и максимальной способности намагничиваться, что проявилось в виде текстурной магнитной анизотропии.

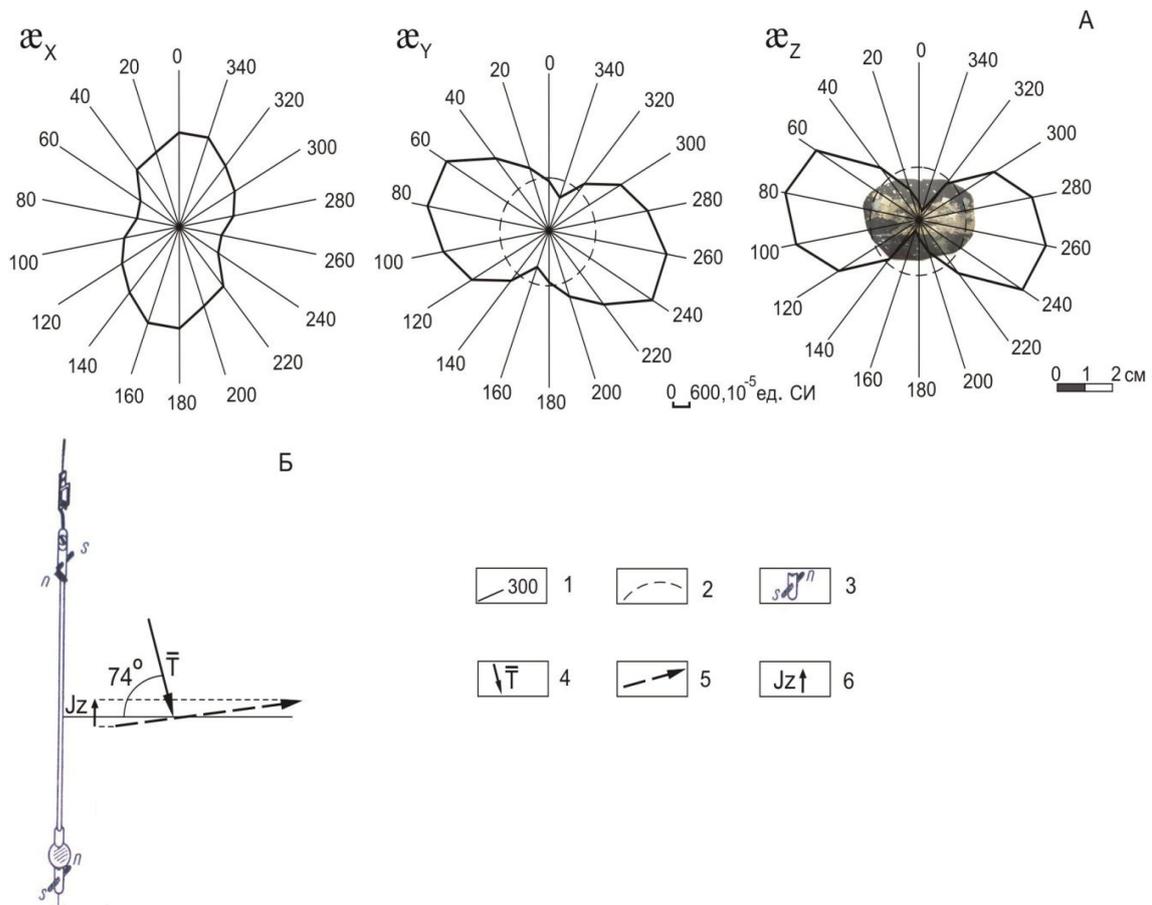


Рис. 1. Влияние сульфидных прожилков на магнитную анизотропию (А), интерпретация отрицательных значений кажущейся магнитной восприимчивости (Б, см. по тексту): 1 – угол поворота образца; 2 – нулевая линия кажущейся магнитной восприимчивости; 3 – элемент чувствительной системы магнитометра; 4 – 6 – направления: магнитного поля Земли (4), легкого намагничения образца (5), вертикальной составляющей индуктивной намагниченности (6)

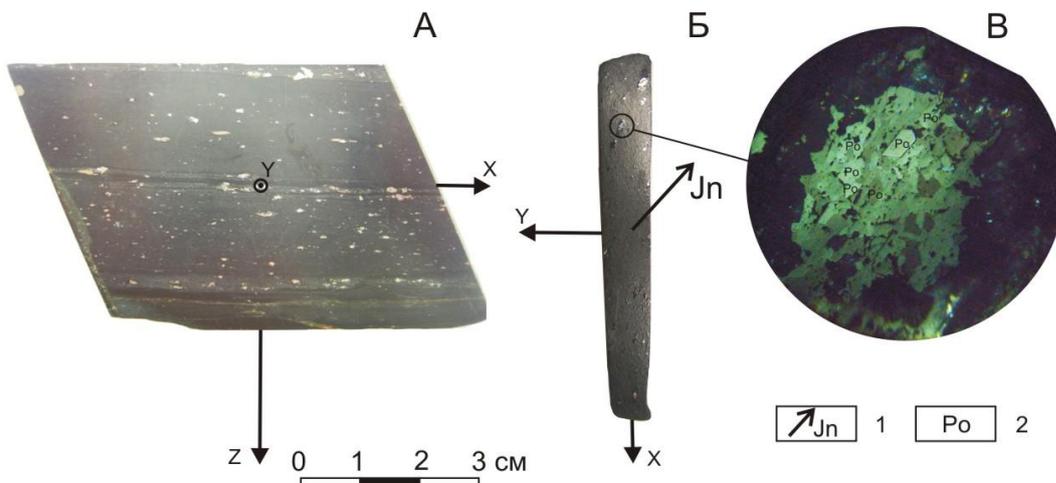


Рис. 2. Сульфидная минерализация по сланцеватости и ее намагниченность: вид пирротиновых агрегатов в различных координатных плоскостях (А, Б) и под микроскопом при увеличении в 160 раз (В): 1 – направление остаточной намагниченности; 2 – кристаллы пирротина

Литература

1. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров – М.: Наука, 1977. – 832 с.
2. Кучеренко И.В., Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верхозин А.В. Структурно-динамическая модель золоторудных месторождений, образованных в несланцевом и черносланцевом субстрате. Ч.2. Месторождение Чертово Корято (Патомское нагорье) // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 314. – № 1. – С. 23–38.
3. Лебедь Т.В., Пашкевич И.К., Елисеева С.В. Трехмерная магнитная модель Сурожского золоторудного месторождения // Геофизический журнал. – 2006. – Т. 28. – № 6.
4. Новиков Г.В., Егоров В.К., Соколов Ю.А. Пирротиниты: (кристаллическая и магнитная структура, фазовые превращения). – М.: Наука, 1988. – 184 с.
5. Шашканов В.А., Дубровин П.В., Дубровина Л.Ю., Петров И.Н., Смирнов А.В. Магнитная анизотропия осадочных горных пород как источник палеомагнитной информации // Физика Земли. – 2002. – № 5. – С. 71–81.
6. Храмов А.Н., Шолпо Л.Е. Палеомагнетизм. – Л.: Недра, 1967. – 252 с.
7. Chadima M., Hroudá F., Melichar R. Magnetic fabric study of the SE Rhenohercynian Zone (Bohemian Massif): Implications for dynamics of the Paleozoic accretionary wedge // Tectonophysics. – 2006. – V. 418. – pp. 93–109.
8. Raposo M.I.B., D'Agrella-Filho M.S., Siqueira R. The effect of magnetic anisotropy on paleomagnetic directions in high-grade metamorphic rocks from the Juiz de Fora Complex, SE Brazil // Earth and Planetary Science Letters. – 2003. – V. 209. – pp. 131–147.

СТУДЕНТЫ

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ КАРБОНАТИЗАЦИИ ПОРОД НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**А.А. Беспалов, П.В. Тен**

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

В геофизических разрезах месторождений углеводородов Западной Сибири широко распространены прослои карбонатизированных песчаников, выделяемые при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) как плотные породы. Эти образования отличаются определенной геофизической характеристикой, которую можно рассматривать как признак карбонатизации. Важно исследовать, какое отношение имеет этот процесс к локализованным в разрезах нефтяным залежам.

Излагаются результаты изучения карбонатизированных пород по данным геофизических исследований скважин. Был изучен нижнемеловой-верхнеюрский разрез нефтяных месторождений Нюрольского и Каймысовского нефтегазоносных районов (НГР) Западной Сибири (Томская область). Продуктивный горизонт Ю1 локализован в верхнеюрских терригенных отложениях васюганской свиты. Выше размещены битуминозные аргиллиты баженовской свиты, являющиеся покрывкой и геофизическим репером регионального статуса.

Использованы данные ГИС: гамма-каротажа (ГК), каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), каротажа самопроизвольной поляризации (ПС), бокового электрического каротажа (БК).

Принята следующая модель отражения в геофизических параметрах процессов карбонатизации: повышение показаний БК и НКТ и понижение показаний ГК, а также (слабое) ПС. Судя по приведенной модели карбонатизации, проблемы выделения карбонатизированных пород по данным ГИС заключается в том, что признаки карбонатов и песчаников среди глинистого разреза схожи, различие заключается лишь в интенсивности изменения геофизических параметров. В связи с этим для выделения карбонатизированных пород измеренные показания ГИС были нормализо-

ваны по схеме вычисления α ПС (для юрского разреза) или с учетом среднего и стандартного отклонения (для мелового разреза).

Различные геофизические параметры в результате нормализации являются безразмерными и изменяются в одних и тех же пределах. В качестве кривой сравнения взята кривая ПС (α ПС), поскольку этот параметр слабее всего реагирует на карбонатизацию.

Результаты проведенных исследований приведены на рис. 1-3 и кратко сводятся к следующему.

1. Процессы карбонатизации широко развиты в изученных разрезах. Карбонатизация проявляется как локально, в виде отдельных слоев (2757,5-2758 м на рис.1), так и в рассеянной форме. Локально карбонатизация развивается преимущественно по породам-коллекторам и была выделена при стандартной интерпретации данных ГИС как плотные песчаники. Рассеянная карбонатизация может быть выявлена только при нормировании показаний методов ГИС. Карбонатизация коллекторов, как правило, ухудшает их фильтрационно-емкостные свойства; карбонатизация глинистых образований, проявляясь в изменении их геофизической характеристики, по-видимому, существенно не влияет на их изоляционные свойства.



Рис. 1. Интервалы карбонатизации пород васюганской свиты (стрелки сплошной линией) по результатам интерпретации геофизических исследований скважины.

Приведены нормированные значения показаний ГИС. Значения НКТ умножены на -1

2. Карбонатизация сопровождается перераспределением в породах радиоактивных элементов, образованием областей повышенной радиоактивности (показаний ГК) на фронте карбонатизации без существенного изменения других геофизических параметров (например, интервал 2792-2802 м рис.1). В разрезе баженовской свиты это явление выражается в смещенности аномалий ГК и БК друг относительно друга.

3. В разрезе васюганской свиты (рис.1) интенсивность карбонатизации возрастает в направлении к нефтенасыщенному пласту Ю1-2 и перекрывающим его аргиллитам баженовской свиты, являющейся в Западной Сибири региональным флюидоупором. На границах пласта (граница углеводородной и водной среды) развита локальная карбонатизация по коллектору.

В свою очередь, в аргиллитах баженовской свиты карбонатизация развита с подошвенной стороны, то есть со стороны нефтеносного пласта (рис.2). Этот процесс существенно изменяет базовые характеристики аргиллитов баженовской свиты – еще больше увеличивает удельное электрическое сопротивление (по показаниям БК) и понижает естественную радиоактивность (показаниям ГК). Из-за разнонаправленности влияния карбонатизации на эти параметры в их корреляционной зависимости появляется раздвоенность (рис.2), которая является признаком нефтеносности разреза и не проявляется за пределами месторождений [1].

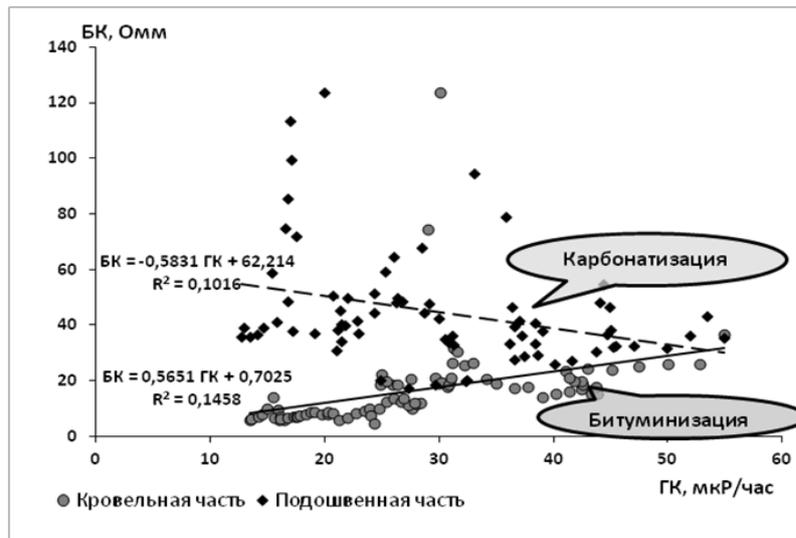


Рис. 2. «Раздвоение» корреляционной зависимости между базовыми геофизическими параметрами аргиллитов баженовской свиты при наложении процессов карбонатизации.

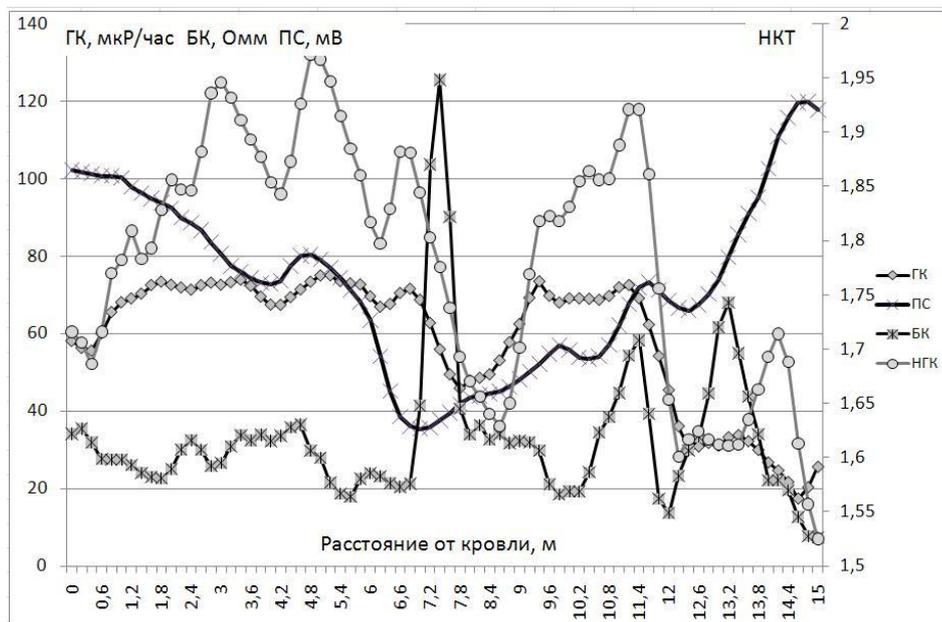


Рис. 3. Аномальные физические свойства аргиллитов баженовской свиты в одном из разрезов нефтяного месторождения Каймысовского НГР.

В одном из изученных разрезов выявлены аномальные свойства аргиллитов баженовской свиты (рис. 3). Судя по интенсивной (60-80 мВ) отрицательной аномалии ПС, аргиллиты в этом разрезе являются коллектором и потенциально могут

вмещать нефтегазовую залежь. Изменение других геофизических параметров в границах аномалии ПС (понижение естественной радиоактивности и повышение удельного электрического сопротивления) показывает, что коллектор развивается по карбонатизированным породам.

Таким образом, результаты проведенных исследований показывают широкое развитие постседиментационных процессов на месторождениях углеводородов, их взаимосвязанность с нефтеносностью разрезов и положением регионального флюидоупора – аргиллитов баженовской свиты. Возможно, что и аномально высокая радиоактивность баженовской свиты, наблюдаемая, как правило, в кровельной ее части, является результатом карбонатизации пород юрского разреза, сопровождающейся выносом радиоактивных элементов. Карбонатизированные аргиллиты баженовской свиты могут быть потенциальными коллекторами.

Литература

1. Номоконова Г.Г., Гарус П.И., Коровин М.О. Эпигенетические изменения на месторождениях углеводородов по геофизическим данным /Геофизические методы при разведке недр. Под редакцией Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 184-187 с.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АРГИЛЛИТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ПРОДУКТИВНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕРХНЕЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Ф.А. Бурков

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова

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

Битуминозные аргиллиты баженовской свиты являются региональной покровной для месторождений верхнеюрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири и в то же время – регионально проявленным отражающим сейсмическим горизонтом и геофизическим репером в разрезах скважин. Это обусловлено, в первую очередь, битуминозностью аргиллитов свиты и связанные с битуминозностью их гидрофобностью, пониженными плотностью и скоростью сейсмических волн и аномально высокими радиоактивностью и удельным электрическим сопротивлением. В связи с высокой функциональной нагруженностью баженовской свиты важно выяснить – отражается ли в ее геофизических параметрах продуктивность ниже размещенных нефтяных залежей?

Эта задача решалась на примере месторождения Каймысовского нефтегазоносного района (Томская область), нефтеносность которого связана с горизонтом Ю1. Используются данные геофизических исследований скважин: гамма-каротажа (ГК), акустического каротажа (АК), нейтронного гамма-каротажа (НГК), каротажа самопроизвольной поляризации (ПС), бокового электрического каротажа (БК). Для исследования взяты разрезы трех скважин с разной нефтеносностью пласта Ю1-2: скважина 212 с промышленным притоком нефти, скважина 192 с непромышленным притоком нефти и скважина 213 за пределами месторождения (контур нефтеносности).

Результаты исследований приведены в таблице и на рис. 1-3 и кратко сводятся к следующему.

1. Аргиллиты баженовской свиты являются наиболее аномальным с геофизической точки зрения геологическим образованием изученных разрезов. В наибольшей степени отличаются аргиллиты баженовской свиты от подстилающих и перекрывающих их песчано-глинистых пород васюганской и куломзинской свит по пока-

казаниям ГК и БК (рис.1), в меньшей степени – по показаниям АК и НГК (положительными аномалиями). В изученных разрезах показания каротажа ПС против аргиллитов баженовской свиты мало отличается от таковых против других глинистых образований разреза.

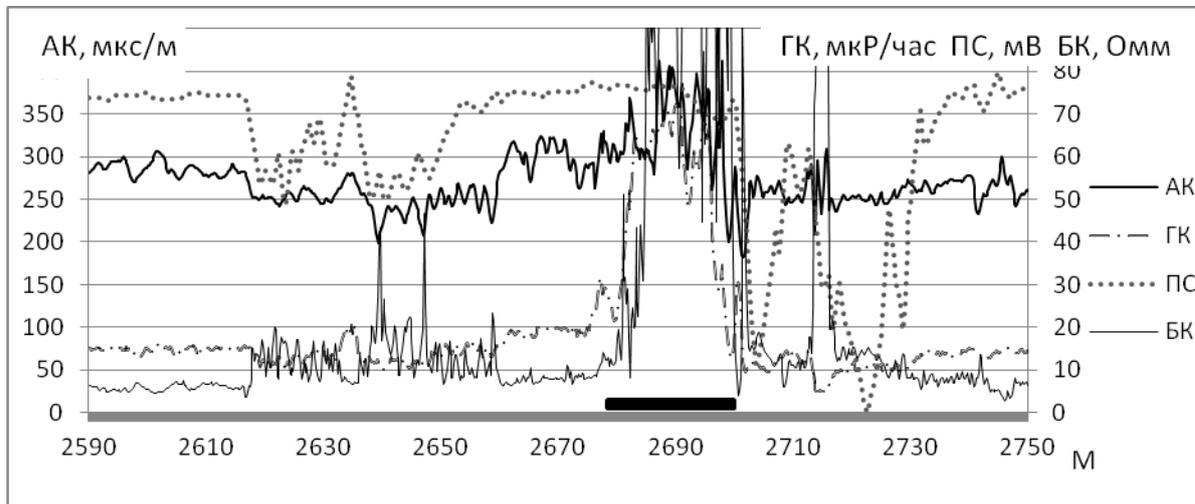


Рис. 1. Геофизическая характеристика разреза продуктивной скважины в окрестности баженовской свиты (2677-2698 м глубины)

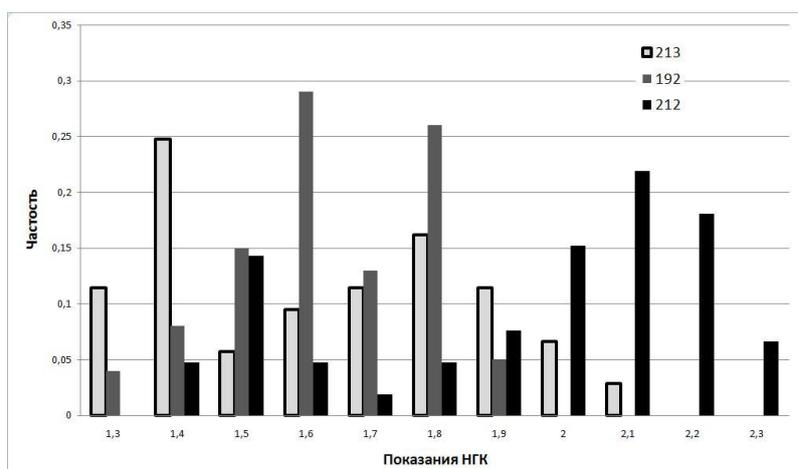


Рис. 2. Распределение значений показаний нейтронного гамма-каротажа против аргиллитов баженовской свиты в разрезах с разной продуктивностью пласта Ю1.

По показаниям акустического каротажа граница баженовской свиты с васюганской более резкая, чем с куломзинской (рис.1), так что отражающий горизонт «Па» (подошва баженовской свиты) является более энергетически выраженным по сравнению с горизонтом «Б» - кровля баженовской свиты и граница юры и мела.

В наибольшей степени аргиллиты баженовской свиты в изученных разрезах отличаются от вмещающих пород по корреляционным зависимостям между геофизическими параметрами (табл.). Наиболее информативны в этом плане зависимости АК-ГК, АК-НГК, ГК-НГК и НГК-БК.

2. Несмотря на то, что продуктивные пласты Ю1-2 размещены исключительно в васюганской свите, геофизические характеристики разрезов разной продуктивности различаются между собой в целом, то есть и в границах других стратиграфических единиц. Так показания АК и НГК в продуктивной скважине (212) значительно

более высокие в пределах всех трех стратиграфических подразделений. Самой высокой радиоактивностью и высокими показаниями НГК (рис.2) аргиллиты баженовской свиты отличаются именно в разрезе продуктивной скважины. Различаются разрезы разной продуктивности и по корреляционным зависимостям (табл.).

Таблица

Значения коэффициентов достоверности линейной аппроксимации корреляционных зависимостей между показаниями методов геофизических исследований разрезов скважин разной продуктивности

Скв.	Разрез	Значения коэффициента достоверности (линейная аппроксимация)									
		АК-ГК	АК-ПС	АК-НГК	АК-БК	ГК-ПС	ГК-НГК	ГК-БК	ПС-НГК	ПС-БК	НГК-БК
192	Мел	0,14	0,02	0,19	0,05	0,54	0,01	0,75	0,06	0,93	0,07
	Бажен.	0,54	0,39	0,33	-0,1	0,66	0,34	0,07	0,07	0,02	0,00
	Юра	0,22	0,31	0,06	0,02	0,45	0,30	-0,20	-0,1	0,00	0,10
212	Мел	0,08	0,02	-0,4	-0,3	0,31	0,3	0,00	0,05	0,01	0,10
	Бажен.	0,22	0,01	0,08	0,02	0,00	0,56	0,09	0,08	-0,1	0,30
	Юра	0,11	0,03	-0,3	-0,2	0,33	0,14	-0,1	-0,1	0,10	0,10
213	Мел	0,12	0,02	-0,2	0,01	0,07	0,01	0,22	0,01	0,21	0,02
	Бажен.	0,54	0,03	0,40	0	0,02	0,91	0,07	0,05	-0,4	0,1
	Юра	0,00	0,09	-0,3	0,23	0,00	0,00	0,08	-0,1	0,19	0,17

3. Геофизическая характеристика баженовской свиты является самым информативным признаком продуктивности расположенных под ней пластов Ю1 верхнеюрского нефтегазонасного комплекса. Наиболее ярко это проявляется в корреляционных зависимостях между геофизическими параметрами (рис.2, табл.).

Из анализа данных таблицы видно, что в продуктивной скважине (212) аргиллиты баженовской свиты отличаются ослаблением имеющихся зависимостей (АК-ГК и ГК-НГК), появлением новых зависимостей (НГК-БК) и исчезновением «старых» (АК-НГК).

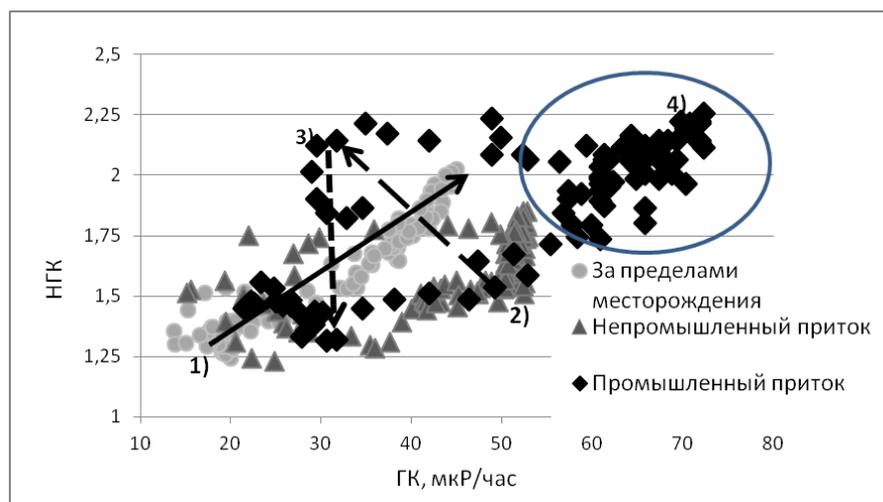


Рис. 3. Отражение продуктивности верхнеюрского нефтегазового комплекса в корреляционной зависимости показаний радиоактивного каротажа.

Прогнозируемые причины изменения показаний ГК и НГК: 1) первичная битуминизация; 2) карбонатизация; 3) обводнение (АВПД) 4) вторичная битуминизация

Поскольку причины изменения каждого из геофизических параметров в общем случае известны [1, 2], можно сделать прогноз причин геофизического отличия аргиллитов баженовской свиты в разрезах, вмещающих промышленные залежи в пластах верхнеюрского нефтегазоносного комплекса. Это: карбонатизация, приводящая к понижению показаний ГК и повышению показаний НГК (рис.3), зоны аномально высокого порового давления (понижение НГК) и вторичная битуминизация (?), аномально повышающая радиоактивность аргиллитов баженовской свиты.

Таким образом, на примере одного из месторождений Западной Сибири по данным геофизических исследований скважин (включая акустический каротаж) установлена взаимосвязь между геофизической характеристикой аргиллитов баженовской свиты и продуктивностью размещенных ниже залежей нефти. Следует ожидать выявления таких взаимосвязей и в сейсмических данных.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Ю.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991. – 368.
2. Номоконова Г.Г., Гарус П.И., Коровин М.О. Эпигенетические изменения на месторождениях углеводородов по геофизическим данным /Геофизические методы при разведке недр. Под редакцией Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 184-187 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗАХ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Г.И. Лазарев

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Г.А.Лобова
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Западная часть территории Усть-Тымской мегавпадины покрыта редкой сетью сейсмических профилей МОГТ, в восточных районах современные геофизические работы практически не проводились. В Усть-Тымской депрессионной зоне распространены тогурская и баженовская нефтегенерирующие толщи и, при наличии резервуаров в отложениях осадочного чехла, определяют ее перспективность. Для мелового, верхнеюрского НГК мегавпадины основной нефтегенерирующей свитой является баженовская свита, а для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК источником нефти является РОВ тогурской свиты.

Цель настоящих исследований – выполнение оценки перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений Усть-Тымской мегавпадины на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирования плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей и, как следствие, определение первоочередных объектов для постановки геологоразведочных работ на юрские и палеозойский НГК.

Геолого-структурная характеристика и нефтегазоносность территории исследований

Усть-Тымская мегавпадина является структурой I порядка и расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (рис. 1). По отражающему горизонту Π^a (кровля юрских отложений) по замкнутой изогипсе -2560 м площадь мегавпадины составляет 19400 км², в рельефе доюрского основания мегавпадина увеличивается в размерах до 38000 км² и включает в себя Северо-Парабельскую мегамоноклинали, Караминскую и Зайкинскую мезоседловины.

Усть-Тымская мегавпадина, прилегающая с юга Северо-Парабельская мегамоноклираль и северная часть Парабельского мегавыступа расположены в пределах Усть-Тымского НГР Пайдугинской НГО. Восточная и самая южная части территории исследования входят в земли Пыль-Караминского и Парабельского НГР. Западная часть территории приурочена к Васюганской НГО. Продуктивность разреза связывается с доюрским, нижнеюрским, верхнеюрским и меловым НГК.

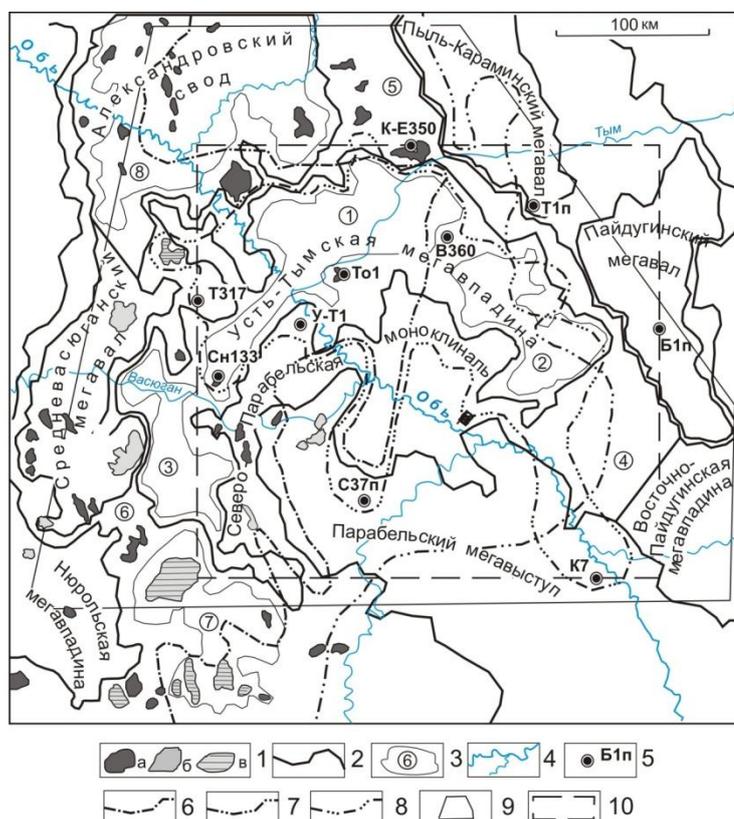


Рис. 1. Обзорная структурно-тектоническая схема территории исследования (по Конторовичу А.Э., 1998, Конторовичу В.А., 2002):

1 – месторождения: а) нефтяное, б) газовое, в) газоконденсатное; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – восточная граница распространения баженской свиты и «переходной» зоны; 7 – западная граница «переходной зоны» и распространения марьяновской свиты; 8 – граница зоны распространения тогурской свиты; 9 – контур района исследования; 10 – контур построения карт. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподнятия, 8 – Трайгородский мезовал. Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колпашевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, То1 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360

В доюрском НГК наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям. В коре выветривания выделяется нефтегазоносный горизонт зоны контакта. На Чкаловском месторождении из этих отложений получен приток газоконденсата. Получены прямые признаки нефтенасыщения в керне из интервалов палеозойского разреза на Северо-Мыльдзинской параметрической скважине 1 и Толпаровской 1. На Ступенчатой площади из этого же интервала получен приток нефти с пластовой водой.

Нижнюю часть *нижнеюрского НГК* составляют геттанг-раннетоарские толщи урманской свиты с пластами Ю₁₇₋₁₆. Нефтепроявления в горизонте Ю₁₆ отмечены в скважинах Толпаровская 2, Чкаловская 3, Соболиная 172. Верхнюю часть НГК представляют позднеетоар-ааленские песчано-глинистые отложения салатской свиты с пластами-коллекторами Ю₁₄₋₁₅ и Ю₁₁₋₁₃. Основной нефтепроизводящей толщей для этого комплекса является *тогурская свита с РОВ гумусового типа*. Она распространена в центральных и восточных частях мегавпадины и в Северо-Парабельской мегамоноклинали, а также заливообразно, «язычками» в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа (рис. 1). Он приурочен к отложениям келловей-титонского возраста, сформировавшимся в условиях перехода от континентальной обстановки осадконакопления на востоке с замещением в западном направлении до прибрежно-мелководноморской. Основной нефтематеринской свитой в западной части участка исследований выступает *баженовская, с РОВ сапропелевого типа*. В пределах Усть-Тымской мегавпадины имеет наибольшее площадное распространение пласт Ю₁¹ васюганской свиты. Здесь открыты мелкие по запасам месторождения нефти: Киев-Еганское, Линейное, Тунгольское, Двойное, Соболиное.

В нижней части разреза *мелового НГК* пласты представлены шельфовыми группами регрессивных циклитов, сложенных песчаниками и алевролитами (пласты Б₁₁₋₂₀). К этим пластам приурочены залежи газоконденсата на Мыльджинском месторождении. На Соболином месторождении залежи газоконденсата приурочена к пластам А₁₂, Б₁₂, Б₁₀ киялинской свиты. На Гуларинском месторождении залежь нефтегазо-конденсата локализуется только в пластах Б₁₂, Б₁₀.

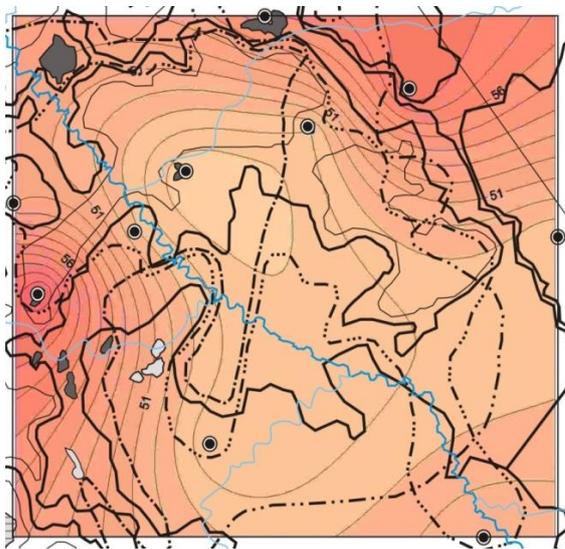


Рис. 2. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания. Значения изолиний плотности теплового потока приведены в мВт/м².
Остальные условные обозначения на рисунке 1

Палеотемпературное моделирование, картирование очагов генерации УВ

Прогнозирование очагов генерации тогурских нефтей выполнено методами геотемпературного моделирования и палеотектонических реконструкций [1]. При решении обратной задачи – определении *плотности теплового потока* из «основания» (рис. 2) – одновременно использованы как измерения пластовых температур, полученные при испытании 10-ти скважин (рис. 1), так и палеотемпературы, полученные пересчетом из определений ОСВ.

На втором этапе исследований для разрезов каждой скважины, решением прямых задач геотермии, восстановлена термическая история тогурских отложений на 10-ть ключевых моментов геологического времени и по геотемпературному критерию [3] выделены очаги генерации тогурских нефтей (рис. 3).

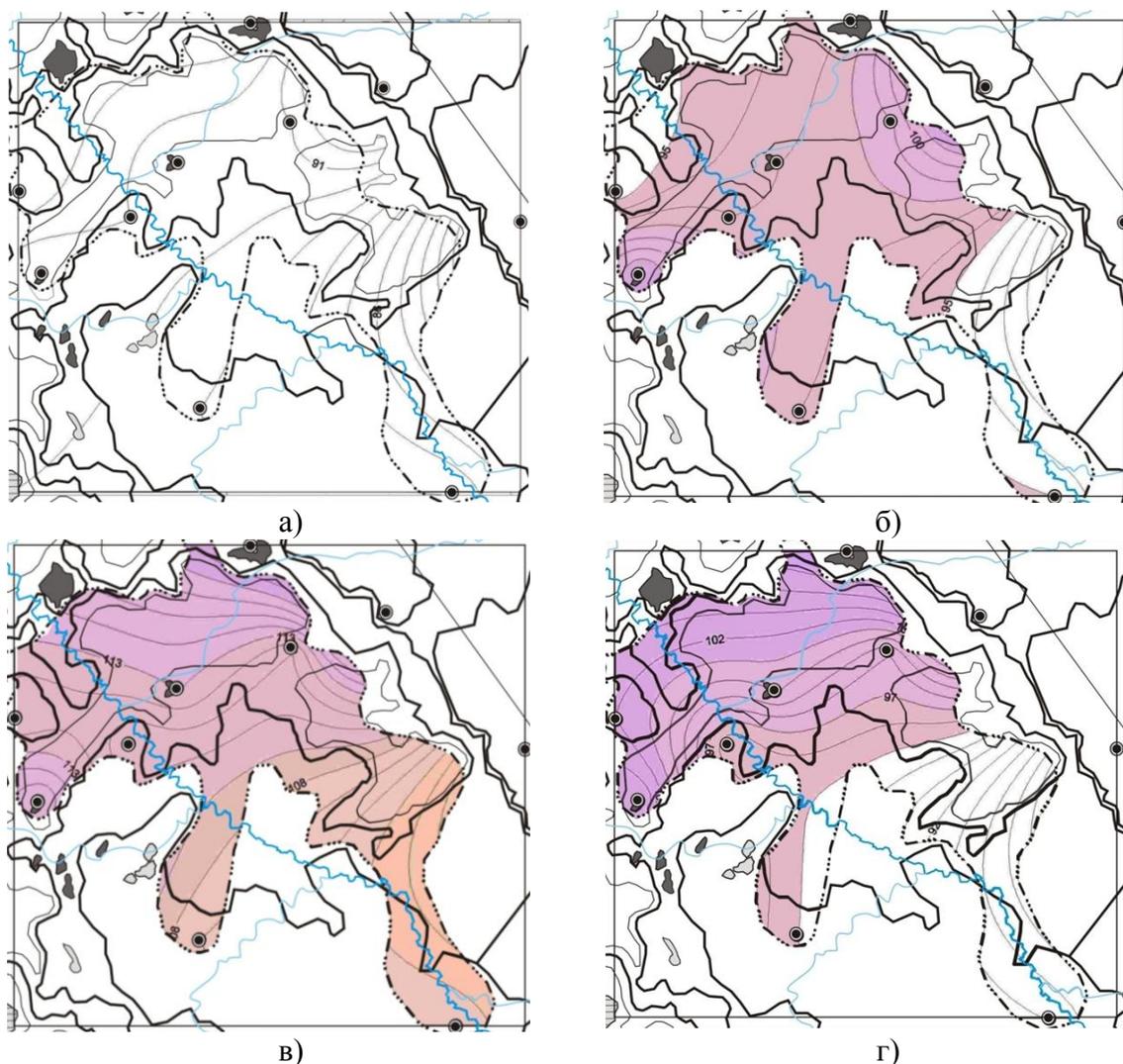


Рис. 3. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации тогурских нефтей 91,6 (А), 86,5 (Б), 37,6 (В) млн лет назад, в современном разрезе (Г). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты – 95 °С. Остальные условные обозначения на рис. 1

91,6 млн. лет назад (конец формирования покурской свиты) очаги интенсивной генерации нефти в тогурской свите еще не «работали». Максимальная температура в пределах зоны распространения пород тогурской свиты не превышает 92 °С. (рис. 3,А). 86,5 млн. лет назад (конец формирования ипатовской свиты) очаги при температурах от 95 °С до 101 °С практически повсеместно распространены, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и парабельского мегавыступа (рис. 3,Б). 73,2 млн. лет назад (конец формирования славгородской свиты) очаги при температурах от 95 °С до 104 °С. «работают» в пределах всей зоны распространения пород тогурской свиты. 61,7 млн. лет назад (конец формирования ганькинской свиты) – температуры очагов от 95 °С до 109 °С. 41,7 млн. лет назад (конец формирования люлинворской свиты) очаги генерации «работают» при температурах от 95 °С до 117 °С. 37,6 млн. лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) – температуры очагов от 95 °С до 118 °С (рис. 3,В). 32,3 млн. лет назад (конец формирования чеганской свиты) очаги «работают» при температурах от 95 °С до 111 °С. 4,71 млн. лет назад (конец миоценового времени) очаги работают при температурах от 95 °С

до 109 °С, из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали. 1,64 млн. лет назад (конец плиоценового времени) в очагах температуры от 95 °С до 107 °С, из зоны очагов последовательно выходит и участок Парабельского мегавыступа. Очаг интенсивной генерации тогурских нефтей продолжают «работать» и в современном разрезе при температурах от 95 °С до 101 °С, но лишь в центральной и северо-западной части мегавпадины (рис. 3,Г).

Расчет плотности начальных геологических ресурсов тогурских нефтей

Для районирования территории по степени перспективности среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК по величине первично-аккумуляированных тогурских нефтей рассчитан условный интегральный показатель по формуле [2]:

$$\text{УИП} = \sum(T_i \times t_i \times 10^{-2}),$$

где T_i – температура очага генерации нефти на i -тый ключевой момент геологического времени, °С; t_i – время действия очага, млн. лет; $i=1,9$.

На рис. 4 приведена схематическая карта распределения плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей. Из рисунка следует, что перспективными землями Усть-Тымской мегавпадины на начальные геологические ресурсы тогурских нефтей являются практически вся область распространения тогурской свиты. Наибольшие ресурсы, вероятно, сосредоточены в центральной и в юго-западной части.

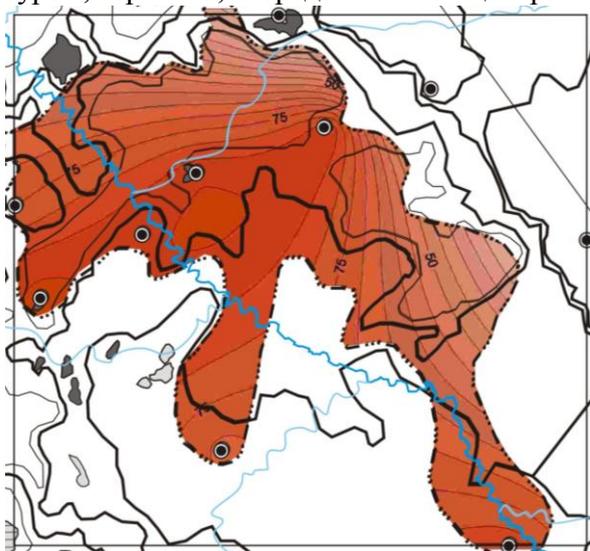


Рис. 4. Схематическая карта распределения плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в среднеюрском, нижнеюрском и палеозойском НГК Усть-Тымской мегавпадины. Значения изолиний в величине условного интегрального показателя УИП. Остальные условные обозначения на рис. 1

Первоочередные объекты ГРР на юрские и палеозойский НГК

Картирование (рис. 4.) относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют констатировать высокую степень перспективности среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК практически на всех землях распространения тогурской свиты. Рациональная очередность поисково-разведочных работ представляется следующим образом: 1 – зона сочленения южной части Неготского мезопрогиба и Сампатского мезопрогиба, зона сочленения Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопрогиба, центральная часть Неготского мезопрогиба; 2 – зона сочленения Неготского мезопрогиба и Средневасюганского мегавала. Рациональна постановка поисков (новые

площади): 1 – восточная часть Неготского мезопрогиба; 2 – северо-восточная часть Парабельского мегавыступа; 3 – северо-западная часть Парабельского мегавыступа.

Литература

- Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15–46.
- Лобова Г.А. Перспективы Югорской зоны нефтенакопления по комплексу геолого-геофизических данных. Диссертация на соискания ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Ханты-Мансийск: Югорский ГУ, 2009. – 138 с.

3. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.

ВОЗМОЖНОСТИ ФУНКЦИИ САКСОВА-НИГАРДА ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГРАВИМАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ

Д. И. Тенгелиди, И. Б. Ковалев

Научный руководитель доцент Е. В. Гусев

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

В практике интерпретации гравимагнитных аномалий широко используются различного вида трансформации, т. е. преобразования полей с целью наиболее полного разделения исходного наблюдаемого поля на составляющие. Большинство трансформаций основано на соответствии порядка геологических структур и отвечающих им аномалий – чем крупнее аномалиеобразующий объект и чем глубже он залегает, тем более широкие аномалии он создает. Чаще всего при интерпретации нас интересуют аномалии определенной ширины и амплитуды, связанные с интересующими нас при решении конкретной геологической задачи объектами. Другие составляющие поля считаются помехами.

Поэтому с точки зрения теории частотной фильтрации любую трансформацию можно представить как своеобразный фильтр. Выделяют трансформации – низкочастотные фильтры (осреднение, пересчет поля на вышележащие уровни) и высокочастотные фильтры (расчет производных, пересчет поля вниз и др.). Свойства каждого фильтра определяются частотной характеристикой, которая представляет собой отношение спектров трансформированной и исходной функций.

Комбинацией низкочастотных и высокочастотных фильтров можно получить полосовые фильтры, из которых наиболее простыми и известными являются разность двух осреднений по площади окна с разными радиусами (разностное осреднение) и функция Саксова-Нигарда [2] которая выглядит:

$$F(U) = \frac{\bar{U}(r) - \bar{U}(R)}{R - r}, \quad (1)$$

где в числителе используются осредненные значения поля U на концах радиусов r и R , а в знаменателе – разность этих радиусов. По смыслу рассматриваемые трансформации близки.

Оценка связи между выделенными при трансформациях аномалиями и глубиной источников, вызывающих эти аномалии, проводится по относительной глубинной характеристике, которая для дискретных трансформаций имеет вид [1]:

$$N(z) = \sum_{i=0}^n \frac{K_i z^3}{r_i^2 + z^2}, \quad (2)$$

где K_i – коэффициенты, зависящие от вида трансформаций, z – глубина источников, r – параметр (радиус) трансформации.

Относительные глубинные характеристики для функции Саксова-Нигарда и разностного осреднения по окну с двумя радиусами r и R соответственно выглядят:

$$N_{CH}(z) = \frac{1}{R - r} \left[\frac{z^3}{r^2 + z^2} - \frac{z^3}{R^2 + z^2} \right], \quad (3)$$

$$N_{оср}(z) = \frac{2z^2}{\left(r^2 + r^2 \right)^{1/2} \left(+ \sqrt{z^2 + r^2} \right)} \cdot \frac{2z^2}{\left(R^2 + R^2 \right)^{1/2} \left(+ \sqrt{z^2 + R^2} \right)} \quad (4)$$

Особенностью этих характеристик является то, что на определенной глубине наблюдается наибольшая чувствительность к массам, причем глубина максимума зависит от соотношения радиусов осреднения. Изменяя параметры осреднения, можно изменять глубину максимума глубинной характеристики. Вид относительных глубинных характеристик для указанных трансформаций с двумя парами радиусов приведен на рис. 1.

Задачу исследования можно сформулировать следующим образом: оценить возможность определения количественных характеристик объектов (глубину, размеры) по разрезам указанных трансформаций, если для их построения использовать разные параметры преобразования и трансформированные функции относить к глубине максимума глубинной характеристики.

Для расчетов использовались поля V_z и V_{zz} для правильных тел – сфера, горизонтальный круговой цилиндр, параллелепипеды, вытянутые в горизонтальном и вертикальном направлениях с различной глубиной залегания и размерами. Исходя из Пуассоновской связи гравитационных и магнитных аномалий поля V_{zz} можно рассматривать, как аномалии Z - составляющей магнитного поля при вертикальной намагниченности объектов. Некоторые результаты расчетов представлены на рис. 2 и 3. Из рисунков следует, что для обоих видов рассматриваемых трансформаций положение объектов в разрезе по изолиниям трансформированных полей точно не определяется.

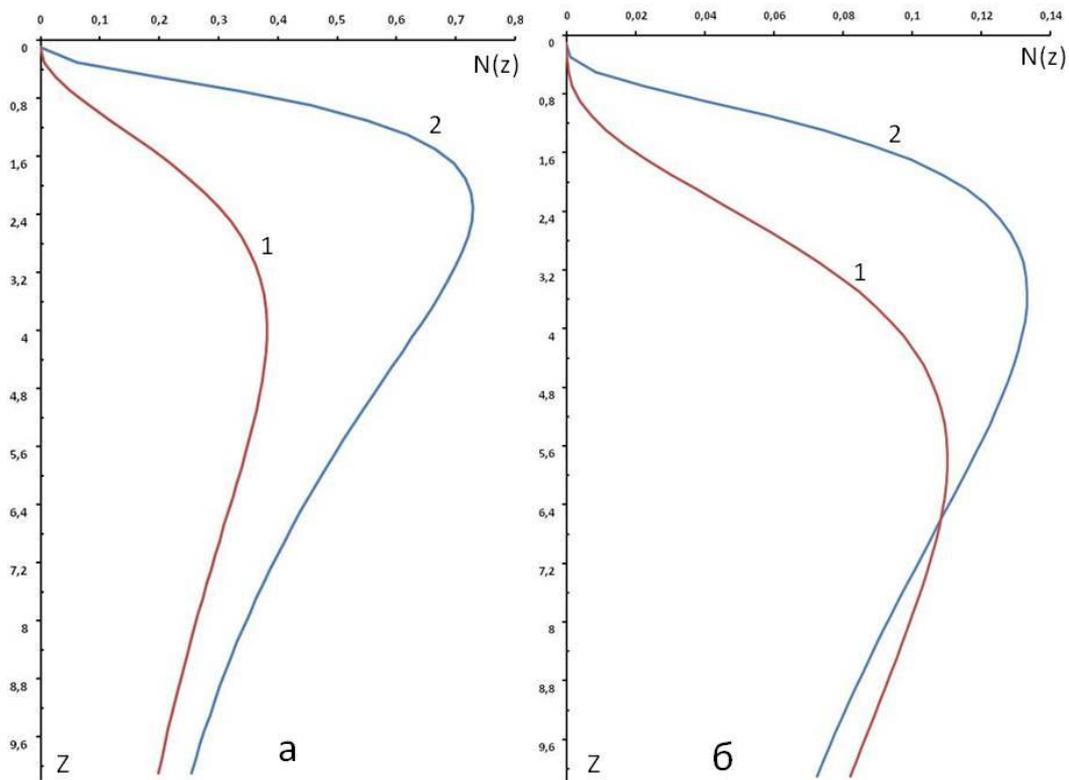


Рис. 1. Относительные глубинные характеристики функции Саксова-Низарда (а) и разностного осреднения (б) с радиусами 3 и 7 шагов (1) и 1 и 7 шагов (2).

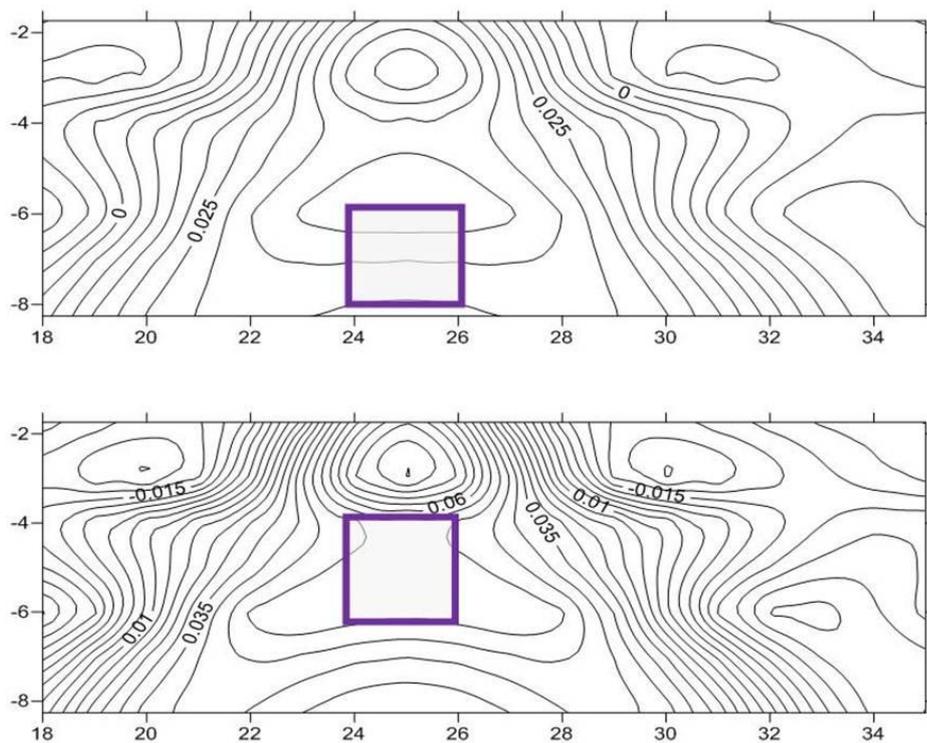


Рис. 2. Разрезы функции Саксова-Нигарда по полю V_z для разных глубин залегания параллелепипеда квадратного сечения

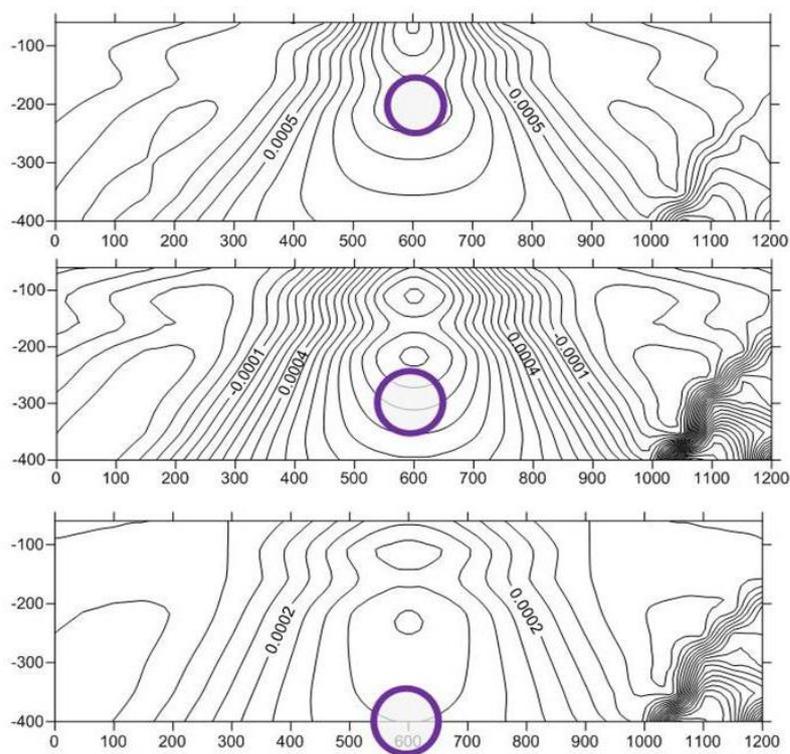


Рис. 3. Разрезы функции Саксова-Нигарда для разных глубин залегания кругового горизонтального цилиндра

Анализ полученных данных позволяет сделать следующие выводы.

При количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий как к пересчетам поля вниз, так и к расчетам аномалий с помощью полосовых фильтров следует относиться с осторожностью, поскольку определение параметров аномалиеобразующих тел страдает большими погрешностями.

Количественную интерпретацию следует проводить на основе методов моделирования, при этом первое приближение можно определять простейшими экспресс-способами, например, по характерным точкам графиков.

Литература

1. Андреев Б. А., Клушин И. Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. - Л.: Недра, 1965. - 495 с.
2. Миронов В. С. Курс гравиразведки. 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Недра, 1980. – 543 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 5 ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

СТУДЕНТЫ

ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

К.Ю. Балтрушайтите

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

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

Советское нефтяное месторождение находится в пределах Нижневартовского нефтегазоносного района, выделяемого в восточной части Среднеобской нефтеносной области. Это крупное многопластовое месторождение было открыто в 1962 году, а введено в разработку в 1966 году [1].

В процессе разработки нефтяных месторождений происходит существенное изменение первичной гидрогеохимической обстановки, приводящее нередко к активному проявлению негативных техногенных геохимических процессов. К изменению гидрогеохимических условий в пластах приводят следующие факторы: закачка вод, отличных по составу от пластовых в нефтяные пласты, объем и состав технологических растворов, наложенные вторичные геохимические процессы, перераспределение солей внутри залежи, появление новых геохимических барьеров и т.д. [2,3,4]. В связи с вышесказанным, анализ современной ситуации является актуальным.

Цель данной работы – раскрыть особенности гидрогеологических условий и закономерности техногенного изменения химического состава подземных вод Советского месторождения, их взаимодействие с породами, вторичное техногенное минералообразование.

Объект исследования – подземные воды Советского нефтяного месторождения (Томская область), автором детально был изучен горизонт АВ₁, который является наиболее продуктивным.

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и мезозойско-кайнозойские отложения платформенного чехла. Советское месторождение относится к многопластовым.

В пределах рассматриваемого района выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных между собой выдержанными водоупорами. Первый водоносный комплекс включает в себя трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и отложения тюменской свиты, второй – верхнюю часть васюганской свиты (верхняя юра), третий – мегионскую свиту и нижнюю часть васюганской свиты, четвертый – верхнюю часть вартовской и алымской свит, пятый – покурскую свиту, шестой охватывает палеогеновые и четвертичные отложения [6].

Ниже представлена таблица средних значений гидрогеохимических параметров и состава природных вод Советского месторождения (таблица 1).

Солевой состав подземных вод нижнего гидрогеологического этажа повсеместно хлоридный натриевый с низким содержанием сульфатов (см. табл. 1). Наибольшие концентрации среди катионов отмечаются у натрия – 52,8–90,3 экв.%, затем у кальция – от 14,4 до 51,9 экв.%. В анионной части превалирующую роль занимает хлор, концентрации которого достигают 90–100 экв.%, содержания гидрокар-

бонат-ион – до 0,2–2,9 экв.%. Хлор в воде встречается в количествах 11–16 г/л в меловых отложениях, от 15 до 20 г/л в юрских. Максимальное его содержание отмечено в водах доюрских образований (23 г/л). Концентрации Na в водах также увеличиваются от 7–8 г/л в меловых отложениях до 11–15 г/л в юрских. Накопление ионов Ca^{2+} в водном растворе меловых и юрских отложениях слабое (1,1 – 3,0 г/л). Максимальные его концентрации установлены в водах доюрских образований (3,5 г/л). Содержания Mg в подземных водах незначительно увеличиваются с глубиной от 100 мг/л в меловых отложениях и до 600 мг/л в юрских образованиях. Концентрации калия в подземных водах составляют от 0,06 в меловых отложениях и 0,1 г/л в юрских и до 0,12 г/л в доюрских отложениях. Содержание гидрокарбонат-иона в водах континентальных фаций меловых отложений более высокое (1,1 %–экв), в сравнение с водами морских фаций (0,4 %–экв), но, однако, не превышает 0,1–0,3 г/л. В верхнеюрских отложениях его содержание до 0,2 г/л при достаточно большом разбросе значений. Количество HCO_3^- в воде доюрских образований низкое от десятых долей до 0,1 г/л (см. табл.1).

Таблица 1
Средние значения гидрогеохимических параметров и составов природных вод

Компоненты	Мировой океан**	Олигоценый*	Апт-альб-сеноманский*	Верхне-меловой*	Нижне-меловой*	Юрский*	Палеозойский*	
T, °C	–		40	52-54	71–74	80	90	
pH	8,1	7,3	7,1	7,1	7,3	7,3	6,4	
Минерализация, г/дм ³	35,5	0,314	19,1	22,1	26,9	38,6	35,4	
Хим. эл-ты, мг/л	Na^+	10700	4,3	6164	6881,3	7889	11274	19943,9
	Ca^{2+}	400	46,1	1122	1460	2200	3000	1140
	Mg^{2+}	1350	21,9	65	96	144	612	60
	K^+	380	1,2	50	57,8	65,7	94,7	110,8
	Cl ⁻	19300	1,5	11699	13490	16330	19880	22649
	HCO_3^-	160	232,1	140	164,7	305	183	131,2
	SO_4^{2-}	2700	6,9	6,4	–	–	–	–
SiO_2	6	47,0	56	14,9	16,9	16,5	10,9	
J, мг/дм ³		–	8,5	12,1	14,6	28,0	4,8	
Br ⁻ , мг/дм ³		–	–	43,8	68,7	82,5	69,8	
Солевой состав вод (по С.А. Щукареву)	Хлоридные натриевые	Гидрокарбонатные магниевые	Хлоридные натриевые	Хлоридные натриевые	Хлоридные натриевые	Хлоридные натриевые	Хлоридные натриевые	

*- гидрогеологические комплексы; ** - по данным Шварцева С.Л. (1996)

В верхне- и нижнемеловых отложениях весьма значительная пестрота солёности вод сказывается и на химическом составе подземных вод. Слабосоленые воды характеризуются содержанием Cl (до 16 г/л), Na (до 8 г/л), Ca (до 2,5 г/л), Mg (до 150 мг/л), и гидрокарбонат-ионов (до 0,3 г/л). Для сильносоленых вод характерны высокие концентрации ионов Cl в водном растворе (20–25 г/л), Na (11–5 г/л), Ca (3–3,5 г/л), и низкое содержание гидрокарбонат-ионов (0,1–0,2 мг/л).

Повсеместно в водах северных районов области отмечается наличие кремния (в пересчете на кремниевую кислоту), содержание которого в подземных водах изменяется от 10,9 до 56 мг/дм³. Содержание железа в водах колеблется от 2,4 до 12,7 мг/л. Марганец встречается в количестве 0,08–0,23 мг/л.

Bг, I и ОВ представляют научно-практический интерес с точки зрения применения их как косвенных критериев нефтегазоносности, особенностью которых является связь с органическим веществом. Максимальные их концентрации в подземных водах тяготеют к нефтегазовым месторождениям. Исследования показали, что в поведении Bг намечается нарастание его концентраций с глубиной от 43 до 82 мг/л в меловых и юрских отложениях. Обычно его количества возрастают с глубиной залегания водоносных горизонтов, а, следовательно, с ростом степени гидрогеологической закрытости недр [3].

Йод в подземных водах месторождения распространен повсеместно и встречен в количествах от 4,8 до 28 мг/л. С глубиной его содержание увеличивается неравномерно и при этом сохраняется большой разброс величин по всему разрезу. Высокими концентрациями I отличаются воды меловых отложений (12–15 мг/л) и юрских отложений (до 28 мг/л). Содержание йода в значительной степени зависит от гидрогеологической обстановки в регионе. Воды с высоким (более 10 мг/л) содержанием йода встречаются в районах, где сохранились преимущественно седиментогенные воды и подчинённое положение занимают воды инфильтрационного генезиса [3]. В разрезе нефтегазоносных отложений.

В составе закачиваемых вод заметно возросло содержание кальция, натрия и иона хлора, состав закачиваемой воды стал схож с составом пластовой воды, минерализация так же увеличилась с 15,1 до 20,1 г/л, что может способствовать созданию благоприятных условий для синтеза вторичных минералов из раствора. Изменение может быть связано с тем, что по мере извлечения нефти, а, соответственно, увеличения обводненности продукции, часто сеноманской подошвы заменялась пластовой, в итоге, на данный момент закачивается смесь сеноманской и пластовой воды.

Гидрогеохимические данные разных глубин опробования водоносных горизонтов Советского месторождения свидетельствуют о том, что условие рН более 7,4 соблюдается не повсеместно. Однако, рассчитанные значения индексов неравновесности для всех данных по составу подземных вод являются отрицательными.

Благодаря достаточно высоким температурам в рассматриваемых комплексах и непрерывному накоплению ионов Ca^{2+} и HCO_3^- за счёт растворения кальцита и преобразования органических веществ, создаются благоприятные условия для выпадения кальцита, сидерита и доломита из раствора. Поэтому практически все подземные воды Советского месторождения в пластовых условиях равновесны с кальцитом, доломитом и сидеритом.

Ниже представлены диаграммы равновесия подземных вод Советского месторождения карбонатными минералами (рис. 1-3).

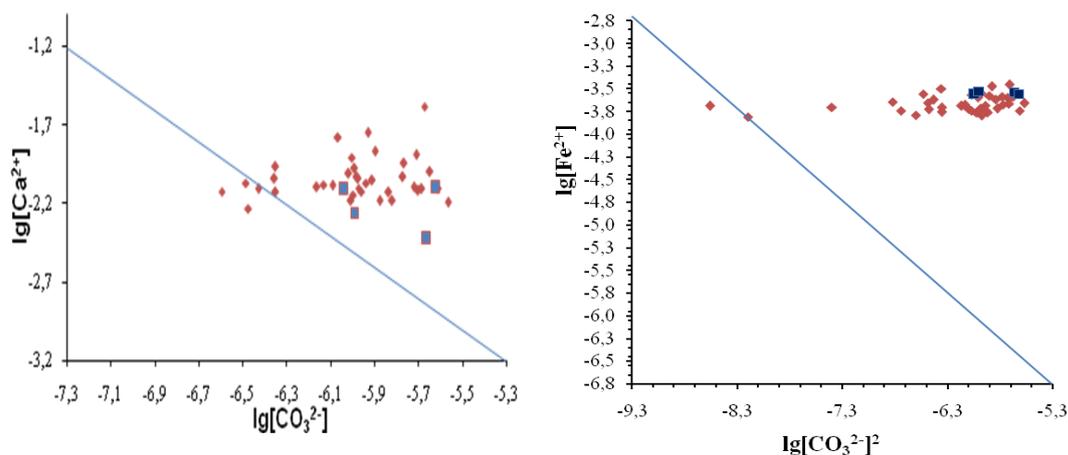


Рис. 1, 2 Диаграммы равновесия подземных вод Советского месторождения с кальцитом (слева) и сидеритом (справа)

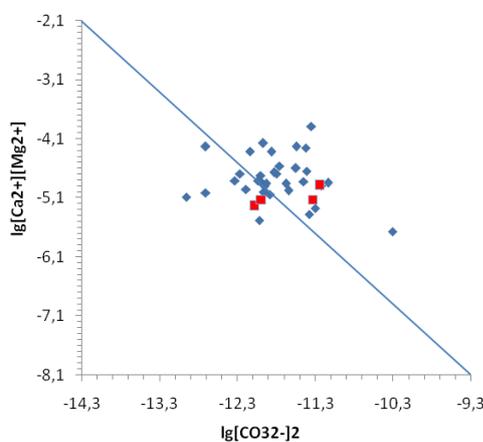


Рис. 3 Диаграмма равновесия подземных вод Советского месторождения с доломитом

Диаграммы демонстрируют насыщенность подземных вод месторождения относительно кальцита, сидерита и доломита, т.к. положение точек над линией равновесия свидетельствует о пресыщении вод относительно карбонатных минералов. Воды Советского месторождения содержат десятки мг/л железа и, как правило, равновесны с сидеритом, который и контролирует степень накопления в них этого элемента. Следовательно, степень равновесия подземных вод с сидеритом контролируется не широтной зональностью, а вертикальной и обусловлена окислительно-восстановительным состоянием геохимической среды.

Эти результаты подтверждают, что в данной гидрогеохимической обстановке глубокопогружённых комплексов горные породы при растворении являются важным источником компонентов подземных вод, которые при насыщении формируют глинистые и карбонатные минералы. Другими словами, велика вероятность выпадения в осадок всех вышерассмотренных минералов, т.к. по достижению состояния равновесия с каким-либо из минералов водный раствор старается его осадить.

Воды большей части гидрогеологического разреза неравновесны с первичными алюмосиликатами. В то же время устойчивыми в данных термобарических условиях являются слоистые минералы (каолинит, иллит, гидрослюда, слюды) (рис. 4).

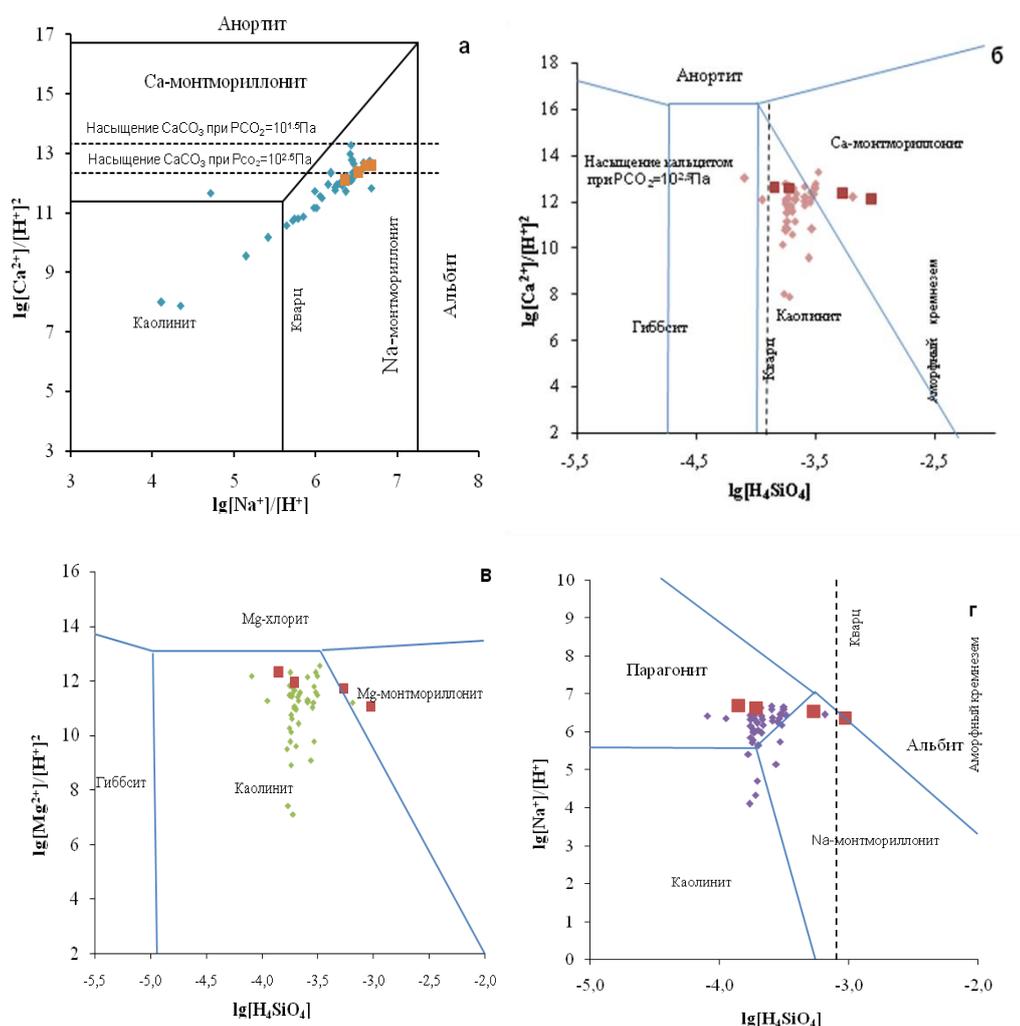


Рис. 4 Диаграммы равновесия в системе вода–алюмосиликаты при 25°C с нанесением данных по составу подземных вод Советского месторождения: (а) – система $H_2O-HCl-Al_2O_3-CaO-Na_2O-CO_2-SiO_2$; (б) – система $H_2O-HCl-CaO-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$; (в) – система $H_2O-HCl-MgO-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$; (г) – $H_2O-HCl-Na_2O-CO_2-SiO_2-Al_2O_3$

В большинстве случаев наблюдается равновесие с каолинитом, монтмориллоном, некоторые точки попадают в область равновесия с иллитом (гидрослюдой). Следовательно, нейтрализующее влияние угольной кислоты является более сильным, чем влияние щелочности, образующейся при растворении алюмосиликатов, и это обстоятельство препятствует установлению равновесия воды с вмещающими горными породами. Наименьшая степень неравновесности характерна для слабощелочных и относительно высокоминерализованных вод (каковыми и являются воды Советского месторождения).

На основе практических расчетов также было установлено, что равновесно-неравновесное состояние системы вода-порода-газ-органическое вещество обеспечивает непрерывное и последовательное растворение первично-обломочных алюмосиликатных минералов и поступление в жидкую фазу некоторого количества химических элементов, часть которых выводится из раствора и связывается во вторичных минеральных фазах, являющихся устойчивыми на данном этапе развития системы в определенных термобарических условиях. Тем самым, ограничивается рост содер-

жания строго определенных катионов в растворе и меняется их соотношение. Определенную роль в этом процессе играет рассеянное органическое вещество, при метаморфизме которого в подземные воды поступают продукты его разложения, растворы обогащаются CO_2 и органическими кислотами, выступающими нейтрализаторами щелочности, обусловленного гидролизом алюмосиликатов [9].

Литература

1. Алексеев С.И. Советское месторождение. Авторский надзор за разработкой месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК // Фондовая литература ОАО «Томскнефть» ВНК. – 2007. – 96 с.
2. Гаджи-Касумов А.С., Карцев А.А. Нефтегазопромисловая геохимия. – М.: «Недра», 1984. – 152 с.
3. Карцев А.А., Никаноров А.М. Нефтегазопромисловая гидрогеология. – М.: Недра, 1983 г. – 199 с.
4. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
5. Лиманова И.С. Химический состав и физические свойства пластовых вод Советского месторождения. – Протокол НИЛ ХА ХАЛ №1. – Стрежевой, 2008. – 2 с.
6. Гидрогеология СССР. Том 16. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). – М.: Недра, 1970. – 368 с.
7. Подсчет эксплуатационных запасов пресных подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения нефтепромысловых объектов на Советском месторождении (Томская область, Ханты-Мансийский автономный округ). – Томск, 2008. – 96 с.
8. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп., М.: Недра, 1998. – 366 с.

ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА НА УЧАСТКЕ ХОЗЯЙСТВЕННО-ПИТЬЕВОГО ВОДОЗАБОРА ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕКИСОВСКОЕ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)

А.А. Лимарева

Научный руководитель доцент А.А. Лукин

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

Целью работы является разработка рекомендаций по оптимизации принятой «Программы производственного мониторинга хозяйственно-питьевого водозабора подземных вод ГРП Секисовское» на основе построенной карты гидроизогипс участка хозяйственно-питьевого водозабора.

Актуальность работы обусловлена потребностью предприятия в питьевой воде необходимого количества и качества.

Объектом исследования является золоторудное месторождение Секисовское.

Основные задачи работы:

1. Дать комплексную характеристику рассматриваемого предприятия
2. Оценить гидрогеологические условия проектного водозабора
3. Дополнить имеющуюся информацию, на основе самостоятельных картографических построений
4. Разработать рекомендации по оптимизации функционирования водозабора

Секисовское месторождение расположено вблизи северо-восточной окраины п. Секисовка, территориально относящегося к Глубоковскому району Восточно-Казахстанской области, в 30 км к северу от г. Усть-Каменогорска по автотрассе на г. Риддер (Лениногорск). Участок находится в полосе низкогорного рельефа, переходного от мелкосопочного предгорного к среднегорному. Абсолютные отметки высот лежат в пределах 400-600 м. Климат резкоконтинентальный, среднегодовая относительная влажность воздуха составляет 70%, среднегодовая температура воздуха 3°C, количество месяцев с отрицательной температурой около 5 месяцев (конец ноября – начало апреля), в этот период подземные воды не получают инфильтрационного питания, атмосферные осадки в среднем равны 500-600 мм, среднемноголетняя величина испарения с поверхности суши – 400-420 мм. Основная доля испарения – в лет-

нее время, поэтому и в этот период роль инфильтрационного питания грунтовых вод незначительна, преимущественно преобладают ветры юго-восточного и западного направлений. Водозабор Секисовского ГРП расположен на юго-востоке от промзоны предприятия, поэтому опасность атмосферного загрязнения санитарно-защитной зоны минимальна.

Гидросеть района представлена малой рекой Секисовкой и ее притоками: Волчевкой, Церковкой, Проскуткой, Малой Зайчихой. Среднемноголетняя величина речного стока для района составляет 90-100 мм. Годовой режим стока характеризует ниже расположенный гидрограф (Рисунок 1).

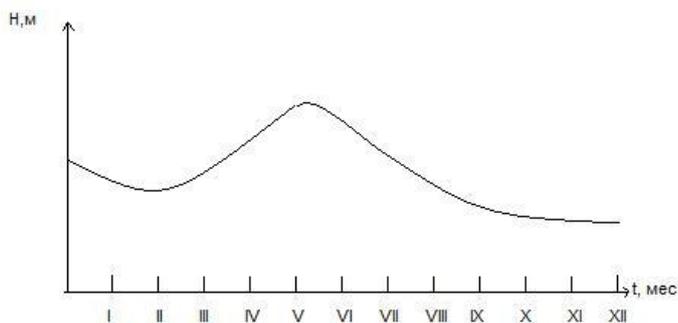


Рис. 1 Типовой график колебания уровня грунтовых вод в годовом цикле ($H=f(t)$) для климатических условий региона

Питание рек смешанное, половодье – с апреля до середины июля. На территории распространены черноземы, характерны растительные сообщества степного типа, из животных обитают мелкие хищники, грызуны, пернатые.

Что касается геологического строения, район месторождения располагается в пределах Алейской подзоны Рудноалтайской структурно-формационной зоны. В геолого-структурном отношении участок приурочен к Секисовскому массиву гранитоидов верхнедевонского возраста. Все известные на месторождении рудные тела локализируются в пределах гидротермально-измененных взрывчатых брекчий. Основными минералами золотосульфидных руд являются: пирит, халькопирит, сфалерит, галенит, блеклая руда. Вредные примеси мышьяк и сурьма отсутствуют. Объект нашего исследования – подземный водозабор – располагается в рудной зоне Секисовского гранитоидного массива. Поэтому в области его депрессионной воронки могут оказаться невыявленные зоны сульфидной минерализации. В этом случае они будут являться естественным источником загрязнения. В гидрогеологическом отношении подземные воды в районе месторождения имеют довольно широкое распространение. По условиям залегания и литолого-стратиграфической приуроченности подземные воды разделяются на два типа:

Пластово-поровые воды кайнозойских отложений. Отложения имеют малую мощность. Их гидрогеологическая функция двоякая. На водораздельных пространствах эти образования находятся, как правило, в зоне аэрации, в долинах рек и ручьев – формируют грунтовый водоносный горизонт аллювиальных отложений. Подземные воды пресные, преимущественно гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые и кальциево-натриевые с общей минерализацией 0,3 - 0,5 г/л, по степени жесткости воды умеренно-жесткие (3,5 - 6,5 мг-экв/л), питание подземных вод горизонта осуществляется за счет трещинных вод палеозойских пород, за счет поверхностных вод и вод вышележащих горизонтов.

Воды открытой трещиноватости в палеозойских породах. Зона трещиноватости выветривания формирует основной водоносный горизонт, который относят к грунтовому типу. Естественные ресурсы данного водоносного горизонта характеризуется среднемноголетним слоем стока 90-100 мм. Режим стока в годовом цикле отражен на графике. Воды пресные, гидрокарбонатные кальциево-натриевые, реже кальциево-магниевые с минерализацией 0,2 – 0,5 г/л. Основное питание осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока со стороны гипсометрически вышележащих водоносных комплексов. Секисовский водозабор будет эксплуатировать воды как трещиноватости выветривания, трещинных зон иного происхождения Секисовского гранитоидного массива.

При проведении работ по извлечению золота из руд Секисовского месторождения в той или иной степени имеет место комплексное воздействие на окружающую среду.

Воздействие на атмосферный воздух оценивается как допустимое - на границе СЗЗ и в жилой зоне превышений ПДК по группам суммации и отдельным ингредиентам не происходит. Воздействие на подземные и поверхностные воды, со стороны их загрязнения, оценивается как незначительное. Воздействие на грунтовые воды, вследствие использования их в технологическом процессе, можно оценивается как значительное. Однако, это воздействие распространяется на небольшую площадь - проведение работ непродолжительное время, применение водооборотной системы в технологическом процессе и стратегия реабилитации после завершения работ восстановят первоначальный режим грунтовых вод. Воздействие на почвы оценивается как допустимое, влияние на биологическую систему оценивается как слабое. Оно не приведет к изменению существующего видового состава растительного и животного мира. Хвосты, полученные при переработке золотосодержащих руд и прошедшие детоксикацию, складированы в хвостохранилище.

В целом, воздействие производственной и хозяйственной деятельности на окружающую среду в районе месторождения Секисовское оценивается как допустимое, существенно не нарушающее существующего экологического равновесия, при несомненно крупном социально-экономическом эффекте – обеспечении занятости населения, получения ценного ликвидного продукта – золота, с вытекающими из этого другими положительными последствиями.

При оценке возможного воздействия рассмотренных факторов на хозяйственно-питьевой водозабор следует обратить внимание на место нахождения водозабора, он удален от основных техногенных объектов на большое расстояние, следовательно, вероятность загрязнения поверхностным и подземным стоком от инженерных объектов предприятия сводится к нулю. Если анализировать предполагаемое загрязнение воздушными ветровыми потоками, то оно практически не возможно, это можно объяснить довольно большим расстоянием между техногенными объектами и водозабором, а также небольшим количеством выбросов, которые не превышают ПДК

По состоянию на апрель 2009 г. собственный источник хозяйственно-бытового водоснабжения рудника не был определен – водоснабжение осуществлялось на привозной воде от водозабора села. Потребность в воде была определена по балансу водопотребления и водоотведения и составила 13,494 м³/год. Сотрудниками предприятия был составлен «Проект геологоразведочных работ для хозяйственно-питьевого водоснабжения Секисовского горнорудного предприятия», были проведены соответствующие работы: дешифрирование аэрофотоснимков, гидрогеологическое обследование, наземные геофизические работы, буровые работы, опытные ра-

боты, топогеодезические работы, лабораторные работы и как результат была выработана «Программа производственного мониторинга хозяйственно-питьевого водозабора». В основе которой лежат режимные наблюдения за наблюдательной скважиной и эксплуатационной.

Для оптимизации существующей программы мониторинга нами была построена карта гидроизогипс, которая отразила все необходимые характеристики фильтрационного потока для проектирования и организации наблюдательной сети мониторинга. При построении карты использовалась методика морфоструктурно-гидрогеологического анализа. На топоснове были проведены три основные водораздельные линии и две тальвеговые линии (1-1, 2-2, 3-3,...5-5), получены границы положительных и отрицательных морфоструктур в поверхности рельефа, спроектировано местоположение условных скважин, построены гипсометрические профили рельефа, проведены ординатные линии, которые разделяют линии профиля на отрезки с положительной (выпуклой) и отрицательной (вогнутой) кривизной линии, установлены прогнозные линии уровней грунтовых вод, проведены линии гидроизогипс по полученным отметкам уровней вод (рис. 2).

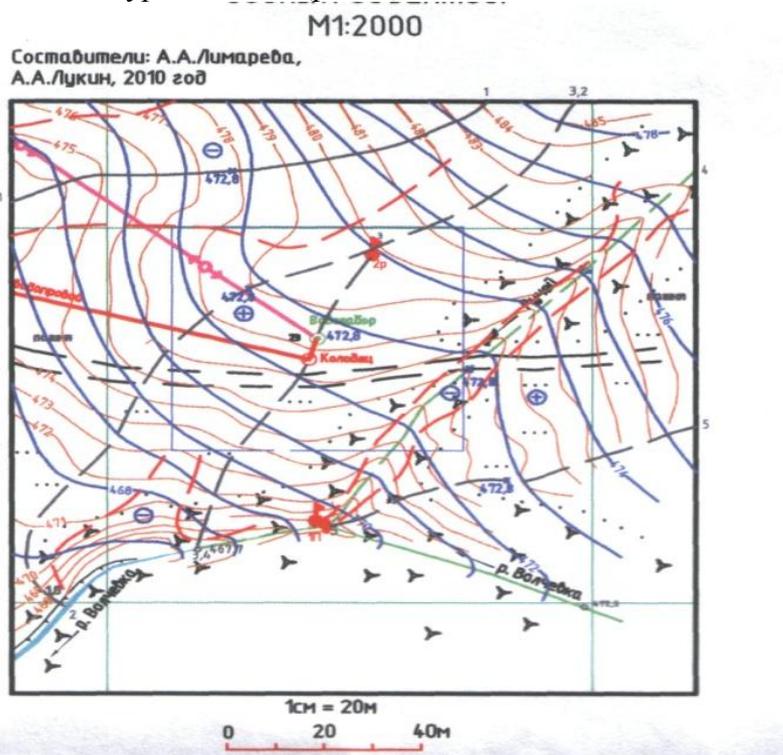


Рисунок 2 Карта гидроизогипс участка водозабора

При анализе полученной карты нами было выделено два главных элемента гидродинамической структуры фильтрационных потоков подземных вод в грунтовом горизонте. Первый элемент гидродинамической структуры – это природная область питания, связанная с местной водораздельной зоной, обозначенной линией 2-2. Второй элемент структуры – главная зона разгрузки грунтового водоносного горизонта, прирусловая зона р. Волчевки.

Из анализа карты гидроизогипс и техногенной нагрузки на природную среду следует, что инженерные объекты промзоны ГРП «Секисоское» как вероятные источники загрязнения подземных вод находятся вне депрессионной воронки и области, формирующей эксплуатационные и потребительские качество воды водозабора. Этими

источниками загрязнения могут быть только геологические невыявленные зоны рудной и рассеянной сульфидной минерализации, которые в зоне окисления могут формировать водные потоки с повышенным содержанием сульфит-иона и рудных элементов. Второй возможный источник загрязнения – поверхностные воды р. Волчевки, русловая полоса которой будет ограничивать депрессионную воронку. Принятая предприятием программа мониторинга не решает задачи, связанные с прогнозом изменения количества и качества подземных вод при эксплуатации водозабора. Поэтому руководствуясь предыдущем нами рекомендуется несколько другая наблюдательная сеть мониторинга. К существующей 1 наблюдательной скважине целесообразно добавить еще 2 наблюдательные скважины 2р и 3р и один гидрометрический пост на р. Волчевки. Скважину 2р расположить 30 м выше эксплуатационной скважины 2э для наблюдения за возможным загрязнением, поступающим с подземным потоком воды из природной области питания. Мы предлагаем функции 2р расширить: пробурить и оборудовать ее как резервную эксплуатационную, поскольку при нештатной ситуации выхода из строя на долгое время скважины 2э ее заменить нечем.

Скважины 3р рекомендуем пробурить в прирусловой зоне р. Волчевки, в 50 м от скважины 2э. Наблюдательная скважина 3р решает две задачи: 1) гидродинамическую – обоснование типа граничного условия русловой зоны р. Волчевки; 2) экологическую – контроль возможного загрязнения за счет поступления речных вод.

Гидрометрический пост на р. Волчевки 1п организуется в створе с наблюдательной скважиной 3р и также решает две задачи: 1) стоковую и балансовую – наблюдения за уровнями и расходом реки, оценка режима взаимодействия грунтового водоносного горизонта с рекой; 2) экологическую – наблюдение за составом речных вод. Все три пункта наблюдений должны быть топографически привязаны. Высотная привязка должна отвечать высоким требованиям точности.

За ранее пробуренной наблюдательной скважиной 1н оставить функции фоновой, оценивающей природный режим колебания уровней подземных вод и изменения их состава.

Предусматривается два вида наблюдений: за уровнем подземных вод и поверхностных вод и за их составом. Требования к методике наблюдений различны для проектируемых скважин 2р и 3р, оборудованной скважины 1н и гидрометрического поста 1п.

Режим колебания уровней в скважинах 2р и 3р полностью определяется режимом эксплуатации водозаборной скважины. Чтобы количественно оценить характер колебания уровней в наблюдательных скважинах необходимо согласовать наблюдения в них с режимом эксплуатации, скважины 2р и 3р предлагается оборудовать самописцами уровней. Рекомендуемые приборы самописцы - измеритель гидрологический ГМУ-2, предназначен для измерения уровня и температуры воды, параметров волнения в прибрежной зоне морей, в скважинах, колодцах как в режиме реального времени, так и автономно в режиме длительного (до 1 года) накопления данных в твердотельной памяти; комплекс гидрологический ГРК-1, комплекс предназначен для использования в качестве измерителя (самописца) уровня для автоматического измерения и передачи данных об уровне и температуре воды в реках, водоемах, колодцах, скважинах и на других водных объектах.

Включать самописцы в работу следует синхронно с включением насоса в водозаборной скважине, настроив автоматику на замеры уровней через 10 мин в течение трех суток. Трое суток соответствуют трем периодам в колебательном движении уровней в водозаборной скважине, в то же время есть выражение общего принципа

трех точек, трех замеров, исключающих случайность ошибок. Так как ресурсная составляющая эксплуатационных запасов водозабора изменяется в соответствие с природным ходом режима в годовом цикле водного стока, то включение самописцев на трое суток следует проводить три раза в год: в конце зимней межени, в конце максимального весеннего подъема и в конце летней межени. Время наступления рубежных сроков определять по замерам уровней в скважине сравнения 1н, в которой изучается естественный режим.

Рекомендуемая методика замеров уровней в наблюдательных скважинах 2р и 3р позволит по результатам эксплуатации водозабора точно определить фильтрационно-емкостные параметры горизонта (коэффициенты водопроницаемости и уровнепроводности), радиус питания и граничные условия депрессионной воронки, эксплуатационные запасы по высоким категориям, условия и возможности расширения водозабора.

Гидрогеохимическое опробование проводить три раза в году в соответствие с отмеченными фазами в режиме водного стока (конец зимней межени, конец весеннего подъема, конец летней межени), в конце трехсуточных циклов измерения уровней в этих скважинах.

В случае фиксированного устойчивого неблагоприятного изменения качества воды водозаборной скважины (мониторинг качества отбираемой воды подчиняется регламенту предприятия, согласованного с госорганами санэпиднадзора) необходимо отбирать дополнительные пробы воды из наблюдательных скважин 2р и 3р для выяснения местоположения источника загрязнения.

Наблюдения за уровнем, расходом и химическим составом воды р. Волчевки в гидрометрическом створе 1п проводить согласованно с наблюдениями и опробованием воды в скважине 3р. При этом в фазе максимума весеннего половодья наблюдения в скважине 3р согласуются с наблюдениями в створе реки как возможного возбуждающего источника колебаний уровней в скважине.

Методика наблюдений и опробования наблюдательной скважины 1н регламентируется методическими указаниями, ранее разработанными для изучения естественного режима подземных вод Республики Казахстан и проводимыми территориальными органами управления геомониторинга.

В результате проделанной нами работы были решены все поставленные задачи. На основе анализа имеющихся данных, при использовании новой методической и теоретической базы, были выработаны рекомендации по оптимизации существующей программы мониторинга водозабора. Можно с уверенностью сказать, что проделанная работа, несомненно, имеет практическое значение на данный момент. Предприятие испытывает необходимость в чистой, качественной питьевой воде. При принятии разработанных нами рекомендаций оно с большей вероятностью обезопасит водозабор от возможного поступления в него загрязняющих веществ.

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ТЕХНОГЕННОГО ПОДТОПЛЕНИЯ ПАМЯТНИКОВ АРХИТЕКТУРЫ Г.ТОМСКА СРЕДСТВАМИ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ

В.Д. Покровский

Научные руководители профессор Е.М. Дутова, доцент К.И. Кузеванов
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Геоинформационные системы (ГИС) получили в последнее время широкое распространение в практике различного рода исследований. Интерес к внедрению ГИС-технологий обусловлен, прежде всего, уникальной их приспособленностью к

объединению и анализу разнородной информации на основе ее координатной привязки.

Томск - старинный студенческий, культурный и промышленный город, расположен в Западной Сибири на р.Томи. Среди его разнообразной застройки многие из строений являются архитектурными памятниками каменного и деревянного зодчества [1]. Сохранение этого культурного наследия является одной из важнейших задач градостроительной политики. В то же время, для Томска, как и многих других городов мира, характерны опасные геологические процессы, одним из которых является техногенное подтопление. Техногенное подтопление - подъем уровня грунтовых вод, вызванный влиянием жизнедеятельности города. Подтопление формируется под действием природных и техногенных факторов, среди которых наибольшее значение имеют геологическое строение и дренированность территории, интенсивность дополнительного питания подземных вод и ухудшение условий их стока и испарения. В данной работе делается попытка, используя материалы проведенных ранее исследований [2,4,5] и возможности средств современных ГИС-технологий, оценить угрозу этого процесса архитектурным памятникам Томска.

Для картографических построений использована настольная геоинформационная система ArcGis 9.2. Возможности компьютерной обработки географически привязанной информации использованы для:

- объединения разнородной и разновременной картографической информации, полученной из различных источников в единой системе условных координат в виде отдельных слоёв электронной карты; оцифровки важнейших тематических карт (рельеф, уровенные поверхности грунтового потока и верховодки и т.д.) в виде, доступном для обработки количественных параметров в полуавтоматическом режиме средствами ГИС-технологий;
- объединения электронных баз данных локальных объектов с пространственной информацией гидрогеологического содержания;
- обработки пространственной информации гидрогеологического содержания средствами ГИС-технологий [3].

В качестве исходной информации использованы цифровые модели рельефа и оригинальные листы гидрогеологической карты на бумажном носителе. Оригиналы после сканирования сшиты в единый растр и оцифрованы. Отдельно получены цифровые модели уровенной поверхности грунтового потока и верховодки.

Базовыми приёмами обработки картографической информации является создание и актуализация электронного слоя специализированной карты глубин залегания подземных вод [4].

Источниками данных являлись специализированные карты, отстроенные на основе многолетней информации, полученной при инженерно-геологических изысканиях для промышленного и гражданского строительства. Сведения об уровнях подземных вод в точках расположения инженерно-геологических скважин обрабатывались, в данном случае, с помощью интерполяции вручную. Нами материал оцифровывался, переводился в электронный вариант. Оцифровка изолиний первичных карт сопровождалась корректировкой в последние годы, изогипсы были переведены в точечный вариант.

На основе цифровой модели рельефа и уровней подземных вод созданы грид-представления этих поверхностей с непрерывным распределением по площади проинтерполированных значений абсолютных отметок рельефа и уровней подземных вод (верховодки и первого от поверхности грунтового водоносного горизонта) [6].

Информационно-поисковая система базируется на анализе факторов, взаимосвязь которых описана ранее, и позволяет определить степень потенциальной подтопляемости. Система является многофакторной. При её работе в определенном порядке происходит анализ разнородных электронных картографических материалов, отражающих дренированность территории, выраженную в условных единицах, глубину залегания подземных вод, типы фильтрационных разрезов, удельное водопотребление, по анализу которого мы можем определить интенсивность дополнительного питания, и проч.

Каждый из факторов разбит на градации в порядке от наименее до наиболее благоприятствующих развитию процессов подтопления. Такой подход, по формальному признаку позволяет использовать балльную систему оценки комплексного воздействия факторов. Однако, чисто формальный подход в данной ситуации неприемлем, т.к. факторы, во-первых, имеют различный удельный вес, а, во-вторых, отсутствие или малое значение вклада некоторых из них (например, отсутствие дополнительного инфильтрационного питания при неизменном уровне дренированности), может полностью исключить возможность подтопления. В связи с этим, система учета факторов дополнена логическими связями, учитывающими соподчиненность и возможный вклад отдельных из них. Например, однослойные разрезы Ф-I-I и Ф-I-II, представленные песками или глинами, мы объединили в одну категорию и при обработке участкам, попадающим в сферу влияния однослойных разрезов, автоматически присваивается низкая опасность развития процессов подтопления, а если известно, что глубина залегания уровней подземных вод менее 2 метров (в нашей информационно-поисковой системе это категория 1), то этот участок находится в зоне уже существующего подтопления. Имеются и другие допущения. В целом, итоговая характеристика степени подтопляемости была представлена в виде логических функций описывающих соподчиненность факторов и вес каждого из них, а реализованные логические связи, характеризующие степень потенциальной подтопляемости (низкая, умеренная, высокая, существующее подтопление) имеют вид:

(ЕСЛИ(И(СУММ(A2:D2)<12;СУММ(A2:D2)>10);"Низкая";

(ЕСЛИ(И(СУММ(A2:D2)>7;СУММ(A2:D2)<=10);"Умеренная";

ЕСЛИ(И(СУММ(A2:D2)<=7;СУММ(A2:D2)>4);"Высокая";

(ЕСЛИ(И(СУММ(A2:D2)<=4;СУММ(A2:D2)>0);"Существующее подтопление"),

где А – глубина залегания подземных вод

В – дренированность территории

С – тип фильтрационного разреза

Д – удельное водопотребление

Кроме того, учитывая логические допущения степень потенциальной подтопляемости принята низкой при В2, С2 и D2, равным четырем, а существующее подтопление возникает при А2=1. Пример визуализации решения для одного из точечных объектов (Ансамбль Богороденско-Алексеевского монастыря) показан на рисунке.

Данные, уже имеющиеся в наличии, могут дополняться, соответствуя временным изменениям динамических параметров многофакторной системы (уровни, удельное водопотребление и пр.). Возможно формирование разнообразных поисковых условий, например, обычному пользователю интересно общее заключение о возможной опасности развития подтопления, тогда как специалиста-гидрогеолога может заинтересовать более подробная информация об исследуемом участке. Пользовате-

лю будет удобно находить любую интересующую его информацию, формируя поисковые условия и перемещая курсор по карте.

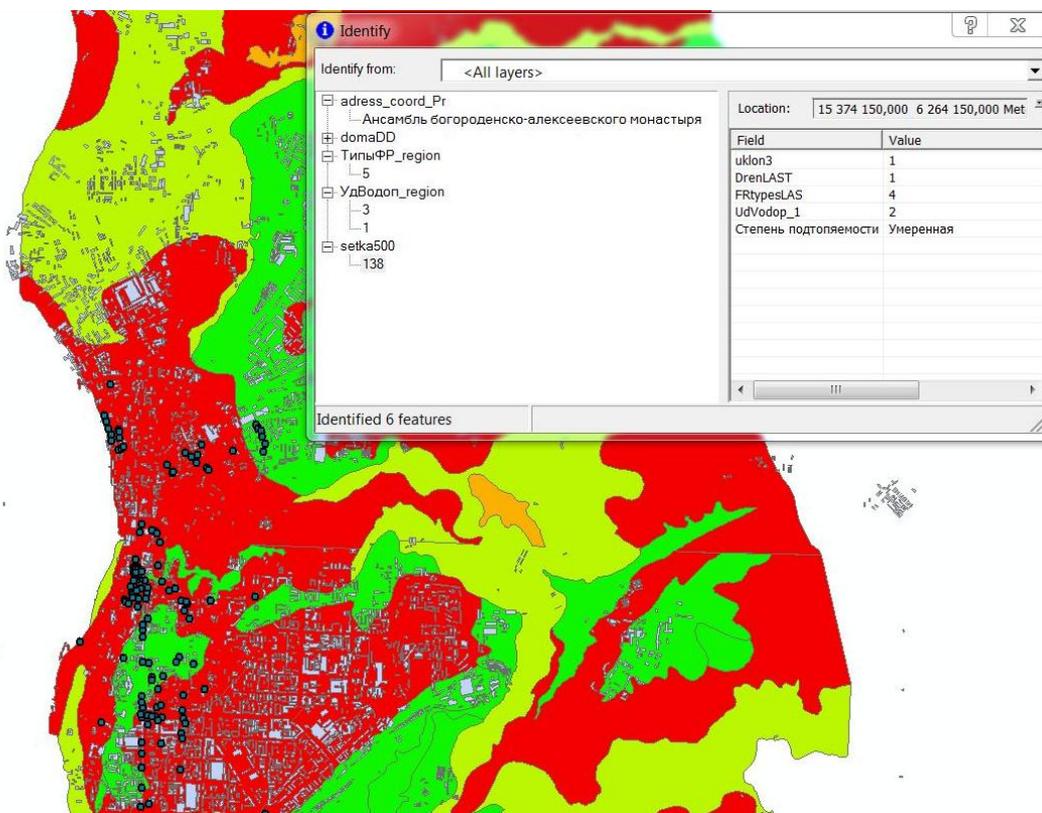


Рис. Экран информационно-поисковой системы в режиме оценки степени подтопленности точечного объекта

Работа, направленная на собственно разработку информационно-поисковой системы, завершилась созданием ее (системы) рабочей версии. Эта версия позволяет нам проверить принципиальную работоспособность системы на примере эталонных, обладающих известными параметрами, объектов. Адекватность результатов оценки одной и той же территории с помощью созданной поисково-информационной системы и оценки, основой которой является натурное обследование, может рассматриваться в качестве основного фактора, характеризующего успешное выполнение проекта. Параллельно выполнялись работы по совершенствованию управления системой и предпринимались попытки исследования рынка в рамках основных направлений использования системы.

Работа выполняется на примере оценки потенциальной подтопленности архитектурных памятников г. Томска, но ее результаты могут быть распространены на другие объекты городской инфраструктуры, использоваться при инженерно-геологических изысканиях и быть востребованы различными ведомствами и службами, обеспечивающими жизнедеятельность города, для:

- контроля и оперативного управления состоянием геологической среды;
- оценки вероятности возникновения, масштабов и интенсивности нежелательных последствий антропогенного воздействия;
- обоснования управленческих и инженерных решений обеспечения комфортной экологически безопасной обстановки, принимаемых на различных уровнях, от

разработки генерального плана до природоохранных мероприятий на конкретных участках городской территории;

- оценки стоимости земель городской территории;
- оптимизация планирования выделения финансовых средств для проведения реставрационных работ в исторически значимой части г.Томска;
- совершенствования туристического бизнеса.

В качестве объектов для апробации системы с ее помощью были выбраны территории расположения ряда памятников деревянного зодчества, находящиеся в зонах с различной степенью развития подтопления, и в их пределах проведено натурное обследование. По результатам натурного обследования установлена высокая сходимость с данными, полученными с помощью системы. В качестве одного из примеров можно привести 6 памятников деревянного зодчества по улице Татарская, обследование которых показало, что они действительно находятся в зоне активного подтопления, в подпольях на глубине порядка 1,8 м наблюдается вода, а жители прилегающих территорий жалуются на постоянную влажность в помещениях и невозможность выкопать погреба.

Литература

1. Сводный список памятников истории и культуры г.Томска и Томской области.- Томск, 1981.
2. Кузеванов К.И. Гидрогеологическая основа экологических исследований города Томска. // Обской вестник. – 1999. – № 1–2. – С. 53–58.
3. Льготин В.А., Макушин Ю.В. Опыт организации работ по ведению мониторинга геологической среды на территории Томской области // Информационный бюллетень ГИС ассоциации. – 1996. – № 5. – С. 55–59.
4. Покровский Д.С., Кузеванов К.И. Гидрогеология и подтопление территории г. Томска // Подземные воды юга Западной Сибири. Формирование и проблемы рационального использования: Сб. научн. тр. / Институт геологии и геофизики СО АН СССР / Отв. ред. В.А. Николаев. – Новосибирск: Наука, 1987. – Вып. 683. – С. 146–153.
5. Покровский Д.С., Кузеванов К.И. Гидрогеологические проблемы строительного освоения территории г. Томска // Обской вестник. – 1999. – № 1–2. – С. 96–101.
6. Покровский Д.С., Кузеванов К.И. Типовые фильтрационные разрезы как основа геоэкологического картирования урбанизированных территорий // Геоэкологическое картирование: Тез. докл. Всерос. конф. – М., 1998. – С. 60–63.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМЬ-ЯЙСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ

Е.А. Солдатова

Научные руководители доцент Ю.Г. Копылова,
старший преподаватель Н.В. Гусева,

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

В связи с постепенным истощением разведанных запасов месторождений полезных ископаемых назрела острая необходимость осуществления поисковых работ. При этом геологических условиях, в которых проводятся поисковые работы, все более и более усложняются. В сложившейся ситуации следует вспомнить об эффективности геохимических методов поисков, среди которых особое место занимают гидрогеохимические поиски, отличающиеся глубинностью, высокой площадной представительностью проб и экспрессностью результатов опробования.

В настоящее время с развитием теории об эволюции системы вода-порода [1, 7 – 9] и появлением высокочувствительных методов анализа стало возможным совершенствовать методику гидрогеохимических поисков, и тем самым получать достоверную гидрогеохимическую информацию и качественно интерпретировать ее.

Полевые работы в районе Томь-Яйского междуречья, на которых базируется работа автора, проводились в период с 1992 по 2009 годы сотрудниками Томского

политехнического университета совместно с НПО «Геосфера». Гидрогеохимическое опробование осуществлялось преимущественно по речной сети в меженный период, также опробовались озера, естественные и искусственные выходы подземных вод, стоки и отстойники. На основе полученных результатов была создана база данных, включающая более 1000 точек опробования.

При изучении вещественного состава вод района исследований использовались разнообразные методы анализа. Для определения макрокомпонентного состава и основных показателей геохимической среды природных растворов был применен стандартный набор методов – титриметрия, потенциометрия, турбидиметрия, фотокolorиметрия, пламенной фотометрии.

Для определения микрокомпонентов в водах использовался нейтронно-активационный и спектральный анализы, инверсионная вольтамперометрия, фотокolorиметрия, потенциометрия для определения концентрации иона фтора, атомно-абсорбционная спектроскопия для определения содержаний ртути и лития, флюориметрия для определения бора. Наиболее современным из используемых в работе методов являлась масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой, применяемая для определения около 70 элементов, в том числе группы редкоземельных.

Данные, полученные в результате количественного химического анализа вод Томь-Яйского междуречья, приведены в таблице 1. Минерализация вод изменяется от 102,77 до 2753,49 мг/л, но главным образом это пресные воды с минерализацией до 1000 мг/л. Геохимическая среда характеризуется значениями рН от 6,3 до 8,3, воды околонеутральные, слабощелочные и щелочные [4, 6]. По анионному составу опробованные воды преимущественно гидрокарбонатные. Катионный состав вод Томь-Яйского междуречья более разнообразен, но наибольшим распространением здесь пользуются кальциевые и магниевые-кальциевые воды [6].

Чтобы достоверно определить фоновые концентрации микрокомпонентов в исследуемых водах были выделены однородные гидрогеохимические совокупности, каждая из которых характеризуется единством процессов формирования химического состава, а также масштабами разрушения горных пород [2, 3].

Однородные гидрогеохимические совокупности выделялись в соответствии с геохимическими типами вод (по классификации С.Л. Шварцева [9]), которые в свою очередь определялись равновесием с ведущими минералами горных пород. Для характеристики степени насыщенности вод относительно этих минералов использовался индекс неравновесности (А):

$$A = \lg \frac{K}{Q}, \quad (1)$$

где K – константа химической реакции, Q – квотант реакции [7]. По мере насыщения вод относительно какого-либо соединения значение индекса неравновесности A уменьшается, стремясь к нулю, при пересыщении вод его значения становятся отрицательными [4, 7].

В результате были выделены четыре совокупности: 1) совокупность кислых железисто-алюминиевых вод, равновесных с гиббситом; 2) совокупность алюминиево-кремнистых вод, равновесных с каолинитом; 3) совокупность кремнисто-кальциево-магниевых вод, равновесных с минералами группы монтмориллонитов; 4) совокупность щелочных кремнистых карбонатно-кальциевых вод, равновесных с кальцитом.

Таблица 1

Химический состав вод Томь-Яйского междуречья

Компонент	Единицы измерения	Содержание			
		Среднее	Максимальное	Среднее в водах зоны выщелачивания ^[1]	Кларк речных вод ^[2,3]
pH		7.59	8.26	6.75	–
HCO ₃ ⁻	мг/л	362.63	1098.00	146	52.00 ^[2]
SO ₄ ²⁻		6.74	90.00	12.4	8.25 ^[2]
Cl ⁻		15.69	1553.00	10.1	5.50 ^[3]
NO ₂ ⁻		0.165	3.00	0.10	0.03 ^[2]
NO ₃ ⁻		8.35	565.00	1.56	0.44 ^[2]
F ⁻		0.232	3.79	0.23	0.10 ^[3]
Ca ²⁺		90.04	210.00	27.40	12.00 ^[3]
Mg ²⁺		14.97	117.12	11.2	2.90 ^[3]
Na ⁺		17.23	840.00	13.80	5.00 ^[3]
K ⁺		4.00	175.00	1.84	2.00 ^[3]
NH ₄ ⁺		2.37	230.00	0.52	0.02 ^[2]
Si		4.94	12.03	6.77	6.00 ^[3]
Сумма		524.90	2753.49	239.00	100.00 ^[2]
Fe _{общ}		мкг/л	675.00	26000.00	424.00
Li	15.07		160.00	6.20	2.50 ^[3]
Sr	337.20		1597.00	88.70	50.00 ^[3]
Hg	0.225		24.00	0.041	0.07 ^[3]

Примечания: ^[1] по С.Л. Шварцеву [7]

^[2] Martin et al., 1979, Meybeck, 1979, 1982 [7]

^[3] по А.П. Виноградову (1967), с дополнениями по В.Н. Иваненко (1979), В.В. Гордееву и А.П. Лисичину (1979) и В.В. Гордееву (1983) [5]

В рамках каждой выделенной гидрогеохимической совокупности с применением аппарата математической статистики были рассчитаны фоновые концентрации химических элементов. Это позволило повысить достоверность получаемой гидрогеохимической информации, поскольку совокупности, являясь однородными, они позволяют провести статистическую обработку гидрогеохимических данных и с большей степенью надежности определить параметры распределения химических элементов в выборках. Полученные статистические данные по основным микрокомпонентам приведены в таблице 2, где фоновые концентрации химических элементов в водах Томь-Яйского междуречья сравниваются с их средним содержанием в водах зоны выщелачивания [7].

Фоновые и аномальные уровни концентрации химических элементов в водах Томь-Яйского междуречья оценивались с помощью стандартизованных коэффициентов контрастности (СКК) с учетом параметров распределения каждой выборки:

$$СКК = \frac{\lg C_i - \lg C_{\phi}}{\lg \varepsilon}, \quad (2)$$

где C_i – содержание элемента в точке; C_{ϕ} – фоновое содержание элемента в выборке; ε – стандартный множитель или стандартное отклонение (для выборок, характеризующихся нормальным законом распределения).

Таблица 2
Распределение микрокомпонентов в водах Томь-Яйского междуречья

Компонент	Единицы измерения	Однородные гидрогеохимические совокупности								Содержание в водах зоны выщелачивания [7]
		Совокупность №1		Совокупность №2		Совокупность №3		Совокупность №4		
		Среднее	Стандартное отклонение	Среднее	Стандартное отклонение	Среднее	Стандартное отклонение	Среднее	Стандартное отклонение	
Al	мг/л	-	-	0.211	0.152	0.086	0.649	0.099	0.605	0.19
Si		0.616	0.195	3.23	0.195	6.27	0.115	5.46	0.118	6.77
Fe _{общ}		0.846	0.521	0.811	0.343	0.658	0.380	0.475	0.292	0.424
Li	мкг/л	15.62	4.86	16.14	0.217	12.63	0.190	13.64	0.151	6.2
Sc		0.176	0.108	0.171	0.391	0.118	0.443	0.087	0.217	0.07
Ti		0.604	0.465	4.42	0.437	7.88	0.428	8.25	0.419	6.96
V		0.527	0.424	2.69	0.423	1.50	0.295	1.42	0.315	1.01
Cr		2.53	0.611	3.04	0.471	4.96	0.280	5.44	0.299	2.78
Mn		4.62	0.384	12.29	0.374	19.09	0.403	16.19	0.360	34.3
Co		0.304	0.090	0.357	0.203	0.331	0.184	0.328	0.247	0.33
Ni		1.85	1.35	1.76	0.329	1.77	0.311	1.67	0.289	3.11
Cu		4.50	1.15	4.11	0.373	3.16	0.343	2.91	0.337	4.00
Zn		18.41	11.91	12.07	0.377	7.36	0.352	6.47	0.309	30.3
As		3.57	2.65	7.71	0.215	8.26	0.210	7.23	0.185	1.34
Br		62.83	13.59	50.31	0.282	29.82	0.304	35.43	0.291	40.8
Rb		2.34	1.93	2.27	0.334	3.25	0.309	3.35	0.274	1.87
Sr		-	-	367.53	0.337	379.64	0.331	405.72	0.281	88.7
Mo		-	-	0.152	0.290	0.1998	0.342	0.200	0.315	1.16
Ag		0.694	0.981	0.204	0.438	0.167	0.353	0.154	0.358	0.22
Cd		0.225	0.178	0.133	0.322	0.102	0.523	0.092	0.239	0.20
Sn		0.130	0.065	0.382	0.358	0.551	0.412	0.906	0.416	0.39
Sb		0.235	0.149	0.152	0.525	0.083	0.585	0.067	0.594	0.64
Cs		0.080	0.116	0.033	0.488	0.028	0.504	0.020	0.145	0.18
Ba		15.63	4.84	22.11	0.323	35.95	0.326	38.45	0.304	14.4
La		0.264	0.134	0.287	0.323	0.289	0.348	0.289	0.342	0.67
Ce		0.528	0.276	0.631	0.377	0.790	0.423	0.796	0.376	-
Sm		0.045	0.059	0.045	0.689	0.047	0.909	0.029	0.936	-
Eu		0.008	0.353	0.011	0.444	0.0099	0.546	0.014	0.470	-
Tb		0.007	0.005	0.011	0.422	0.007	0.506	-	-	-
Yb		-	-	0.013	0.167	0.020	0.203	0.020	0.184	-
Lu	-	-	0.003	0.663	0.003	0.692	0.003	0.692	-	
Hf	0.142	0.342	0.101	0.416	0.075	0.579	0.058	0.568	-	
Ta	0.010	0.013	0.0096	0.428	-	-	-	-	-	
Au	0.007	0.479	0.006	0.556	0.005	0.615	0.004	0.578	0.0034	
Hg	0.145	0.147	0.105	0.646	0.063	0.698	0.054	0.739	0.0411	
Pb	3.53	1.840	4.03	0.335	2.63	0.331	2.88	0.330	2.18	
Th	0.078	0.053	0.045	0.502	0.019	0.648	0.028	0.490	0.10	
U	0.653	0.665	0.489	0.517	0.519	0.555	0.655	0.426	0.56	
Количество элементов выборки		13		169		364		588		

Оценка комплексных аномалий базировалась на аддитивном показателе, вычисленном посредством суммирования СКК>1 элементов геохимических групп по классификации Садечки-Кардыша [8]: литофильные элементы – Li, Cs, Rb, Sr, Ba, Cr, Si, Al; пегматитофильные – Ti, V, Mn, Sc, Th, U, Hf, Mo, Ta, TR (Sm, Lu, La, Ce, Yb, Tb, Eu); сидерофильные – Au, Fe, Co, Ni, сульфохалькофильные – Cu, Ag, Zn, Cd, Hg, As, Sb, оксихалькофильные – Sn, Pb. Ассоциация каждой группы элементов от-

ражают определенные процессы при рудообразовании и позволяют проследить минералого-геохимическую зональность прогнозируемого оруденения [2, 3].

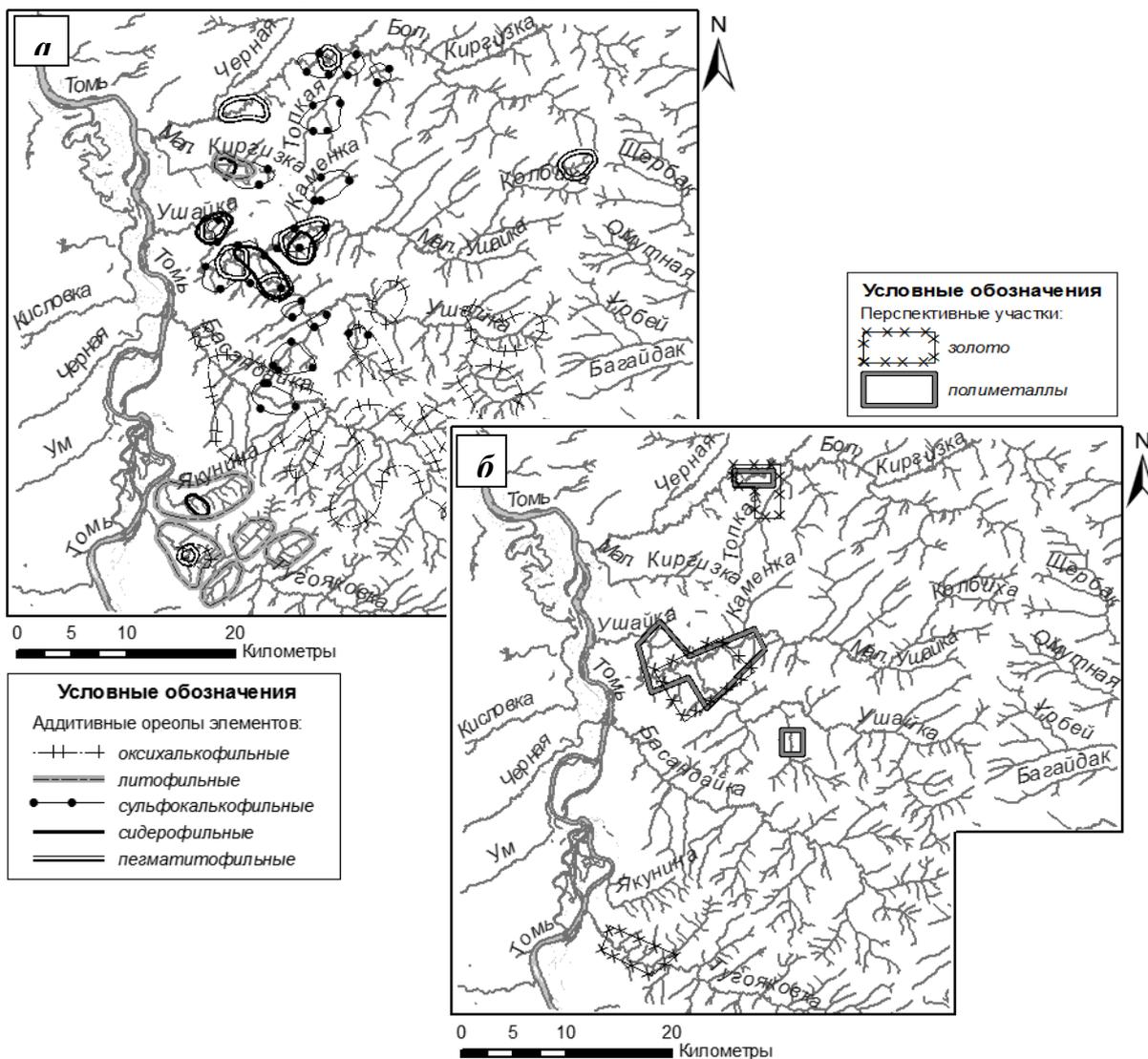


Рис. 1. Структура гидрогеохимического поля (а) и положение перспективных участков золотой и полиметаллической специализации (б)

На основе распространения аддитивных ореолов в последствии было выделено аномальное гидрогеохимическое поле (рис. 1а), которое отражает минералого-геохимическую зональность прогнозируемого оруденения. В его пределах по высококонтрастным ореолам золота были выделены участки, перспективные на обнаружение золотого оруденения (рис. 1б). Также по аддитивным ореолам, построенным по средствам суммирования $СКК > 1$ химических элементов полиметаллического оруденения – Zn, Pb, Cu, Cd, Ag, были выделены перспективные участки на обнаружение полиметаллической минерализации (рис. 1б).

Анализируя структуру аномального гидрогеохимического поля (рис. 1а), можно предположить, что на территории района исследований или в непосредственной близости от нее расположены два магматических очага, один из которых находится в северо-западной или центральной части района на значительной глубине. Об этом свидетельствует положение ореолов пегматитофильных, сидерофильных и сульфидофильных элементов, которые отражают постмагматические процессы

рудообразования и метасоматические изменения, а также локальное распространение ореола обогащения вод литофильными элементами в верхнем течении р. М. Ушайка (рис 1а). Второй очаг рудообразования приурочен к бассейну р. Тугояковка или располагается в незначительном удалении от него. Доказательством тому являются обширные ореолы литофильных элементов, расположенные в бассейне р. Тугояковка. Зона распространения комплексных ореолов оксихалькофильных элементов в бассейнах рр. Басандайка и Ушайка вероятно продукт деятельности обоих очагов магматизма.

Литература

1. Алексеев В.А., Рыженко Б.Н., Шварцев С.Л. и др. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. Т. 1. Система вода–порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – 244 с.
2. Гусева Н.В., Копылова Ю.Г. Структура аномального гидрогеохимического поля как гидрогеохимический критерий оруденения (на примере района золоторудного месторождения Новогоднее-Монто) // Известия ТПУ. – 2010 – Т. 317, – № 1. – С. 149–155.
3. Гусева Н.В. Совершенствование методики гидрогеохимических поисков в условиях полярного Урала (на примере междуречья Ензорьяхи и Юньяхи): диссерт. на соискание ученой степени к. г-м н.: спец.25.00.09 / Н.В. Гусева; ТПУ; науч. рук. С. Л. Шварцев. – Томск, 2010. – 199 л.
4. Колубаева Ю.В., Шварцев С.Л., Копылова Ю.Г. Геохимия вод северной части Колывань-Томской складчатой зоны // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2010 – №2. – С. 50–58.
5. Краткий справочник по геохимии / Под ред. Г.В. Войткевича и др. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра. 1977. С. 9-10.
6. Солдатова Е.А. Химический состав вод Томь-Яйского междуречья // Материалы Международного молодежного научного форума «ЛОМОНОСОВ-2011» / Отв. ред. А.И. Андреев, А.В. Андриянов, Е.А. Антипов, М.В. Чистякова. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://lomonosov-msu.ru/archive/Lomonosov_2011/structure_6_1195.htm
7. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
8. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1996. – 423 с.
9. Шварцев С.Л., Рыженко Б.Н., Алексеев В.А. и др. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода–порода. Т. 2. Система вода–порода в условиях зоны гипергенеза. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, 2007. – 389 с.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА АВТОЗАПРАВОЧНОЙ СТАНЦИИ В Г. ТОМСКЕ

Е.А. Шмелькова

Научный руководитель старший преподаватель Н.Н. Бракоренко
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Настоящая работа представляет собой проект инженерно-геологических исследований участка для строительства автозаправочной станции (АЗС) на территории г. Томска по ул. Парковая.

Целью проектирования является изучение инженерно-геологических условий участка и разработка проекта инженерно-геологических изысканий под строительство АЗС на стадии рабочей документации.

Задачей является нахождение оптимальных приемов и методов исследований, обеспечивающих получение достоверных данных необходимых для проектирования и дать максимальную информацию о свойствах геологической среды – компонентах инженерно-геологических условий в пределах предполагаемой сферы ее взаимодействия с сооружениями.

В работе над проектом использованы фондовые материалы Томской изыскательской организации ОАО «Томгипротранс», а также литературные данные и нормативные документы.

Участок под строительство АЗС расположен в г. Томске на улице Парковой, 30. Рельеф данной площадки – это выровненная поверхность, в геоморфологическом

отношении это междуречье рек Томь и Яя. Абсолютные отметки этой площадки минимальная - 151,54 м, максимальная – 152,94 м.

Породы представлены двумя стратиграфо-генетическими комплексами – верхнеэоценовыми плиоценовыми аллювиальными отложениями Кочковской свиты (N2кс) и современным техногенными отложениями (tQIV). На основе оценки пространственной изменчивости [10] нами до глубины 10 метров выделены следующие ИГЭ: насыпной гравийно-галечниковый грунт(tQIV); суглинок мягкопластичной консистенции(N2кс); суглинок текучепластичной консистенции(N2кс); супесь твердой консистенции(N2кс); песок средней крупности(N2кс).

Геологические процессы и явления не характерны для данного участка.

Таким образом, категория сложности инженерно-геологических условий данного участка оценена нами как I (простая), согласно приложению Б СП 11-105-97.

Особенностью работы является вид проектируемого сооружения - АЗС. Как известно [2,3], увеличение количества АЗС приводит к неизбежному загрязнению атмосферы, почв, грунтов, поверхностных и подземных вод нефтепродуктами. Причинами внесения НП в геологическую среду являются аварийные утечки и проливы как в результате длительного обычного заправочного процесса, так и в результате технических неисправностей и негерметичности резервуаров хранения НП, чему отчасти способствуют процессы коррозии металлических конструкций. В связи с этим на участках строительства АЗС, необходимо предусмотреть помимо стандартных методов и методик инженерно-геологических исследований и экологические работы направленные на оценку степени загрязнения грунтов и подземных вод нефтепродуктами.

На сегодняшний день четких рекомендаций по изучению экологического состояния грунтов и подземных вод нет. Нами предложено в программу изысканий под строительство АЗС внести дополнительно опробование грунтов и подземных вод для определения содержания нефтепродуктов в грунтах, для более качественной оценки последующего загрязнения. Кроме того, на основе изучения состава и свойств грунтов слагающих геологический разрез – необходимо составлять прогноз характера распределения нефтепродуктов в грунтах (формирование максимумов загрязнения), который в конечном итоге поможет принять конструктивные решения направленные на уменьшении экологического риска на участках АЗС (например: заглубление резервуаров с НП в малопроницаемые грунты, для предотвращения фильтрации НП вниз по разрезу).

Таким образом, для изучения инженерно-геологических условий участка АЗС по ул. Парковой нами предложены следующие наиболее оптимальные методы:

Топографо-геодезические – данные работы необходимы для разбивки и планово-высотной привязки скважин [1].

Буровые работы – необходимы для изучения геологического строения, проявление тектонических процессов и трещиноватости пород; проведение полевых опытных работ; отбора образцов проб с ненарушенной структурой и проб воды.

ИГ опробование - обеспечивает получение информации о составе и свойствах горных пород [1].

Полевые опытные работы – для данных условий наиболее оптимальным может служить статическое зондирование необходимое для определения степени уплотнения и упрочнения во времени насыпных и намывных грунтов, изменения прочности и плотности песчаных и глинистых грунтов при обводнении, дренировании, определения динамической устойчивости водонасыщенных песков и т.п.

Лабораторные – направлены на определение состава, состояния и свойств грунтов по стандартным методикам изложенным в ГОСТ [5,7,8] а также содержание нефтепродуктов в грунтах и подземных водах.

В период эксплуатации АЗС также необходимо проводить опробование грунтов и подземных вод с целью определения их состава, свойств и содержания в них нефтепродуктов. Результаты анализа изменения свойств грунтов, содержания в них НП до строительства АЗС и в период ее эксплуатации, будут несомненно иметь не только практический интерес (для оценки экологического состояния и принятия конструктивных решений) но и большой научный вклад.

Литература

1. Бондарик Г. К., Ярг Л.А. Инженерно-геологические изыскания. Учебник. Москва 2008.
2. Гольдберг В.М. Распределение концентраций нефтепродуктов. //Геозкология. - 1999. - №3. – с. 55-65.
3. Гуртова Г. Л. Современное бизнес-образование. Нефтегазовое строительство. Москва 2005.
4. Дутова Е. М., Емельянова Т.Я., Кузеванов К.И. Основы практической гидрогеологии и инженерной геологии. Учебное пособие. Томск 2008.
5. Гост 12248-95 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
6. СанПин 2.1.4.559-96.Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.
7. Гост5180-84 Грунты. Определение физических характеристик.
8. Гост12536-79 Грунты. Определение гранулометрического состава.
9. ГОСТ 25100-95 «Грунты.Классификация».
10. ГОСТ 20522-96 «Методы статистической обработки результатов испытаний»

НАПРАВЛЕНИЕ 6 ГИДРОГЕОХИМИЯ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЯ ЗЕМЛИ

АСПИРАНТЫ

ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СРЕДЫ НА УРАНОНОСНОСТЬ ПРИРОДНЫХ ВОД БАСЕЙНА СРЕДНЕГО ТЕЧЕНИЯ Р. АНГАРА

А.А. Балобаненко

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

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

Рассатриваемый участок территориально располагается в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья, недалеко от горноскладчатых сооружений Енисейского кряжа.

Данные по содержанию урана в природных водах получены в результате проведения гидрогеологической съемки в масштабе 1:200000 листа О-47-XIV. Пробы воды отбирались из родников, колодцев и скважин.

Содержание в подземных водах урана изменяется от $0,14 \cdot 10^{-6}$ до $5,5 \cdot 10^{-6}$ г/л, при среднем содержании $0,73 \cdot 10^{-6}$ г/л. Ураноносность подземных вод изменяется по глубине. Это связано в первую очередь с тем, что породы образующие водоносные горизонты имеют разный кларк урана. Его концентрация может варьировать благодаря целому ряду факторов. Минерализация, величина рН, Eh, минерализации, концентрация органического вещества, концентрация урана в водовмещающих породах, а так же множество других факторов влияют на миграционную способность урана. Благодаря такому огромному количеству одновременно действующих разнородных факторов оценить влияние каждого бывает достаточно проблематично.

Влияние рН на ураноносность вод носит сложный характер, однако следует отметить, что наибольшую ураноносность имеют воды с рН 6,5-7,5. При удалении в более кислую или щелочную область содержание урана в водах падает (табл.1). Данную зависимость можно проследить в подземных водах четвертичных и ордовикских отложений.

Величина общей минерализации и содержание урана в подземных водах имеют прямую корреляционную связь, следовательно с увеличением минерализации вод увеличивается и содержание урана в них (табл.1). Данная закономерность хорошо прослеживается в подземных водах отложений перми и кембрия.

Территориально повышенные содержания урана имеют локальный характер и приурочены к определенным участкам. Во-первых это бассейн реки Ельчимо от истоков до слияния с р. Мунтуль. Содержания урана здесь достигают $0,82 \cdot 10^{-6}$ г/л, что по всей видимости объясняется повышенным содержанием урана в породах кембрийского возраста. В районе д. Ярки и пос. Ангарский содержания урана достигают $3,7 \cdot 10^{-6}$ мг/л. Это, по видимому, может быть связано с повышенной концентрацией органического вещества в воде, что несомненно способствует более активной миграции урана из пород нижнеэвенкийской подсвиты и накоплению его в водном растворе.

Кроме этого следует отдельно выделить участок около д. Карабула. Здесь проходит разлом глубокого заложения, секущий карбонатные породы нижнего ордовика. Содержание урана в водах достигает максимального для изучаемой территории значения ($5,5 \cdot 10^{-6}$ мг/л).

Таблица 1

Содержание урана в подземных водах различных отложений в зависимости от рН и величины общей минерализации, 10-6 г/л

Водоносные горизонты	рН			Минерализация, г/л		
	>7,5	6,5-7,5	<6,5	>1	0,5-1	<0,5
Четвертичных отложений	$\frac{0,4-0,52^*}{0,44}$	$\frac{0,35-2,3}{0,85}$	$\frac{0,18-1,4}{0,6}$	$\frac{0,42-1,2}{0,81}$	$\frac{0,42-1,4}{0,75}$	$\frac{18-2,3}{0,64}$
Юрских отложений	$\frac{0,32-3,7}{1}$	$\frac{0,23-0,85}{0,45}$	$\frac{0,23-0,92}{0,53}$	-	0,8	$\frac{0,23-3,7}{0,7}$
Триасовых отложений	0,62	$\frac{0,2-0,62}{0,37}$	0,19	-	-	$\frac{0,19-0,62}{0,38}$
Пермских отложений	$\frac{0,42-1,7}{0,78}$	$\frac{0,21-0,6}{0,4}$	$\frac{0,19-0,57}{0,36}$	-	$\frac{0,42-1,7}{0,89}$	$\frac{0,19-1,2}{0,44}$
Каменноугольных отложений	$\frac{0,37-1,6}{0,86}$	$\frac{0,23-1,8}{0,84}$	-	$\frac{0,37-1,8}{0,96}$	0,86	$\frac{0,23-1,6}{0,71}$
Ордовикских отложений	$\frac{0,35-0,5}{0,45}$	$\frac{0,42-2,5}{1,09}$	$\frac{0,16-0,37}{0,25}$	-	$\frac{0,45-0,8}{0,63}$	$\frac{0,16-2,5}{0,55}$
Кембрийских отложений	$\frac{0,19-5,5}{1,66}$	$\frac{0,14-4,4}{0,86}$	$\frac{0,23-0,6}{0,38}$	$\frac{0,19-4,4}{1,92}$	$\frac{0,16-1,8}{0,67}$	$\frac{0,14-5,5}{0,73}$
Протерозойских отложений	-	-	$\frac{0,16-0,45}{0,3}$	-	-	$\frac{0,16-0,45}{0,3}$
Отложения нижнего триаса	-	-	$\frac{0,4-4,7}{2,23}$	-	-	$\frac{0,4-4,7}{2,23}$

* $\frac{0,4-0,52}{0,44}$

В числителе слева минимальное значение, справа – максимальное, в знаменателе – среднее значение

Удаление урана из раствора может осуществляться в результате разных причин. Его миграции в подземных водах могут препятствовать значительные количества ванадия, фосфора, мышьяка и кремнезема, анионные формы которых с катионной ураниловой частью растворенного урана способны образовывать труднорастворимые соединения в виде сложных ванадатов, фосфатов, арсенатов и силикатов. Известно также, что уран хорошо сорбируется гидроокислами железа, алюминия, органическим веществом угольного и нефтяного ряда, некоторыми минералами группы глин. и другими природными сорбентами. При этом, максимальная сорбция урана происходит в слабокислой области, когда он преобладает в растворе в виде положительно¹ заряженных ионов и коллоидных мицелл. Однако основной минеральной формой промышленных руд в экзогенных эпигенетических месторождениях этого элемента являются черни, смолка и изредка коффинит, т. е. соединения, содержащие то или иное количество четырехвалентного урана. Поэтому основной интерес представляет выяснение условий осаждения урана из подземных вод при его восстановлении.

Было выполнено моделирование форм миграции урана в зависимости от рН и Eh подземных вод, с повышенной урановой минерализацией. Все расчеты проводились с помощью программного комплекса HydroGeo М.Б. Букаты.

Соотношение основных форм урана на прямую зависит от окислительно-восстановительных условий. При рН=6 в восстановительной обстановке преобладают формы 4-х валентного урана, но начиная с Eh=-100 мВ и далее в окислительной области преобладают формы 6-ти валентного урана (рис. 1).

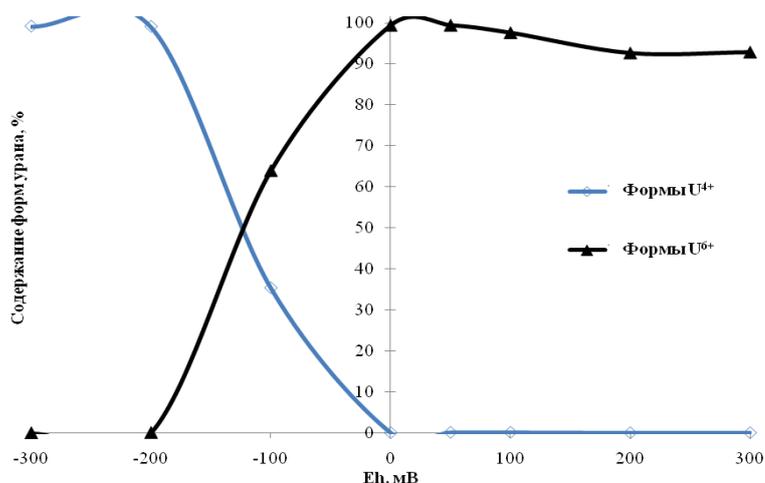


Рис. 1 Соотношение основных форм урана при pH=6

При pH=7 в сильно восстановительной обстановке доминируют комплексы 4-х валентного урана, но начиная с Eh=-250 мВ и дальше в окислительной области преобладают комплексы 6-ти валентного урана (рис. 2).

При pH=8 в исследуемом интервале Eh от -300 до 300 мВ преобладают формы только 6-ти валентного урана (рис. 3). Причем при удалении в более окислительную область происходит замещение карбонатных ($\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3^{4-}$) форм гидрокарбонатными ($(\text{UO}_2)_2\text{CO}_3(\text{OH})_3^-$).

Можно также вывести степень влияния pH на разнообразие форм в водном растворе. При pH=6 в области Eh -300-(-100) мВ преобладают комплексы 4-х валентного урана, при pH=7 эта область сужается до Eh -300-(-250) мВ, и при pH=8 в области Eh -300-300 мВ преобладают только комплексы 6-ти валентного урана.

Исходя из этих графиков можно вывести степень влияния pH и Eh на ураноносность подземных вод. При pH=6-7 накопление урана происходит в окислительной обстановке, но при pH=8 накопление урана уже начинает в восстановительной области. В слабокислых и нейтральных водах в окислительной среде при Eh=50-100 мВ происходит резкое увеличение растворимости урана, но в слабощелочной среде резкое увеличение растворимости начинается при восстановительных условиях (Eh=-100 мВ) (рис. 4).

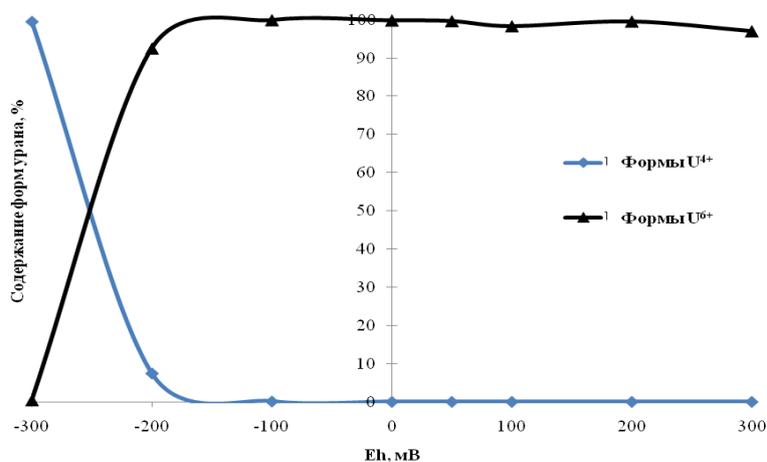


Рис. 2 Соотношение основных форм урана при pH=7

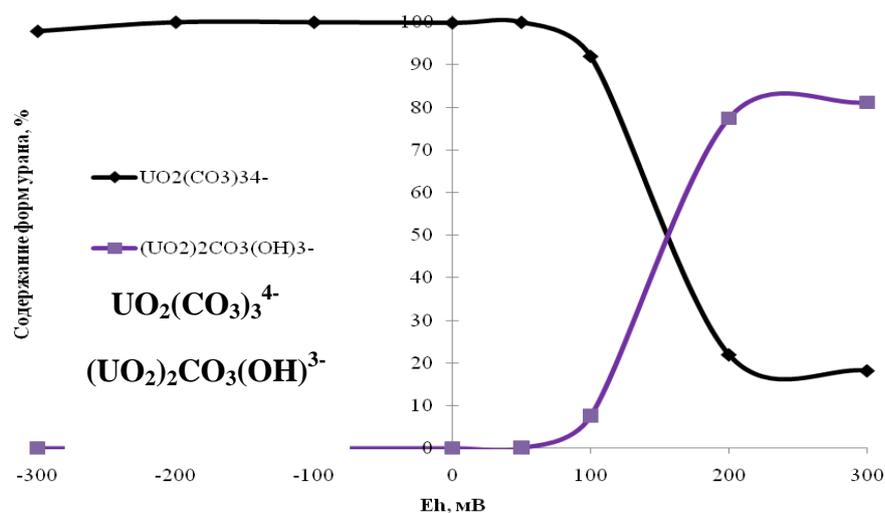


Рис. 3 Соотношение основных форм урана при pH=8

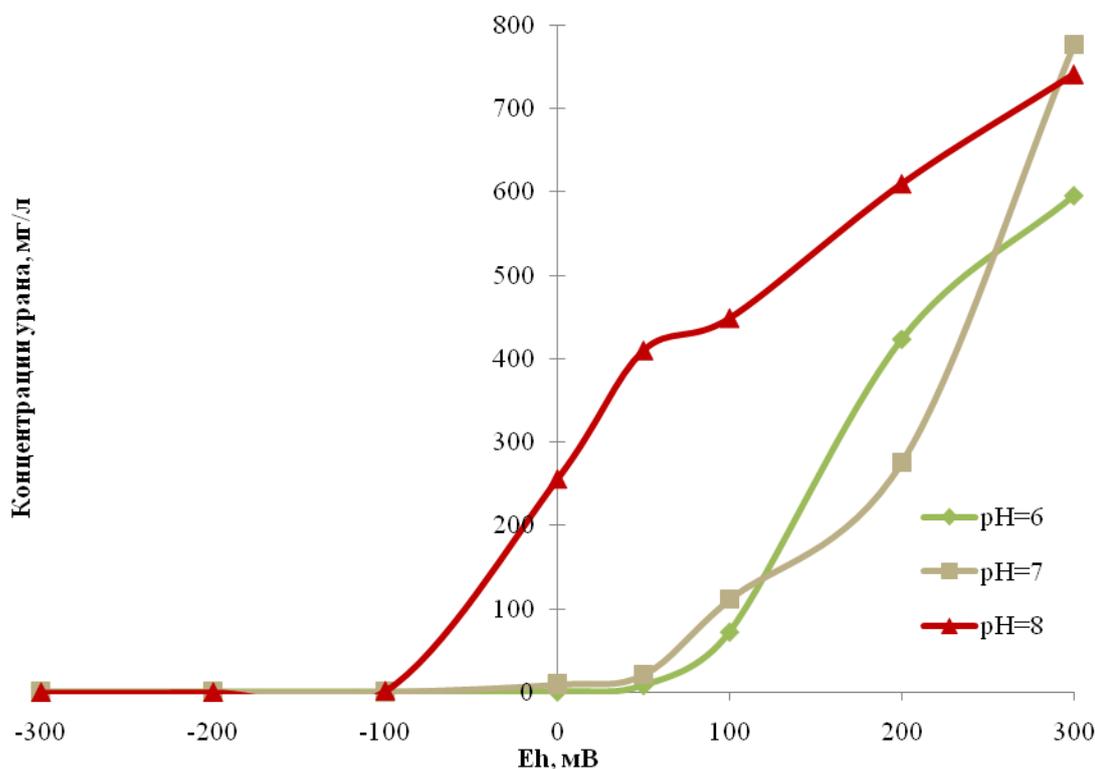


Рис. 4 Равновесные концентрации U в подземных водах при различных pH и Eh

Наиболее высокие содержания урана отмечаются в окислительной обстановке, т.е. в области высоких положительных Eh. При уменьшении Eh происходит закономерное снижение его содержаний в водной среде. Это объясняется тем, что уран в восстановительной среде переходит в малоподвижные комплексы и выводится из воды вторичным минералообразованием.

В водах наиболее существенная доля урана приходится на комплексы $(UO_2(CO_3)_2)^{2-}$, $(UO_2(CO_3)_3)^{4-}$, $U(OH)_3^+$. В природных условиях устойчивы соединения лишь четырех- и шестивалентного урана. В областях с отрицательным значением Eh должны преобладать гидроксокомплексы 4-валентного урана. С увеличением зна-

чения Eh увеличивается содержание карбонатных комплексов 6-тивалентного урана. Изменение минерализации очень сильно влияет на формы миграции урана в природных водах. С ростом минерализации увеличивается содержание урана в природных водах. Нужно отметить, что данная тенденция характерна только для вод окислительной обстановки, вод зоны гипергенеза. В более минерализованных водах восстановительной обстановки преобладают гидроксокомплексы 4-х валентного урана, а в менее минерализованных в окислительной обстановке – карбонатные комплексы 6-ти валентного урана.

В областях с положительным значением Eh должны преобладать формы $U(OH)_3^+$, т.е. формы 4-хвалентного урана (рис. 5).

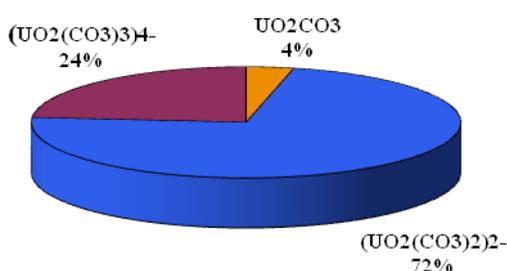


Рис.5 Соотношение форм в восстановительной обстановке

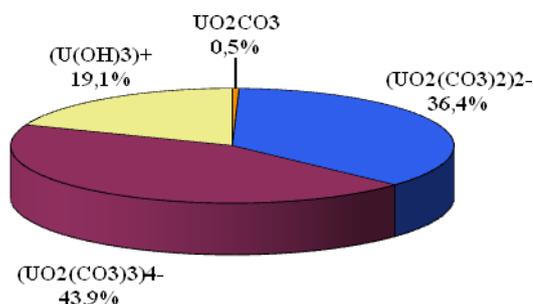


Рис. 6 Соотношение форм в окислительной обстановке

С уменьшением значения Eh увеличивается содержание форм 6-тивалентного урана, т.е. карбонатных форм $(UO_2(CO_3)_2)^{2-}$, $(UO_2(CO_3)_3)^{4-}$ (Рис. 6)

Таким образом, поле распределения урана в рамках изучаемой территории достаточно неоднородно. В целом ураноносность находится на уровне $0,7 \cdot 10^{-6}$ г/л, а повышенные концентрации урана четко локализованы на участках где весь широкий спектр влияющих факторов образует условия благоприятные для миграции урана и накоплению его в водном растворе.

При помощи моделирования определена степень влияния pH на разнообразие форм в водном растворе. При pH=6 в области Eh -300(-100) мВ преобладают комплексы 4-х валентного урана. При pH=7 эта область сужается до Eh -300(-250) мВ. При pH=8 в области Eh -300-300 мВ преобладают только комплексы 6-ти валентного урана.

Так же было подтверждено влияние pH и Eh на ураноносность подземных вод. В слабокислых и нейтральных водах в окислительной среде при Eh=50-100 мВ происходит резкое увеличение растворимости урана, но в слабощелочной среде резкое увеличение растворимости начинается при восстановительных условиях (Eh=-100мВ).

Литература

1. Гаррелс Р. М., Крайст Ч. Л. Растворы, минералы, равновесия. – М., «Мир», 1968. – 364 с. с ил.
2. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода : в 5 т. Т. 1: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование/С.Л.Шварцев и др. Изд-во СО РАН – 2005. – 244с.
3. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода : в 5 т. Т. 2: Система вода-порода в условиях зоны гипергенеза/С.Л.Шварцев и др. Изд-во СО РАН. –2007. – 389 с.
4. Перельман А.И., Батулин С.Г. Геохимия урана в зоне гипергенеза и образование урановых месторождений.- В кн.: «Проблемы геологии минеральных месторождений, петрологии и минералогии». –М.,1969, – Т.1. – с. 175-189,
5. Германов А.И., Батулин С.Г. Некоторые закономерности распределения урана в подземных водах.- В кн.: «Труды II Междунар. конф. по мирному использ. атом, энергии в Женеве». –. М., 1959, – Т. 3. – с. 134-159.
6. Гуськова В.Н. Уран. Радиационно-гигиеническая характеристика. – М.:Атомиздат,1972.
7. Евсеева Л. С, Перельман А. И. Геохимия урана в зоне гипергенеза. – М., Атомиздат, 1962. 228 с.
8. Лисицин А. К. Гидрогеохимия рудообразования (на примере экзогенных эпигенетических урановых руд). – М., «Недра», 1975. – 248 с.

9. Лисицин А. К. О формах нахождения урана в подземных водах и условиях его осаждения в виде UO_2 - «Геохимия», – М., 1962, – № 9, с. 763-769.
10. Лисицин А. К. Соотношение окислительно-восстановительных равновесий урана и железа в пластовых водоносных горизонтах. - «Геология рудных месторождений», – М., 1968, – № 10, с. 77-86.
11. Лопаткина А. П. Закономерности миграции урана в природных водах гумидных областей и их использование при определении гидрохимического фона урана // «Геохимия», – М., 1964, – № 8, с. 802-810.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

К.К. Кузеванов

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

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

Томская область представляет собой обширную территорию, расположенную в уникальных природных условиях. Плоский рельеф и климатические особенности создают благоприятные условия для питания подземных вод. Большая часть Томской области расположена в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна. Повсеместно распространены подземные воды различных водоносных горизонтов. Для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения наиболее широко эксплуатируются воды палеогеновых отложений. Анализа гидрогеохимических характеристик этих вод важен не только для выявления закономерностей изменчивости собственно состава подземных вод, но и крайне важно для решения таких прикладных задач, как обоснование наиболее оптимального выбора технологии водоподготовки подземных вод перед подачей их потребителям.

Для выполнения работы были поставлены следующие задачи:

1. Сбор и интерпретация результатов анализа подземных вод палеогеновых отложений юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.
2. Изучение программных средств для обработки гидрогеохимической информации и построения электронных карт.
3. Составление электронной гидрогеохимической базы данных по объекту исследований.
4. Составление и анализ гидрогеохимических карт для подземных вод палеогеновых отложений.

Для выявления особенностей геохимического состава подземных вод был проведен анализ изменчивости следующих показателей: общей минерализации, содержания гидрокарбонат– иона, рН и геохимического типа вод.

Анализ проводился по четырем профилям. Расположение их обусловлено целью наиболее полно отразить влияние трех основных факторов, контролирующих состав подземных:

- влияние ландшафтных условий
- влияние литологического состава водовмещающих пород
- явление перетока вод из нижележащего горизонта

Профиль I-I' проложен с юго-востока на северо-запад по правобережью р. Обь. Параллельно ему по левобережью проложен профиль IV-IV'. Профиль II-II' пересекает р. Обь с востока на запад в ландшафтной зоне средней тайги. Параллельно ему в ландшафтной зоне южной тайги проложен профиль III-III' (рис. 1).

Гидрогеохимия вод комплекса палеогеновых отложений подчиняется общей ландшафтно-климатической зональности. В соответствии с ней наиболее минерализованные и щелочные подземные воды формируются в обстановках лесостепи и южной тайги, а наиболее пресные и кислые – в подзоне средней заболоченной тайги.

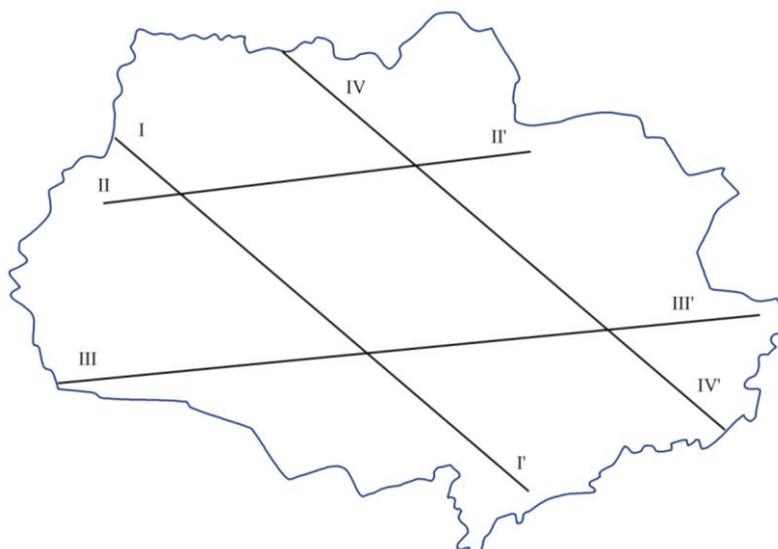


Рис. 1 Схема расположения гидрогеохимических профилей

Как видно по профилю I-I' (Рис. 2, 3) минерализация вод закономерно уменьшается от 900 мг/дм³ на юге области до 340 мг/дм³ на севере и в среднем составляет 600 мг/дм³.

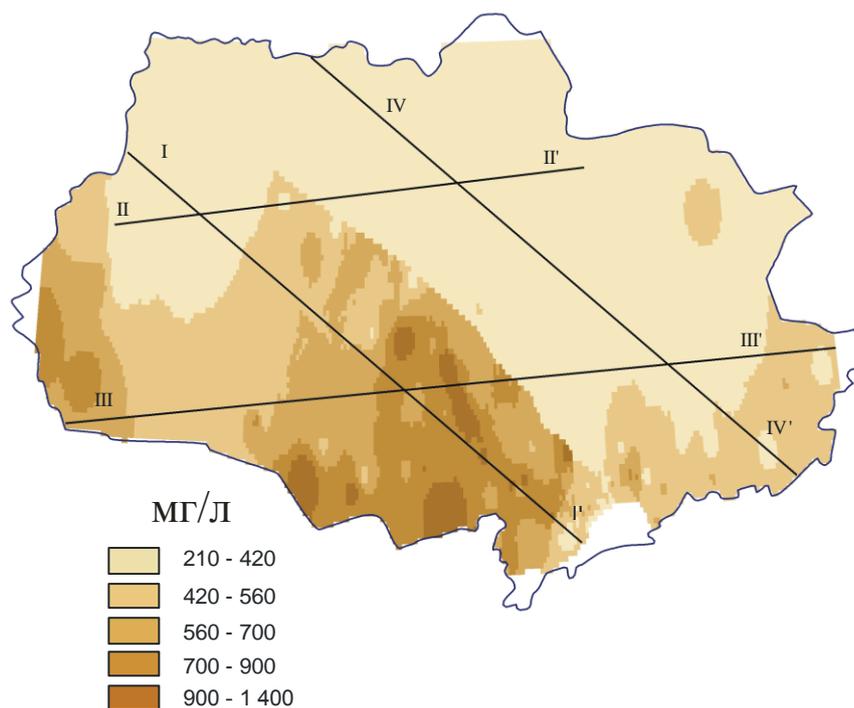


Рис. 2 Пространственное изменение минерализации подземных вод палеогеновых отложений.

По профилю IV-IV минерализация уменьшается от 450 мг/дм³ на юге области до 230 мг/дм³ на севере и в среднем составляет 352 мг/дм³.

Разница в величине минерализации обусловлена литологическим составом водовмещающих отложений, сформировавшихся в морских (левобережье р. Обь) и континентальных (правобережье р. Обь) условиях.

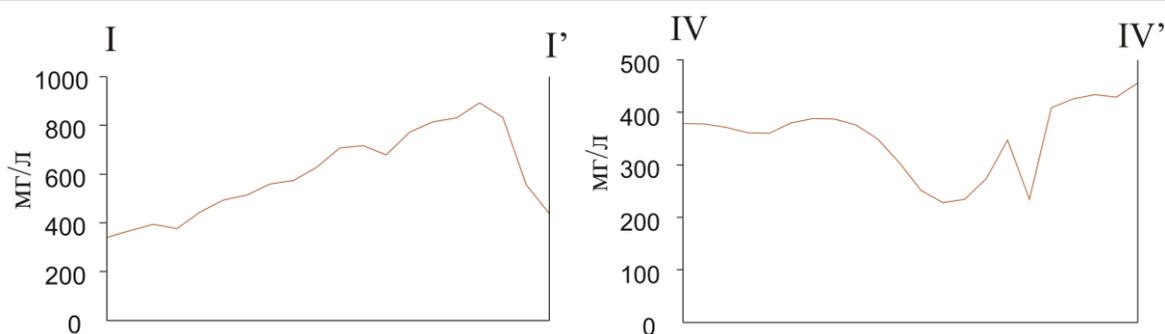


Рис. 3 Значения минерализации по профилю I-I' и IV-IV'

Изменение содержания гидрокарбонат-иона имеет те же закономерности что и изменение минерализации. Концентрация по профилю I-I' снижается от 600 мг/дм³ до 250 мг/дм³ и в среднем составляет 425 мг/дм³ (Рис. 4). По профилю IV-IV' – от 350 мг/дм³ до 230 мг/дм³ и в среднем составляет 290 мг/дм³.

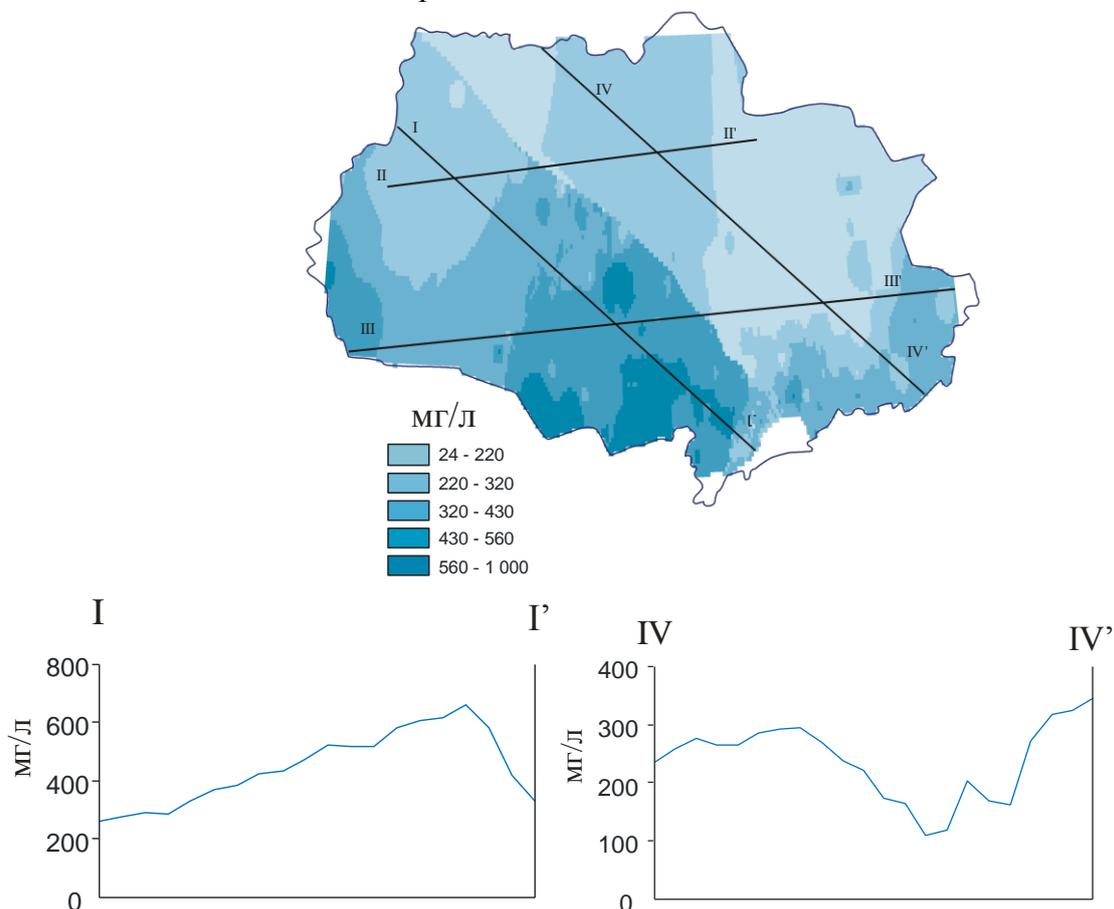


Рис. 4 Содержание гидрокарбонат-иона по профилю I-I' и IV-IV'

Параллельно уменьшаются значения pH от 8,5 до 6,3 по профилю I-I' и от 8,8 до 5,6 по профилю IV-IV' (рис. 5).

По химическому составу воды, в основном, гидрокарбонатные кальциевые с различным содержанием ионов магния и натрия. (Рис. 6).

В меньшей степени воды гидрокарбонатные магниевые и гидрокарбонатные натриевые. Отмечено локальное появление гидрокарбонатно-хлоридных, гидрокарбонатно-сульфатных, хлоридно- гидрокарбонатных и хлоридно-сульфатных

вод. Подобные проявления характерны для подкласса слабосолоноватых вод и связаны с явлением перетока из ниже лежащих горизонтов

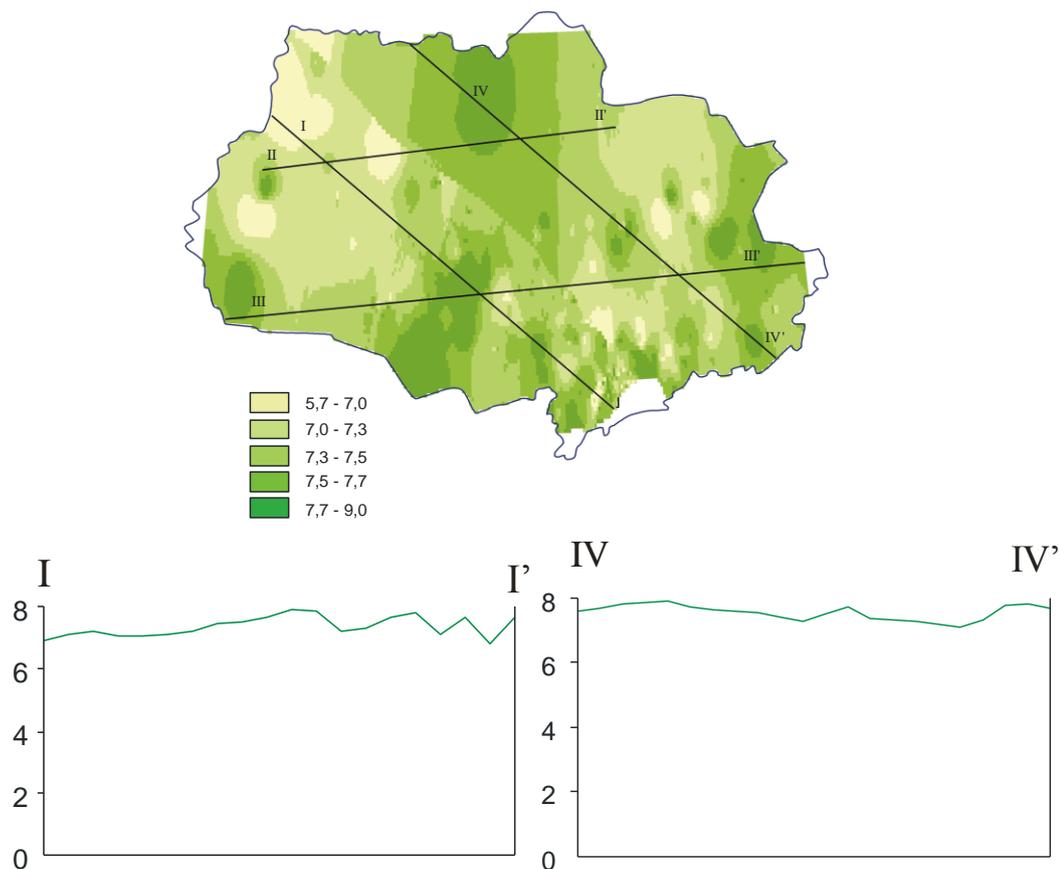


Рис. 5 Значения рН по профилю I-I' и IV-IV'

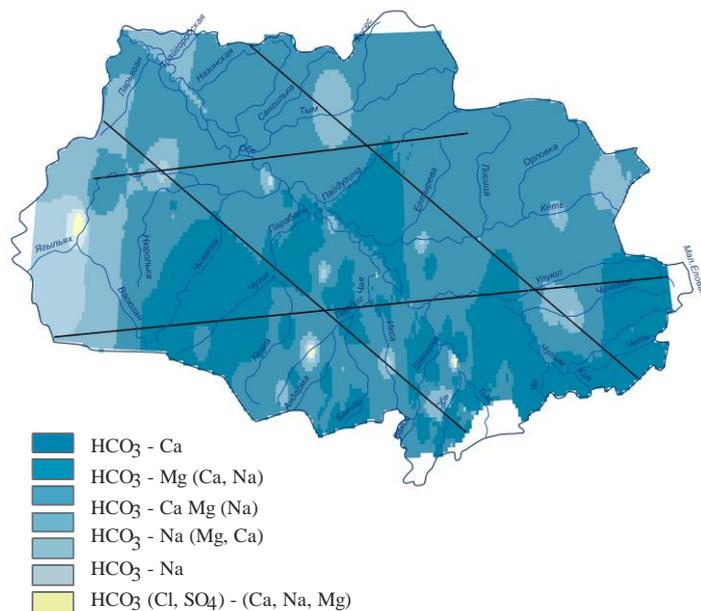


Рис. 6 Геохимические (Ионно-солевые) типы подземных вод палеогеновых отложений.

Полученные карты подтверждают известное положение о том, что состав подземных вод палеогеновых отложений подчиняется общей ландшафтно-климатической зональности. В соответствии с ней наиболее минерализованные и щелочные воды формируются в обстановках лесостепи и южной тайги, а наиболее пресные и кислые – в подзоне средней заболоченной тайги.

Литература

1. Ермашова Н.А. Геохимия подземных вод зоны активного водообмена Томской области в связи с решением вопросов водоснабжения и охраны // Автореферат диссертации канд. геол.-мин. наук. – Томск: 1998 – 44 с.
2. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Рогов Г.М., Вологодина И.В., Тайлашев А.С., Лычагин Д.В. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области / Под ред. Д.С.Покровского. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 200 с.

ГЕОХИМИЯ РОДНИКОВЫХ ВОД В ДОЛИНЕ РЕКИ ХЕМЧИК И ГРУППЫ ИСТОЧНИКОВ "ЧОЙГАН" (РЕСПУБЛИКА ТЫВА)

А.В. Пашагин

Научные руководители доцент Ю.Г. Копылова,
старший преподаватель Н.В. Гусева

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

В гидрогеологии принято выделять химические типы подземных вод по преобладающим анионам и катионам, для чего предложены многочисленные классификации. Широко известны систематизации и классификации природных вод по химическому составу С.А. Щукарева, В.А. Сулина, О.А. Алекина, М.Г. Валяшко и др. Вместе с тем при решении многих гидрогеохимических проблем такой подход далеко не всегда устраивает. Так, например, в условиях зоны гипергенеза, где резко преобладают подземные воды гидрокарбонатного натриево-кальциевого или кальциево-натриевого типа, по геохимическим параметрам они весьма разнообразны.

Этот существенный недостаток химических классификаций прекрасно понимал В.И. Вернадский. Он рассматривал воду как минерал, точнее многочисленные виды минералов, и подошел к ее классификации с позиций принятых в минералогии, где каждый минерал отличается своим строением, структурой, свойствами, химическим составом. Он насчитывал 485 минералов воды, число которых по его же мнению должно быть увеличено по крайней мере до 1500. На этой основе он разработал уникальную классификацию природных вод, насчитывающую 3 подгруппы, 9 классов, 19 царств, 43 подцарства, 143 семейства и 531 вид.

Пересмотр классификации природных, в частности подземных, вод – очередная задача науки о природных водах, в частности гидрогеологии. Огромная, проделанная Вернадским, предварительная работа в этом отношении может служить исходной вехой предстоящего пересмотра вопроса.

В какой-то мере подходы В.И. Вернадского к подразделению вод использовали А.М. Овчинников и А.И. Перельман. А.И. Перельман пытался создать более приемлемую для практики геохимическую классификацию. С этой целью он выделял группы вод по температуре, типы – по Eh и ведущим газам, классы – по pH, семейства – по общей минерализации, роды – по растворенному органическому веществу и виды – по ведущим катионам и анионам. Такие подходы безусловно прогрессивны по сравнению с обычными химическими классификациями, но далеки от замыслов В.И. Вернадского.

Принципиально новый подход в решении этого вопроса предложен С.Л. Шварцевым и частично строится на принципах В.И. Вернадского. В основу выделе-

ния геохимических типов вод им положена зависимость между составом воды и составом продуктов выветривания, определяемая фундаментальными законами термодинамики. Состав воды контролирует состав вторичных минеральных образований и в то же время сам изменяется при протекании этих процессов. Поэтому между составом раствора и составом минеральных новообразований существует строгая парагенетическая связь. Все это дает основание для разработки геохимической классификации вод по степени их равновесия с вторичными минеральными фазами.

Принципы классификации предложенные С.Л. Шварцевым использованы автором при исследовании условий формирования химического состава вод родников в республике Тува, в основу данного исследования положены материалы опробования родников летом 2007 г., выполненного сотрудниками Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН с участием автора. В процессе полевых работ проводилось опробование ранее недостаточно изученных родников республики Тува для изучения их общего газового состава с отбором водорастворенного газа, общего химического и микрокомпонентного состава вод. Химический состав вод изучался в аккредитованной в Системе Госстандарта России проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии Института геологии и нефтегазового дела ТПУ. Определение химических элементов с использованием масс-спектрометрического метода с индуктивно-связанной плазмой (ICP-MS) выполнено в химико-аналитическом центре «Плазма» (г. Томск).

Исследование родников выполнено на двух участках, которые приурочены к Хемчикскому (Хемчикская впадина) и Тоджинскому (Тоджинская впадина) регионам Алтае-Саянской складчатой зоны.

Всего было опробовано 4 родника в долине реки Хемчик (Бай-Тальский, Сут-Хольский, Алаш, Артыш-Хем), 3 родника из группы источников Чойган (Молочный, Сухой газ, Молодость) и один сероводородный родник Хойто-Гол, которые приурочены к Тоджинской котловине (Восточная Тува)

Исследуемые родники были систематизированы по особенностям их химического состава и минерализации и выделены:

- ультрапресные радоновые воды («Бай-Тальский», «Сут-Хольский»);
- пресные воды без специфических компонентов («Алаш», «Артыш-Хем»);
- углекислые термы – группа источников «Чойган» - «Молочный», «Сухой газ», «Молодость»;
- сероводородные воды – «Хойто-Гол».

Значительное количество атмосферных осадков в пределах гидрогеологических массивов, затяжное снеготаяние и большая расчлененность рельефа в целом создают благоприятные условия для питания подземных вод и интенсивного водообмена. Последний и определяет низкую минерализацию подземных вод в среднем от 0,1 (в пределах водораздельной части) до 0,5 мг/л (в области перехода к межгорным впадинам). В районах межгорных впадин слабый сток и высокое испарение приводит к формированию подземных вод с повышенной минерализацией.

Анализ химического состава вод показывает, что ультрапресные радоновые и пресные воды без специфических свойств являются слабощелочными HCO_3 Mg-Na-Ca, углекислые термы и сероводородный источник являются теплыми околонейтральными от умеренно- до собственно пресных, HCO_3 Ca-Na.

По данным газохроматографического определения газовый состав ультрапресных радоновых вод и пресных вод без специфических свойств является азотным с присутствием углекислого газа до 4,4 об.%. В углекислых термах Чойганских родников содержание CO_2 увеличивается до 61 %, а в сероводородном роднике Хой-

то-Гол наряду с наличием углекислого газа (8,2 об.%) обнаружено присутствие углеродородных газов – метана (1 об.%) и этана(0,02 об.%).

Особенности изменение химического состава вод с увеличением минерализации обусловлены не только испарительной концентрацией химических элементов, но и эволюцией их состава по мере взаимодействия с горными породами. Главная особенность такого эволюционного развития, как отмечает С.Л. Шварцев (1998), состоит в том, что вода, разрушая горную породу, концентрирует только те соединения, степень растворимости которых позволяет такое накопление в соответствии с законом действующих масс. Повышение общей минерализации вод происходит в результате более длительного взаимодействия воды с горными породами вследствие слабого водообмена и связанного с этим изменения характера направленности процессов выветривания.

Для оценки обогащения вод химическими элементами и выделения геохимических типов вод были изучены взаимодействия в системе вода-порода с ведущими карбонатными и алюмосиликатными минералами. Равновесие изучалось по методике Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста путем нанесения результатов анализа химического состава вод на диаграммы полей устойчивости конкретных минералов.

По данным расчетов равновесия вод с алюмосиликатными минералами исследуемые воды достигают равновесия с глинистыми минералами, которые кроме Al и Si частично связывают в своем составе и подвижные катионы (Ca, Mg, Na).

Анализ равновесия вод с карбонатными минералами показывает, что к сидериту насыщены углекислые термы и пресные воды без специфических свойств. Что касается доломита, то только ультрапресные радоновые воды не достигают такого равновесия. К карбонату кальция насыщены пресные воды без специфических компонентов, близки к состоянию равновесия углекислые и сероводородные воды. При этом ультрапресные радоновые воды и пресные без специфических свойств по ионному составу остаются гидрокарбонатными кальциевыми, так как натрий не успевает накапливаться в воде, что объясняется более интенсивным водообменом. Содержание углекислого газа и, как следствие, пониженные значения рН в углекислых термах препятствует достижению равновесия этих вод к карбонату кальция. Но одновременно агрессивное воздействие углекислотного выщелачивания и обстановка замедленного водообмена способствуют развитию процессов накоплению натрия в водах, и удалению кальция из раствора из-за осаждения Са-монтмориллонита и доломита. В сероводородном роднике Хойто-Гол наблюдаются такие же процессы на фоне высокого содержания кремнезема.

Благодаря тому, что натрий, степень насыщенности вод относительно соединений которого остается низкой, непрерывно поступает в воду из горной породы, а кальций и магний связывается монтмориллонитами, доломитом и при определенных условиях (Т, Р, содержание CO₂) кальцитом, в зависимости от времени взаимодействия системы вода-порода наблюдается изменение катионного состава вод от кальциевых к натриевым и увеличение их минерализации.

По результатам расчета водно-солевых равновесий автором было выделено два геохимических типа вод (по классификации С.Л. Шварцеву): алюминиево-кремнистый геохимический тип вод равновесный с каолинитом (ультрапресные радоновые воды и пресный углекислый родник Молодость) и кремнисто- Са-Mg-Na (в зависимости от подвижного элемента, связываемого вторичной минеральной фазой), равновесного с минералами группы монтмориллонитов – родники Артыш Хем и Алаш в Хемчинской впадине, группа углекислых родников «Чойган» и сероводородный родник «Хойто-Гол», приуроченные к Тоджинской котловине.

Наблюдаемое равновесие вод родников к доломиту и сидериту позволяют прогнозировать начальную стадию формирования щелочного и околонейтрального карбонатно-кальциевого геохимического типа вод.

Анализ распространенности химических элементов с увеличением минерализации от пресных радоновых, равновесных с каолинитом (алюминиево-кремнистый геохимический тип вод) к сероводородным, насыщенным к монтмориллонитам (кремнистый- Ca-Mg-Na) показал, что наблюдается тенденция к повышению концентраций Ba, Si, Li, Cs, Rb, Sr, Be, хотя в целом воды при всем их разнообразии остаются пресными.

Обратную же тенденцию, а именно уменьшение концентрации компонента с увеличением минерализации от радоновых вод к сероводородным, можно наблюдать в отношении Mo, U. Нельзя не отметить высокие концентрации фтора (F), в ультрапресных и в сероводородных водах.

Таким образом, в ультрапресных радоновых водах отмечаются высокие концентрации урана (до 19 мкг/л), молибдена (9 мкг/л), фтора (до 3,5 мг/л), лития (до 30 мкг/л) и кремния (до 11,5 мг/л), порой достигающие кларка морской воды (U – 3 мкг/л, Mo – 10 мкг/л) и превышающие средние содержания в водах зоны выщелачивания (здесь и далее по данным С.Л. Шварцева).

Другой яркой особенностью распределения элементов является резкое увеличение в углекислых термах (группа Чойганских источников) кремнистых Ca-Mg-Na водах родников «Сухой Газ» и «Молочный» концентраций Cs, Rb, Sr, Li, Ba, Al, Fe, Mn, редкоземельных (от La до Lu) и радиоактивных элементов – Th. С выявленными особенностями микрокомпонентного состава углекислых терм, возможно, связаны их лечебные свойства, о которых свидетельствуют многие посетители этих источников.

В сероводородных водах наблюдается увеличение концентраций – Si, F, Se, Br, Cs, Rb, Li. Только в этих водах появляются высокие концентрации Cr, Cd, Ge, которые до 10 раз превышают их средние значения в водах выщелачивания. Причем все перечисленные элементы имеют наиболее высокие концентрации в этих водах.

Генетические принципы обоснования геохимических типов вод позволят объективно проследить особенности поведения химических элементов в выделенных группах вод.

Объяснение геохимических условий формирования состава вод будет способствовать дальнейшему изучению бальнеологических свойств вод родников и развитию услуг по их использованию.

Литература

1. Пиннекер Е.В. Минеральные воды Тувы. – Кызыл: Тувинское кн. изд., 1968. – 106 с.
2. Шварцев С. Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

ТЕМПЕРАТУРА ВОДЫ ОКЕАНА КАК КЛИМАТООБРАЗУЮЩИЙ ФАКТОР НА ПРИМЕРЕ АНАЛИЗА СТРАТИФИКАЦИИ ВОДНОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКОГО БАССЕЙНА

Е.А. Сухих

Научный руководитель заведующий лабораторией теплопереноса Геологического института Российской академии наук профессор М.Д. Хуторской
Учреждение Российской академии наук Геологический институт Российской академии наук, г. Москва, Россия

Климатические изменения конца XX - начала XXI вв. являются предметом активной дискуссии. До сих пор однозначно не выяснена причина потепления в данный период: носит ли потепление антропогенный характер, связанный с ростом кон-

центрации парниковых газов в атмосфере, либо оно является закономерным этапом в циклическом развитии климатической системы планеты. В существующих условиях неопределенности крайне важен постоянный мониторинг наиболее значимых климатообразующих факторов, в частности, температуры воды океана в районах формирования климатических изменений. Оценку изменений климатической системы крайне затрудняет тот факт, что измерения некоторых климатических параметров, таких как площадь морского льда или глубинные температуры океана, начались сравнительно недавно (приблизительно в 50-х годах прошлого века). Относительно большие массивы данных имеются лишь по температуре воздуха и поверхности океана. Таким образом, адекватность отображения прошлого и будущего состояний климата Земли современными моделями весьма условна. Важно оценить влияние естественной компоненты на формирование климатической изменчивости, так как только антропогенное влияние не в состоянии адекватно описать наблюдаемые изменения климата. Их проявление неоднородно, и на фоне потепления в одних районах может наблюдаться похолодание в других, тогда как рост концентрации парниковых газов постоянен [6].

Мы исследовали тепловое состояние океана в Западно-Арктическом бассейне и прилежащих акваториях Северной Атлантики, которое позволило выявить особенности температурной стратификации водной толщи и описать влияние термохалинных характеристик на формирование изменчивости климатической системы. Температура водной толщи в работе рассматривалась в качестве главного климатообразующего фактора, формирующего отклики в атмосфере и криосфере высоких широт Северного полушария, которые, в свою очередь, находят проявление в погодных условиях на территории Европы.

Изучение гидрометеорологических особенностей Баренцевоморского региона показало, что этот район является одним из наиболее информативных при выявлении климатической изменчивости, т.к. располагается в пограничной зоне Атлантического и Северного Ледовитого океанов. Таким образом, появляется возможность

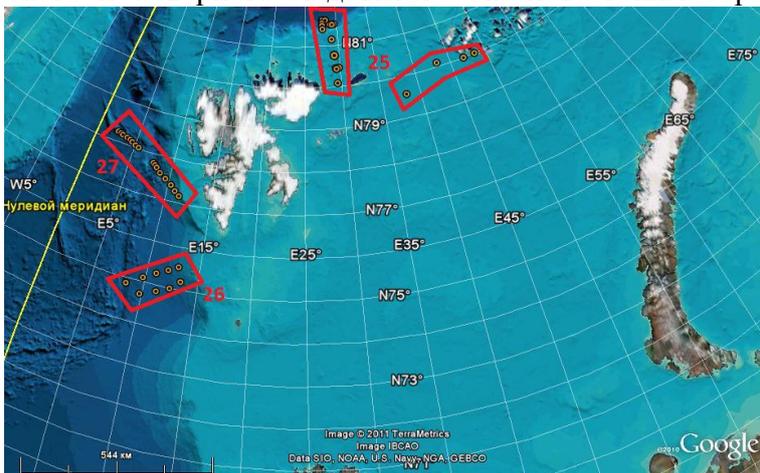


Рис.1. Расположение полигонов выполнения измерений в ходе рейсов 25-27 НИС «Академик Николай Страхов». 25 – полигоны «Трог Орла» (профили 5, 6) и «ЗФИ» (профиль 4); 26 – полигон «желоб Стурфьёрренна» (профили 1, 2); 27 – профиль «разлом Ховгард – долина хр. Книпович – континентальный склон» (профиль 3)

оценить термохалинные импульсы, идущие как со стороны Атлантики, так и из полярных областей. В западной части Баренцева моря встречаются наиболее контрастные по своим характеристикам атлантические и арктические водные массы, формируя зону полярного фронта, выраженную не только в океане, но и в атмосфере.

Материалы для данного исследования были получены в 25-27 рейсах НИС «Академик Николай Страхов». Измерения температуры водной толщи в ходе экспедиционных гео-

термических исследований проводились при помощи зонда «ГЕОС-М».

Полигоны проведения температурного зондирования водной толщи располагались в различных районах вокруг арх. Шпицберген (рис.1), что дало возможность оценить пространственную неоднородность распределения водных масс.

Рейсы НИС проводились как в зимний (26 рейс), так и в летне-осенний (рейсы 25, 27) периоды, что позволяет выявить сезонные особенности стратификации водной толщи. Кроме того, было возможно изучение изменчивости межгодового масштаба на полигоне «трог Орла» по данным 2007 и 2010 гг.

Характерные особенности зимней стратификации по данным полигона «желоб Стурфьордренна» хорошо иллюстрируются температурными профилями (рис.2).

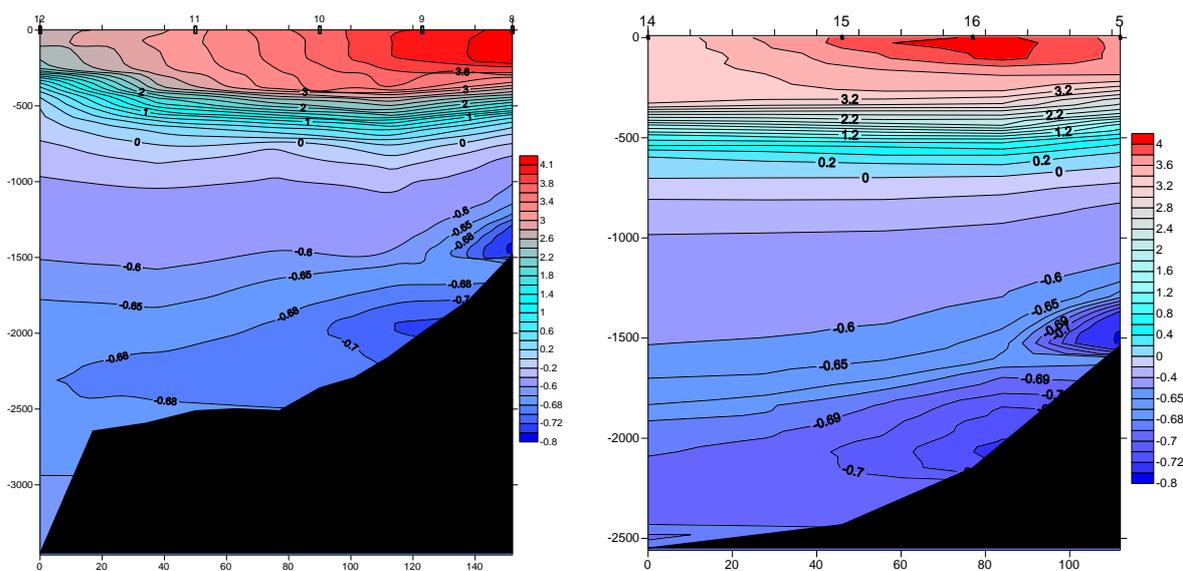


Рис.2: полигон «Желоб Стурфьордренна»: температурная стратификация водной толщи в январе 2009г. а -профиль 1, б – профиль 2

Ярко выражено влияние атлантических водных масс, поступающих в район исследований в составе Западно-Шпицбергенского течения. При этом слой максимальных температур заглублен, что объясняется выхолаживающим влиянием приповерхностных воздушных масс. Из-за круглогодичного поступления атлантических водных масс отсутствует характерное для арктических акваторий явление зимней квазиизотермии, наблюдаются значительные градиенты в зонах контакта с водными массами иного генезиса. Подъем изотерм к поверхности в присклоновой зоне объясняется более высокой скоростью выхолаживания водной толщи при меньших глубинах. Наблюдаются ядра осенне-зимней конвекции различного возраста, спускающиеся вниз по склону и оказывающие охлаждающее действие на вмещающие водные массы. Еще одной характерной особенностью является тепляющее действие донного теплового потока. Именно поэтому придонные температуры выше глубинных.

Особенности летней стратификации можно рассмотреть на примере температурного распределения по данным 27-го рейса (август-сентябрь 2010).

Для данного периода характерно увеличение изменчивости температуры воды в поверхностном слое, что вызвано адвективно-турбулентными факторами. На разрезе, во всей толще вод обнаруживаются внутренние волны. Они генерируются ветровым возбуждением на поверхности моря, которое способствует перемешиванию деятельного слоя океана и характерно для летне-осеннего периода. Под более нагр-

тым за летний период поверхностным слоем, представленным атлантическими водными массами, располагается ось главного термоклина. Ядро максимальных температур располагается над континентальным склоном и отображает распространение Западно-Шпицбергенского течения, идущего вдоль архипелага на север. Интересной особенностью является наличие

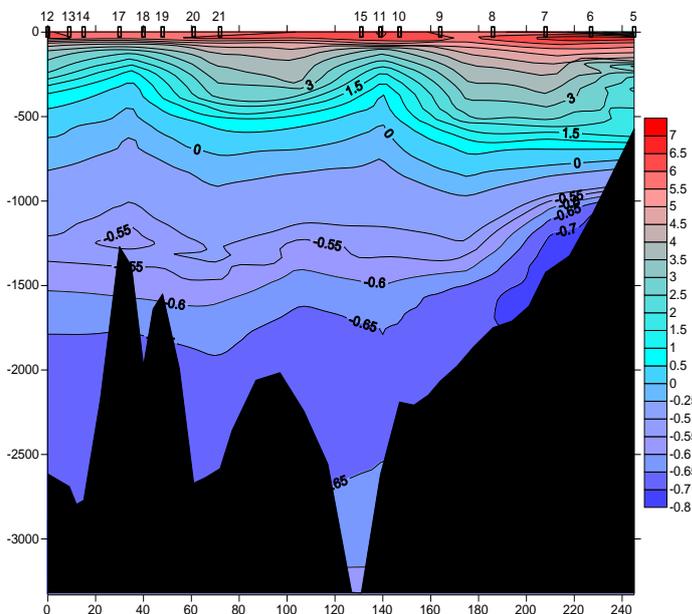


Рис.3. Профиль 3: температурная стратификация в августе – сентябре 2010г на разрезе «разлом Ховгард – долина хр. Книповича – континентальный склон»

ядер повышенных температур в поверхностном слое, соответствующих понижениям рельефа дна: в районе станций 11 (разлом Ховгард) и 12 (долина хр. Книповича). Нулевая изотерма располагается на глубинах 600-700 м, далее наблюдается сравнительно однородный слой с крайне незначительным понижением температуры, которое зависит от рельефа. Так же как и в зимний период, регистрируется ядро присклоновой конвекции на глубине 1400-1700 м, однако, скорее всего, оно образовано в прошлый осенне-зимний сезон, так как изотермы в верхних слоях располагаются параллельно дну, т.е. новое присклоновое выхолаживание еще не началось. Кроме того, пониженные значения температуры приурочены к подводным возвышенностям (см. рис. 3, станция 17), которые служат препятствиями на пути движения более теплых и тяжелых глубинных атлантических вод, поэтому последние обтекают их. В местах обтекания повышенный низкие температуры поднимаются близко к поверхности воды. В результате образуются характерные для банок Баренцева моря "шапки холодной воды". Придонные температуры на данном разрезе также выше глубинных. Особенно это заметно в рифтовой долине хр. Книповича, где мощность земной коры минимальна. Как для зимнего, так и для летнего сезонов и независимо от участка акватории изотерма $-0,6^{\circ}\text{C}$ располагается на глубине -1500 м.

Полигоны 25-го рейса характеризуются наиболее северным положением. Атлантические водные массы поступают в исследуемый район, огибая архипелаг с севера уже в значительно трансформированном состоянии, формируя промежуточный слой.

особенностью является наличие ядер повышенных температур в поверхностном слое, соответствующих понижениям рельефа дна: в районе станций 11 (разлом Ховгард) и 12 (долина хр. Книповича). Нулевая изотерма располагается на глубинах 600-700 м, далее наблюдается сравнительно однородный слой с крайне незначительным понижением температуры, которое зависит от рельефа. Так же как и в зимний период, регистрируется ядро присклоновой конвекции на глубине 1400-1700 м, однако, скорее всего, оно образовано в прошлый осенне-зимний сезон, так как изотермы в верхних слоях располагаются параллельно дну, т.е. новое присклоновое выхолаживание еще не началось. Кроме того, пониженные значения

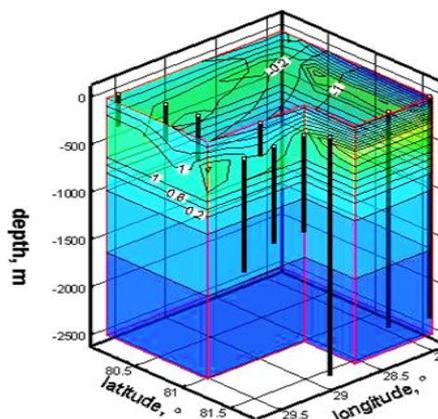


Рис.4. 3D-распределение температур в водной толще на полигоне «трог Орла». Поступление атлантических водных масс повышенного теплосодержания с севера и востока

Поверхностный слой представлен арктическими водными массами.

Анализ профилей позволил описать как основные особенности, характерные для морей Арктического бассейна (осенне-зимняя присклоновая конвекция, влияние рельефа дна, отепляющее действие глубинного теплового потока Земли), так и стратификационные черты, присущие только фронтальным зонам Баренцева моря (круглогодичное отепляющее действие атлантической водной массы, отсутствие зимней квазиизотермии, наличие значительных температурных градиентов в зонах контакта атлантических вод с арктическими, присклоновыми или баренцевоморскими водами).

Исследование температурного распределения для нескольких станций, выполненных в 25 и 27 рейсах на полигоне «трог Орла», при практически идентичном широтно-долготном положении выполненных станций выявило значительную положительную температурную аномалию в промежуточном слое атлантических вод в 2007 году (рис.5).

Изучив состояние арктических льдов и атмосферной циркуляции на территории Европы (кол-во осадков, температура) в данный период, можно было сделать вывод о ведущей роли теплосодержания океана в климатической системе (однако при наличии множества прямых и обратных связей и взаимообусловленностей). Для выяснения причин изменчивости теплосодержания атлантических водных масс и интенсивности их поступления в Арктический бассейн были изучены особенности стратификации и циркуляции водных масс Северной Атлантики (поверхностного и возвратного глубинного звеньев меридиональной термохалинной циркуляции (МТЦ)).

Для описания глубинного звена МТЦ и определения его роли в формировании климатической изменчивости анализировались данные, полученные в ходе выполнения в Северной Атлантике разрезов по 60°с.ш.[1], [2], [4]. По результатам термохалинных измерений на разрезе было установлено, что интенсивность поверхностного теплового звена МТЦ прямым образом зависит от потока глубинных вод арктического происхождения (Северо-восточная глубинная и Северо-западная глубинная водная масса) и находится в противофазе с интенсивностью конвекции в море Лабрадор, в результате которой образуется промежуточная Лабрадорская водная масса. Ее поступление в возвратный меридиональный перенос формирует 3х-слойную структуру циркуляции, что отражается на теплосодержании и расходе Северо-Атлантического течения, циркуляции атмосферы и состоянии климатической системы в целом.

При наличии двухслойной ячейки циркуляции беспрепятственно осуществляется вынос теплых водных масс в высокие широты. С этим связано увеличение выноса льда через пролив Фрама из Арктического бассейна в Гренландское и Исландское моря, а также в море Лабрадор. Происходит усиление субполярных и

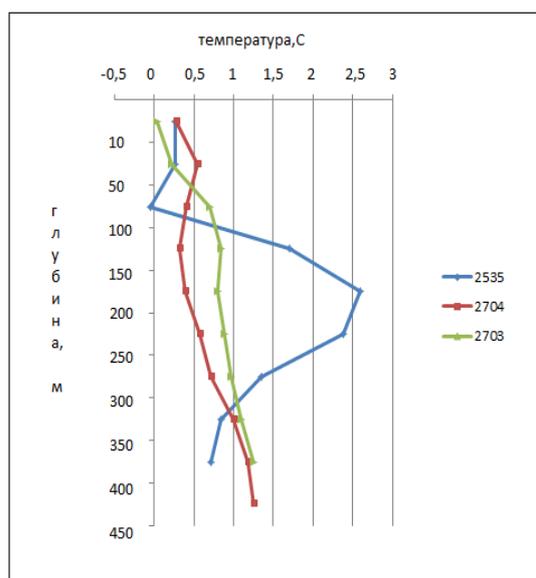


Рис.5: Распределение температур с глубиной на полигоне «трог Орла» для 2007г (ст. 2535) и 2010г (ст. 2703 и 2704)

полярных фронтальных зон, что ведет к формированию более суровых метеорологических условий в северо-западной части Атлантики. Следовательно, имеются условия для усиления конвективных процессов с ростом объема охлажденных водных масс в море Лабрадор (1-ый фактор, перекрывающий поток теплого звена МТЦ).

Повышенное поступление теплых вод в Арктический бассейн ведет к усиленному таянию льда, увеличению количества осадков над бассейном и на севере континента, что ведет к усилению пресноводного стока в СЛЮ. Данные факторы являются причиной формирования поверхностного холодного и распресненного слоя, который препятствует свободному теплообмену атлантических водных масс с атмосферой, то есть предотвращает дальнейшее потепление (2-ой охлаждающий фактор). Кроме того, благодаря наличию пресноводного слоя, в зимний сезон запускается усиленный процесс льдообразования, площадь морского льда снова начинает увеличиваться (3-ий охлаждающий фактор). Начинается формирование более холодных, распресненных и плотных мод СВГВ и СЗГВ, которые занимают придонный слой и их перетекание через подводные хребты из Норвежского и Гренландского морей ослаблено, так же как и ослаблена интенсивность поверхностной ветви МТЦ. Траектории циклонов смещаются на юг, количество осадков на севере и пресноводный сток сокращается, замедляется процесс льдообразования и выноса льда из СЛЮ. Возможен запуск нового этапа потепления в Арктике, усиления переноса тепла течениями и формирования более теплых, соленых и менее плотных мод глубинных и промежуточных вод.

По данным NSIDC (National Snow and Ice Data Center) [5] после абсолютного за период измерений минимума площади морского льда в 2007 году начался ее рост, т.е. климатическая система при определенных условиях перестроилась на режим «похолодания». Следовательно, руководствуясь предположением о том, что глобальная климатическая система существует в режиме автоколебаний, можно заключить, что период 2007-2008гг являлся переходным этапом в динамике климата. Понимание механизмов климатических изменений, формирования потеплений и усиления его амплитуды в высоких широтах СП (так называемого «арктического усиления») [3] является важнейшей задачей исследования динамики климата Земли и прогноза будущих климатических изменений.

Таким образом, в ходе работы были выявлены основные климатообразующие районы, а изменчивость состояния климатической системы описана с позиции естественных автоколебаний. Сопоставив сроки наступления периодов относительных потеплений и похолоданий в XX веке, можно сделать вывод о том, что фаза похолодания достигнет своего предела через 25-30 лет, после чего начнется новый этап потепления.

Литература

1. Комплексные исследования Мирового океана: Проект «Меридиан»/ Ин-т океанологии им. П.П. Ширшова РАН. – М.: Наука, 2008. – Ч.1: Атлантический океан/ [отв. ред. М.В. Флинт]. 2008. – 334с.
2. Сарафанов А.А., Соков А.В., Фалина А.С. Потепление и осолонение Лабрадорской водной массы и глубинных вод в Субполярной Северной Атлантике на 60о с.ш. в 1997-2006гг. / Океанология, – М., 2009, – том 49, – №2. с. 209-221.
3. Семенов В.А. Долгопериодные климатические колебания в Арктике и их связь с глобальными изменениями климата /Автореф. дис. ... доктора физ.-мат. Наук. Институт физики атмосферы им. А. М. Обухова РАН. – М., 2010. – 42 с.
4. Фундаментальные исследования океанов и морей /Отв. ред. Н.П. Лаверов/ – М.: Наука, 2006. 2006. – Кн.1. – 307 с.
5. <http://nsidc.org> – официальный сайт NSIDC (National Snow and Ice Data Center)
6. <http://www.voeikovmgo.ru/download/Tom%201.pdf> Оценочный доклад об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации, Том 1. Изменения климата. – Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет), 2008. – 230с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМСТОКОВ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**Н.С.Трифонов**

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

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

В большинстве развитых стран при решении проблем утилизации жидких отходов широкое развитие получила технология их подземного захоронения в глубокие водоносные горизонты, содержащие высокоминерализованные и не представляющие практической ценности подземные воды [4].

Подземное захоронение использованных и попутно извлеченных подземных вод в условиях слабой изученности и при достаточно сложном геологическом и гидрогеологическом строении относится к категории неординарных геотехнологических процессов и характеризуется большим количеством специфических параметров и показателей. Часть из них определяется технико-экономическими потребностями и возможностями промысла и известна уже заранее, другие зависят от геолого-гидрогеологических условий. Сочетание последних с проектными аспектами в окончательном виде могут быть приняты только после проведения комплекса исследований, завершающихся созданием системы захоронения и получением результатов её опытно-промышленной эксплуатации.

Находясь на начальной стадии исследований необходимо коснуться всего спектра этих показателей.

Для научного обоснования решения данной проблемы на Юрубчено-Тохомском месторождении необходимо в первую очередь провести детальный анализ всей имеющейся по району геолого-гидрогеологической информации, с детальностью позволяющей создать принципиальную модель пласта-коллектора, для выполнения численного 3D моделирования гидродинамических и физико-химических процессов протекающих в пласте при закачке промстоков.

Ожидаемые объемы и типы растворов предполагаемых под закачку при разработке Юрубчено-Тохомского месторождения приведены в таблице 1.

Состав подтоварных (попутно извлеченных), сточных вод и сточных вод после обессоливания приведен в таблице 2.

При определении состава раствора после смешения разных типов вод применялась функция “Смешение/Испарение” модуля “Гидрогеохимия” многоцелевого программного комплекса HydroGeo [2].

Состав смеси подтоварных и сточных вод, а также подтоварных и сточных вод после обессоливания в пропорциях, согласно табл. 1, приведен в табл. 3.

На следующем этапе в программном комплексе HydroGeo была создана упрощенная 3D-модель фильтрации протекающей между нагнетательной скважиной и пластом. В качестве модельной области использован изолированный сверху и снизу участок однородного напорного водоносного пласта, имеющий прямоугольную форму. Основной целью численного физико-химического моделирования стало выяснение возможности закачки промстоков, выявление основных гидрогеохимических процессов, которые возможны в пласте, оценка их направленности, характера протекания, масштабов и последствий.

На основе детального анализа геолого-гидрогеологической информации под закачку был выбран интервал 1958÷1967 м осинского горизонта (С₁ ос). Необходимые для расчетов начальные параметры, приняты исходя из всей имеющейся ин-

формации об осинском горизонте на территории Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления [1, 3]: коэффициент фильтрации $k_f=1,37$ м/сут, пьезопроводность $a=1 \times 10^5$ м²/сут, открытая пористость $n=4,9$ %, пластовая температура $t_{пл}=20^\circ\text{C}$, пластовое давление $P_{пл}=21,5$ МПа. Подземные рассолы осинского горизонта имеют хлоридный кальциево-натриевый состав:

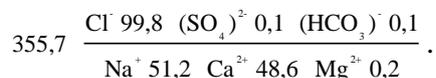


Таблица 1

Объемы и типы растворов подлежащих утилизации

Год разработки мест-я	Ожидаемый объем стоков, м ³ /год		
	Подтоварные (попутно извлеченные) воды	Сточные воды / сточные воды после обессоливания	Смесь попутно извлеченных и сточных вод / смесь попутно извлеченных и сточных вод после обессоливания
1	198 581	815 511	1 014 092
2	500 400	815 511	1 315 911
3	510 574	815 511	1 326 085
4	538 922	815 511	1 354 433
5	624 595	815 511	1 440 106

Таблица 2

Компонентный состав нагнетаемых растворов

Компонент	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	(SO ₄) ²⁻	(HCO ₃) ⁻	pH	M (г/л)	Плотн. (кг/м ³)
подтоварные воды	48,32	4	17,99	12,20	144,8	0,92	0,18	6	228,4	1159,0
сточные воды	0,5	0,08	0,26	0,032	0,65	0,85	0,21	7	2,6	1000,1
сточные воды после обессоливания	1,92	0,08	0,29	0,044	2,93	0,853	0,207	6,8	6,3	1003,7

Таблица 3

Результаты смешения разных типов вод

Год разработки	Формула солевого состава: смесь подтоварных (А) и сточных вод (В)	Формула солевого состава: смесь подтоварных (А) и сточных вод после обессоливания (В)
1	Смесь (А:В= 0.1958:0.8042) 46,8 $\frac{\text{Cl}^- 97,4 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 2,2 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,4}{\text{Na}^+ 51,3 \text{ Mg}^{2+} 23,8 \text{ Ca}^{2+} 22,3 \text{ K}^+ 2,6}$	Смесь (А:В= 0.1958:0.8042) 49,8 $\frac{\text{Cl}^- 97,60 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 2,03 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,37}{\text{Na}^+ 53,95 \text{ Mg}^{2+} 22,48 \text{ Ca}^{2+} 21,13 \text{ K}^+ 2,44}$
2	Смесь (А:В= 0.3803:0.6197) 88,5 $\frac{\text{Cl}^- 98,6 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,2 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,2}{\text{Na}^+ 51,2 \text{ Mg}^{2+} 24,2 \text{ Ca}^{2+} 22,1 \text{ K}^+ 2,5}$	Смесь (А:В= 0.3803:0.6197) 90,8 $\frac{\text{Cl}^- 98,68 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,12 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,20}{\text{Na}^+ 52,35 \text{ Mg}^{2+} 23,62 \text{ Ca}^{2+} 21,56 \text{ K}^+ 2,47}$
3	Смесь (А:В= 0.3850:0.6150) 89,5 $\frac{\text{Cl}^- 98,7 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,1 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,2}{\text{Na}^+ 51,2 \text{ Mg}^{2+} 24,2 \text{ Ca}^{2+} 22,1 \text{ K}^+ 2,5}$	Смесь (А:В= 0.3850:0.6150) 91,8 $\frac{\text{Cl}^- 98,69 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,11 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,20}{\text{Na}^+ 52,32 \text{ Mg}^{2+} 23,64 \text{ Ca}^{2+} 21,57 \text{ K}^+ 2,47}$
4	Смесь (А:В= 0.3979:0.6021) 92,4 $\frac{\text{Cl}^- 98,7 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,1 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,2}{\text{Na}^+ 51,2 \text{ Mg}^{2+} 24,2 \text{ Ca}^{2+} 22,0 \text{ K}^+ 2,6}$	Смесь (А:В= 0.3979:0.6021) 94,7 $\frac{\text{Cl}^- 98,73 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,08 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,19}{\text{Na}^+ 52,27 \text{ Mg}^{2+} 23,68 \text{ Ca}^{2+} 21,58 \text{ K}^+ 2,47}$
5	Смесь (А:В= 0.4337:0.5663) 100,5 $\frac{\text{Cl}^- 98,8 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,8 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,2}{\text{Na}^+ 51,2 \text{ Mg}^{2+} 24,2 \text{ Ca}^{2+} 22,0 \text{ K}^+ 2,6}$	Смесь (А:В= 0.4337:0.5663) 102,6 $\frac{\text{Cl}^- 98,83 \text{ (SO}_4\text{)}^{2-} 1,00 \text{ (HCO}_3\text{)}^- 0,17}{\text{Na}^+ 51,12 \text{ Mg}^{2+} 23,78 \text{ Ca}^{2+} 21,62 \text{ K}^+ 2,47}$

Исходя из имеющихся материалов и литературных данных [5] в расчетах был задан состав пород отвечающий среднему по основным породобразующим минера-

лам: галит (NaCl) 1%, ангидрит (CaSO_4) 5 %, кальцит (CaCO_3) 10 %, доломит ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) 84 %.

Модель была представлена в виде одного изолированного сверху и снизу напорного пласта мощностью 9 м. Общие размеры модели составили $X \times Y \times Z = 2000 \times 2000 \times 19$ м.

При настройке модели в систему были включены базовые ионы: H^+ , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , OH^- , Cl^- , $(\text{SO}_4)^{2-}$, $(\text{HCO}_3)^-$, H_2O , ассоциаты: $(\text{CO}_3)^{2-}$, CO_2 и минералы: NaCl - галит, CaCO_3 - кальцит, CaSO_4 - ангидрит, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит, MgCO_3 – магнезит. Далее рассмотрим полученные результаты при утилизации различных типов промышленных стоков.

Утилизация подтоварных вод

Большие объемы подтоварных рассолов, высокая скорость их движения от нагнетательной скважины по пласту определяют слабое растворение галита в около-скважинной зоне. Далее раствор «растекается» по коллектору, скорость его движения снижается, растет время взаимодействия с породой и на расстоянии 110÷130 м от скважины начинается интенсивное растворение галита.

Ангидрит практически не растворяется и поэтому не играет существенной роли в техногенном метасоматозе и изменении фильтрационных свойств горизонта.

Помимо растворения солей, в пласте происходят и обратные процессы. Например, к концу первого года закачки в коллекторе осинского горизонта начинает фиксироваться техногенная доломитизация, его содержание в призабойной зоне увеличивается на 0,2 кг в кубометре породы. К концу пятого года количество новообразованного доломита в 1 м^3 вмещающей породы достигает 1,8 кг.

Изменение содержания в коллекторе галита и доломита проявляется в изменении его фильтрационных свойств. В области полного растворения галита, имеющей в плане кольцевую форму с внешним радиусом около 400 м, открытая пористость увеличивается на 1,3 %. Во внутренней области галита растворилось гораздо меньше, поэтому и пористость увеличилась всего на 0,6 % (до 5,5 %). Осаждение техногенного доломита непосредственно в нагнетаемом блоке после первого года закачки ведет к ухудшению фильтрационных свойств.

Как следствие изменения открытой пористости, на расстоянии 140 м от нагнетательной скважины формируется область, где значения коэффициента фильтрации превышают исходные почти на 90 % и составляют порядка 2,56 м/сут. Ширина этой области к концу пятого года закачки составляет $\approx 240 \div 260$ м.

Утилизация сточных вод

Закачка сточных вод приводит к интенсивному растворению галита. К концу пятого года радиус зоны его полного растворения составляет 820÷840 м. Ангидрит растворяется менее интенсивно. За все время работы полигона утилизации его содержание уменьшается на 7,56 кг в радиусе 60 м от нагнетательной скважины. Минералы карбонатной группы при закачке сточных вод осаждаются из раствора. Главная роль во вторичном минералообразовании принадлежит кальциту.

За пять лет утилизации в призабойной зоне в 1 м^3 исходной породы формируется от 33,41 кг до 34,52 кг вторичного (техногенного) кальцита. Содержание доломита в радиусе 40 м от нагнетательной скважины увеличивается на 200-300 г в каждом кубометре породы.

В результате гидрогеохимических процессов в пласте растворение галита приводит к увеличению открытой пористости в радиусе 800-840 м от нагнетательной скважины (на 1,14 %), дополнительно к этому на 0,24 % в радиусе 100-120 м увели-

чивает пористость растворение ангидрита, а осаждение кальцита и доломита в призабойной зоне незначительно уменьшают ее на 0,1 %. В соответствии с изменением открытой пористости на определенном расстоянии от нагнетательной скважины изменяется и значение коэффициента фильтрации.

Утилизация сточных вод после обессоливания

Результаты моделирования закачки сточных вод после обессоливания (после установки переработки нефти) по характеру взаимодействия с пластовыми водами и породой идентичны предыдущим, и отличаются в деталях. Изменяется компонентный состав раствора, и соответственно, минерализация этих вод (см. табл. 2). Увеличение минерализации приводит к чуть менее интенсивному растворению солей; к концу пятого года радиус зоны полного растворения галита составляет не 820÷840 м, а 800÷810 м.

По отношению к ангидриту агрессивность сточных вод после обессоливания повышается, в результате чего радиус влияния закачки увеличивается со 100 до 140 м, а максимальное количество растворенного в каждом кубометре породы призабойной зоны ангидрита составляет 8,26 кг. Кальцита при закачке в призабойной зоне высаживается на 3 кг меньше (31,62 кг), чем при закачке сточных вод, а доломита – в три раза больше.

Растворение/осаждение минералов при захоронении сточных вод после обессоливания приводит к изменению открытой пористости. На фоне общего увеличения пористости пласта, как и в предыдущем случае в призабойной зоне наблюдается область с пониженной пористостью. В зависимости от изменения открытой пористости меняется и значение коэффициента фильтрации.

Утилизация смеси подтоварных и сточных вод

Как отмечалось выше, для утилизации смеси подтоварных и сточных вод (подтоварных и сточных вод после обессоливания) необходимы две нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии 160 м друг от друга.

Минерализация утилизируемой смеси меняется с 46,8 г/л в первом году до 100,5 г/л к пятому году работы полигона захоронения, за счет этого смесь закачиваемых вод становится менее агрессивной по отношению к минералогическому составу водовмещающих отложений осинского горизонта и быстрее достигает равновесия с ними.

Максимальное расстояние от каждой нагнетательной скважины, на котором к концу срока эксплуатации полигона захоронения растворяется весь галит, составляет 330-340 м, т.е. в плане область полного отсутствия галита вытянута по линии нагнетательных скважин в форме эллипса и имеет размеры 820×330 м.

Ангидрита через пять лет утилизации смеси подтоварных и сточных вод в призабойной зоне растворяется до 7,5 кг из каждого кубометра горной породы. В плане область растворения ангидрита также вытянута вдоль линии нагнетательных скважин и имеет размеры 640×240 м.

Относительно кальцита, смесь закачиваемых вод, сначала ведет себя агрессивно растворяя его (до 370 г из каждого кубометра породы в призабойной зоне), но быстро насыщаясь уже в соседнем блоке, т.е. на расстоянии 20 м становится перенасыщенной и начинает в незначительных количествах (порядка 100-200 г) его высаживать.

Доломит высаживается только в блоках, в которые производится закачка, и к концу пятого года количество новообразованного доломита в 1 м³ породы достигает 5 кг.

В соответствии с изменениями, происходящими в составе водовмещающих

пород, происходит изменение их ФЕС; постепенно увеличиваются открытая пористость и коэффициент фильтрации. В области полного растворения галита открытая пористость увеличивается более чем на 1 %, и только в блоках, в которых находятся нагнетательные скважины, открытая пористость уменьшается за счет высаживания здесь техногенного доломита.

В целом же при утилизации смеси подтоварных и сточных вод в отложения осинского горизонта (инт. 1958-1967 м) фильтрационные свойства коллектора улучшаются, незначительное ухудшение ФЕС в призабойной зоне можно исправить проведением регулярной соляно-кислотной обработки пласта.

Утилизация смеси подтоварных и сточных вод после обессоливания

Результаты, полученные при моделировании утилизации смеси подтоварных и сточных вод поле после обессоливания, отличаются от предыдущих только количественно, т.е. лишь по степени воздействия закачиваемой смеси на коллектор. Причиной этого является повышение минерализации и изменение компонентного состава сточных вод после обессоливания в сравнении с просто сточными водами; минерализация утилизируемой смеси меняется с 49,8 г/л в первом году до 102,6 г/л в пятом году работы полигона захоронения.

Область изменения исходных пород при закачке смеси подтоварных и сточных вод после обессоливания на 20-40 м меньше чем при закачке смеси подтоварных и сточных вод, как в случае галита, так и в случае ангидрита, т.е. смесь подтоварных и сточных вод после обессоливания быстрее достигает равновесия с породой осинского горизонта нижнего кембрия.

Как и в предыдущем случае, относительно кальцита, смесь закачиваемых вод, сначала ведет себя агрессивно растворяя его (до 350 г в призабойной зоне), но быстро насыщаясь уже в соседнем блоке, т.е. на расстоянии 20 м становится перенасыщенной и начинает в незначительных количествах (порядка 100-200 г) его высаживать. Доломита в призабойной зоне к концу пятого года высаживается до 4,5 кг.

Фильтрационные параметры пласта-коллектора улучшаются; открытая пористость увеличивается на 1,4 %, коэффициент фильтрации практически вдвое с 1,37 м/сут до 2,744 м/сут.

Заключение

В геохимическом плане закачка различных видов стоков активизирует взаимодействие в системе вода-порода. Все изученные воды обладают низкой совместимостью с пластовыми водами и породами коллекторов. Закачка пресных вод и слабых рассолов выщелачивания ведет к интенсивному растворению солей, а метаморфизованных рассолов – вторичному минералообразованию в поровом пространстве коллекторов и промысловом оборудовании. Так, результаты физико-химического моделирования закачки сточных вод ($M=2,58$ г/л), сточных вод после обессоливания ($M=6,33$ г/л), смеси попутно извлеченных и сточных вод (M до 100,5 г/л), смеси попутно извлеченных и сточных вод после обессоливания (M до 102,6 г/л) в отложения осинского горизонта, содержащие быстрорастворимые минералы, подтверждают их интенсивное растворение в исходной породе (вплоть до полного вымывания, в зависимости от объемов закачки), что ведет к неконтролируемому росту фильтрационных свойств коллектора.

Литература

1. Букаты М.Б., Бровенко А.А., Ким С.Л. Геогидродинамические особенности верхнекембрийских и нижнекембрийских комплексов юго-запада Сибирской платформы // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири: Труды СНИИГ-ГИМС, – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1977, – вып.254, с. 56-68.

2. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия ТПУ. Геология поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. 2002, Т. 305, Вып. 6. с. 348-365.
3. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. – 208 с.
4. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / под ред. В.А. Грабовникова. – М.: Недра, 1993. – 335 с.
5. Мельников Н.В., Килина Л.И., Воробьев В.Н., Ефимов А.О., Сафронова И.Г., Шабанов Ю.Я. и др. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции: Тр. СНИИГГиМСа, – М., Недра, 1977, – вып. 228. – 205 с.

СТУДЕНТЫ

ОРГАНИЗАЦИЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «СИБИРЬ» (Г. ТОМСК)

С.В. Гриков

Научный руководитель доцент М.В. Решетько

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

В настоящее время в районах промышленных зон городов особенно актуально решение проблемы устойчивого и экологически безопасного снабжения предприятий пищевой промышленности водой необходимого качества при наличии альтернативных и запасных вариантов. Это важно как для производителей, нуждающихся в необходимых количествах воды надлежащего качества, так и для потребителей производимой продукции.

Цель данной работы изучение различных вариантов снабжения предприятия ОАО «Сибирь» водой надлежащего количества и качества.

Материалами исследований послужили данные о химическом составе вод, используемых на предприятии, полученные во время прохождения производственной практики в лаборатории ОАО «Сибирь», результаты предыдущих работ [1,2] и собственные исследования.

Открытое акционерное общество «Сибирь» находится в районе северной промышленной зоны Томска на территории, ранее принадлежавшей лесоперерабатывающему комбинату. Специфика данного предприятия заключается в исключительной водоемкости производства, причем при этом требуется вода не техническая, с низкими показателями качества, а именно вода питьевого назначения. Основной продукт, производимый на предприятии – водка нескольких марок. Логично, что 59,9% продукции завода составляет именно вода.

Возможны несколько вариантов водоснабжения предприятия – поверхностные воды реки Томи, подземные воды Томского водозабора и вода собственной скважины.

Водозабор из Томи вполне возможен, так как предприятие располагается в незначительном удалении от реки (около 500 метров), но недостаточное качество воды данного водотока (состояние реки оценивается как «умеренно загрязненная» [7]) требует столь ресурсоемкой очистки, что итоговая себестоимость продукции предприятия будет несопоставимой со средней стоимостью конечного продукта. Кроме этого, выше по течению в 500 метрах происходит сброс стоков Томского мясокомбината, да и общее качество воды реки в створе ниже города значительно ухудшается. Не зря водозабор для питьевого водоснабжения из реки, который перестал функционировать в 70х годах, был построен выше города по течению. Следовательно, вариант использования поверхностных вод для хозяйственнопитьевых целей нельзя считать удовлетворительным в связи с уже существующим загрязнением Томи и полной незащищенностью от потенциальных катастроф.

Водоносные горизонты(комплексы), позволяющие вести водозабор в черте города, представлены в свою очередь двумя системами.

- Водоносный горизонт в четвертичных отложениях аQ3-4 (водоносные горизонты типа «верховодки», низких террас, высоких террас). В пределах города данный горизонт эксплуатируется в виде частного использования с помощью одиночных колодцев ввиду его доступности – глубина залегания составляет от 0 до 25 метров, хотя качество воды не всегда удовлетворительное.
- Водоносный комплекс Томского месторождения в палеогеновых отложениях лагерьносадскоюрковсконовомихайловской свиты. Данный комплекс повсеместно используется в пределах города в хозяйственнопитьевом водоснабжении. Среднесуточный расход Томского водозабора превышает 200 тыс. м³/сут, причем для водоснабжения города дополнительно эксплуатируются Академическое, СевероВосточное и Черемошкинское месторождения.

Рассматриваемое предприятие также эксплуатирует данный комплекс с помощью собственной скважины. Проведенные после бурения и введения в эксплуатацию в 1998 году анализы показали, что вода в данной скважине не соответствует нормативам качества питьевой воды по содержанию железа, общей жесткости, что характерно для данного водоносного комплекса. Предприятие ОАО «Сибирь» полностью отказалось от системы центрального водоснабжения, поскольку вода централизованного водоснабжения при качественной очистке «доходит» до потребителя с худшими показателями и дополнительными примесями, что является результатом ее хлорирования из-за неудовлетворительного состояния систем водоснабжения города.

Существующая схема водоснабжения на предприятии представляется следующим образом: скважина (глубина 75 метров, эксплуатируемый комплекс P3np-P2jr) – станция предварительной очистки – система умягчения и тонкой очистки – накопительные емкости – цех купажирования. Вода, прошедшая стадию предварительной очистки, соответствует нормативам качества для хозяйственнопитьевого водоснабжения и используется на заводе в хозяйственнопитьевом водоснабжении, а также для промыва тары. Но стоит отметить, что к воде, используемой при изготовлении водок, предъявляются более строгие требования по составу и содержанию некоторых элементов [4,6], которые в свою очередь значительно влияют на вкусовые и внешние характеристики продукта. Поэтому в систему водоснабжения производства включена еще и установка тонкой очистки и умягчения. Стоит отметить, что жесткая регламентация состава воды, используемой для приготовления водки, не всегда играет положительную роль. Есть факты, когда получали более качественный продукт при использовании воды, не удовлетворяющей требованиям современных норм, в частности [6], чем с водой, соответствующей регламентам и нормам.

Водоснабжение из четвертичного водоносного горизонта нецелесообразно ввиду непостоянства состава вод, его незащищенности от загрязнения с поверхности и чрезмерно малых дебитов, имеющих значительную амплитуду колебаний в зависимости от времени года (дебит горизонта существенно колеблется: от 0,07 до 6,94 л/сек, и не позволяет использовать горизонт в промышленных масштабах). Особенно весомым аргументом против эксплуатации четвертичного водоносного горизонта является его незащищенность от загрязнений с поверхности, вертикальных и горизонтальных фильтрационных потоков. Объясняется это расположением предприятия. Впервые, на данный момент в радиусе 1 км от предприятия действует значительное количество «грязных» производств: две автозаправки, авторазбор, пункт

приема вторсырья и др. Это говорит о возможности загрязнения недостаточно защищенных подземных вод, таких как воды четвертичного водоносного горизонта.

При рассмотрении же гидрогеологического разреза легко убедиться, что палеогеновый водоносный комплекс защищен от загрязнений подобных предприятий с поверхности слоем водоупорных глин. Вовторых, на данной территории во второй половине 20 века располагался лесоперерабатывающий комбинат; в небольшом отдалении (около 1 км) функционировал шпалопропиточный завод, который действует до сих пор. В 70х годах прошлого века в районе завода фиксировались загрязнения вод не только данного горизонта, но и комплекса P3nm-P2jr креозотом, используемым для пропитки шпал. Объясняется это тем, что отработанный креозот на шпалопропиточном заводе сливали в озеро на территории данного предприятия. Слой глинистых донных отложений озера не справлялся с объемами загрязнения. При обнаружении загрязнения подземных вод слив отходов прекратили, озеро и пропитанные креозотом донные отложения ликвидировали. Следы фенола в водах палеогенового комплекса были отмечены в 1998 году, после ввода скважины ОАО «Сибирь» в эксплуатацию. На данный момент фенолы в воде из данной скважины, прошедшей первичную очистку, не обнаруживаются.

На основании проделанной работы можно сделать вывод, что создание своей системы водоснабжения для предприятия есть мера необходимая, экономически обоснованная, поскольку вода, требуемая для производства качественной продукции[3], жестко регламентирована по составу. Воды эксплуатируемого палеогенового водоносного горизонта защищены от загрязнений, не требуют трудоемкой и затратной очистки.

Альтернативным источником, в случае невозможности эксплуатации данного водоносного комплекса, может служить централизованное водоснабжение.

Литература

1. Конторович А. Э., Сурков В. С. Геология и полезные ископаемые России. Том 2. Западная Сибирь; – Спб: Изд-во ВСЕГЕИ, 2000, – 258 с.
2. Лыготин В.А., Макушин Ю.В., Савичев О.Г., Шварцев С.Л. Пресные подземные воды Томской области: ресурсы, качество и использование // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области. Материалы научно-практ.конф. Томск, 26.11.2004. – Новосибир.: ИГНГ СО РАН, – 2004, с. 208-209.
3. Позняковский В. М. Экспертиза напитков. – М.: 2000 г.
4. ГОСТ Р 51355-99 «Водки и водки особые. Общие технические условия»
5. СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»
6. ТИ 10-04-03-09-88 «Производственный технологический регламент на производство водок и ликеро-водочных изделий»
7. Экологический мониторинг. Состояние окружающей природной среды Томской области в 2007 году / Департамент природных ресурсов и охраны ОС ТО, ОГУ «Облкомприрода» – Томск: Графика, 2008. – 24 с.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛАГУНЫ БЕРР (ФРАНЦИЯ)

К.В. Крохта

Научный руководитель старший преподаватель Н.В. Гусева
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г.Томск, Россия**

Лагуна Берр расположена на юго-востоке Франции. Это мелкая полуограниченная экосистема (средняя глубина около 6 м), связанная со Средиземным морем через канал Каронте на юго-западе, является одной из самых больших средиземноморских прибрежных лагун, ее площадь составляет 155 км².

Берр – типичная средиземноморская лагуна, серьезно затронутая деятельностью человека с 1930-ых годов, когда она стала одной из самых важных промышленных площадок во Франции. Территория побережья лагуны испытывает большую антропогенную нагрузку: активно развита промышленная зона (нефтехимические заводы, заводы по производству электротехники); транспортный узел; электроэнергетика [5].

В связи со строительством ГЭС в 1966г. на побережье лагуны ученые стали отмечать отрицательную динамику репродукции растения *Zostera noltii*, которое является эндемичным видом и показателем состояния водной среды. По наблюдениям ученых на 4 участках в разных частях побережья лагуны с 1944 по 2004г. происходило изменение численности растения [7].

По данным исследователей на популяцию *Zostera noltii* могут влиять физические (температура, мутность, ветер), биологические (бактерии, внедрение/удаление других видов растений) и химические факторы. В данной работе было подробно рассмотрено влияние химических факторов на изучаемое растение.

К химическим факторам влияния можно отнести: загрязнение лагуны тяжелыми металлами, углеводородное загрязнение, радиоактивное загрязнение, изменение уровня питательных веществ, повышение минерализации, изменение насыщения кислородом.

В основу работы положены результаты гидрогеохимического опробования в ноябре 2010 г., в ходе которого было отобрано 2 пробы воды и 6 проб донных отложений (рис.1).

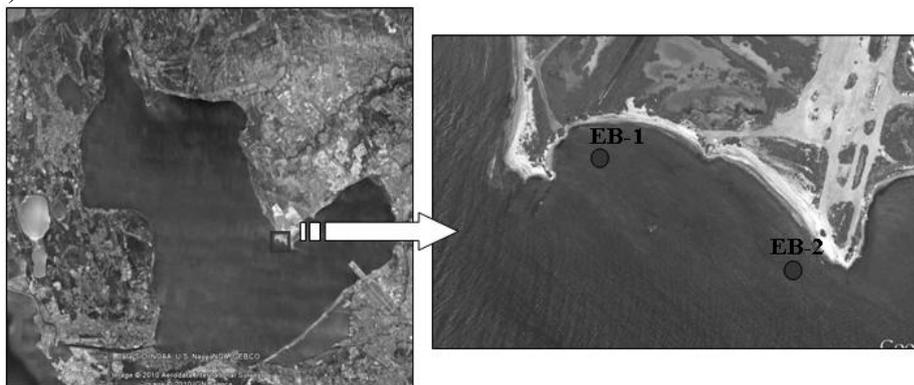


Рис. 1. Схема расположения точек гидрогеохимического опробования

Макрокомпонентный состав вод был проанализирован в проблемной научно-исследовательской лаборатории гидрогеохимии НОЦ «Вода» НИ ТПУ титриметрическим методом и методом ионной хроматографии на приборах Dionex ICS-1000, Dionex ICS-2000. Микрокомпоненты - в центре коллективного пользования ТПУ методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно-связанной плазмой на приборе Thermo Scientific iCAP 6300 Duo. Анализ донных отложений выполнен в лаборатории химии окружающей среды Университета Прованс, Марсель, Франция. Полученные результаты ввиду низкого предела обнаружения не могли быть использованы в работе, в этой связи состояние донных отложений оценивалось по литературным данным [8,6].

По химическому составу воды лагуны Берр являются хлоридными натриевыми. Значения pH вод в отобранных пробах различны. Более низкие значения pH = 6,67 отмечаются в точке EB-2, в точке EB-1 pH составляет 8,04, что близко к кларку морских вод (табл. 1). Минерализация вод в точке EB-2 составляет 24,4 г/л, а в точке EB-1 28,4 г/л. Подобные различия в минерализации и pH вод в двух точках могут

быть связаны со сбросом пресных вод через трубу, располагающуюся в районе точки, где отобрана проба ЕВ-2.

Таблица 1

Химический состав вод лагуны Берр (Франция), мг/л

Элемент	Кларк морской воды [3]	ЕВ-1	ЕВ-2	Элемент	Кларк морской воды [3]	ЕВ-1	ЕВ-2
рН	8,2	8,04	6,67	K ⁺	392	365	302
CO ₂	-	-	16,7	Минерализация	-	28445,93	24432,54
CO ₃ ²⁻	-	12	-	Al	0,001	0,022	0,008
HCO ₃ ⁻	488	177	177	As	0,002	0,004	< 0,001
SO ₄ ²⁻	2712	2201	1929	B	4,4	4,068	4,132
Cl ⁻	19400	15437,5	13312,5	Ba	0,018	0,022	0,021
F ⁻	1,3	0,99	1,35	Cu	0,00025	0,0037	0,0036
NO ₃ ⁻	-	22	41,2	Li	0,18	0,101	0,094
NO ₂ ⁻	-	1,1	0,5	Mn	0,0001	0,01	0,006
Br ⁻	67,3	51,3	40,9	Mo	0,01	0,008	0,007
PO ₄ ³⁻	-	14,8	4,5	Pb	0,00003	0,003	0,003
NH ₄ ⁺	-	10,3	10,7	Si	2,1	0,9	0,844
Ca ²⁺	411	400	300	Sr	7,9	3,723	3,858
Mg ²⁺	1290	793	884	Ti	0,001	0,005	0,005
Na ⁺	10800	8960	7429	Zn	0,001	0,01	0,011

Основные параметры химического состава вод отражены в формуле Курлова:

Воды в точке ЕВ-1 слабосоленые, хлоридные натриевые, слабощелочные, очень жесткие.

$$M \frac{28,45}{Na} \frac{89,62}{80,23} \frac{Cl}{Mg} \frac{86,08}{13,61} \text{ рН } 8,04 \text{ ж } 86,08$$

Воды в точке ЕВ-2 слабосоленые, хлоридные натриевые, нейтральные, очень жесткие.

$$M \frac{24,43}{Na} \frac{89,42}{76,9} \frac{Cl}{Mg} \frac{88,67}{17,54} \text{ рН } 6,67 \text{ ж } 88,67$$

Следует обратить внимание на высокое содержание NO₃⁻ в образце ЕВ-2, которое составляет 41,2 мг/л и превышает содержание NO₃⁻ во втором образце почти в 2 раза (22 мг/л). Повышенное значение NO₃⁻ является показателем загрязнения воды. Следовательно, можно сделать предположение, что недалеко от точки ЕВ-2, находятся какие-либо объекты, загрязняющие лагуну. Также различны содержания PO₄³⁻: в пробе ЕВ-1 оно составляет 14,8 мг/л, что более чем в 3 раза, превышает содержание этого элемента в пробе ЕВ-2 (4,5 мг/л). Именно эти элементы NO₃⁻ и PO₄³⁻ определяют питательность среды для растений.

Анализируя микрокомпонентный химический состав проб, можно заметить, что микрокомпоненты Sr, Si, Mo, Li, B, Ba накапливаются в водах на уровне или ниже кларка морских вод, для Cu, As, Ti, Zn отмечаются 1,5-5-кратные превышения, а содержание Al, Mn, Pb превышает кларк в десятки раз.

Солевая форма выражения результатов анализа растворов весьма удобна для характеристики химического состава морских вод. По методике, предложенной М.Г. Валяшко [3], рассчитаны коэффициенты, в результате чего было выяснено, что вода проб ЕВ-1 и ЕВ-2 принадлежит к сульфатному II типу (сульфатномагниевого), случай 1. Ведущими солями в солевом составе являются соли хлора, среди которых преобладают MgCl₂ и NaCl. В меньшей степени представлены соли сульфатов (2,89-

6,71 мг-экв%), а доля карбонатов незначительная (на них приходится 0,6-0,69 мг-экв%) [2].

Химический состав донных отложений лагуны Берр изучен по данным литературных источников по 10-ти пробам донных отложений, отобранным в разные периоды времени: 6 точек - в 1995 году [6] и 4 точки - в 2009 году [8] (рис. 2).

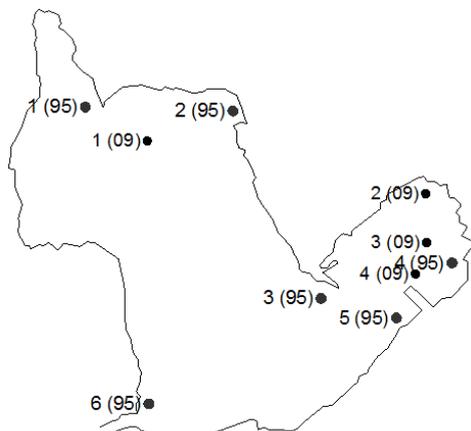


Рис. 2. Схема расположения точек отробования донных отложений (в скобках указан год отбора проб)

В основу оценки степени загрязнения донных отложений лагуны Берр тяжелыми металлами положен принцип сопоставления их содержаний в донных отложениях других средиземноморских лагун, а также оценки коэффициента концентрации. В таблице 2 приведены данные по химическому составу донных отложений лагуны Берр на 1995 и 2009 года, а также двух других Средиземноморских лагун: Венецианской и То [9].

Согласно анализу таблицы 2 содержание меди, никеля, цинка в донных отложениях лагуны Берр на 1995 год значительно ниже чем в донных отложениях Венецианской лагуны и лагуны То. Содержание кадмия и свинца в рассматриваемой лагуне значительно выше. По данным 2009 года отмечается значительное превышение содержаний меди, свинца и цинка в донных отложениях лагуны Берр над уровнем содержаний в двух других средиземноморских лагун.

Таблица 2

Химический состав донных отложений

Точки отробования		Элементы, мкг/г					
		Cd	Cu	Ni	Pb	Zn	Hg
Лагуна Берр (по данным S.Rigaud) (2009)	1 (09)	0,29	23	-	16	77	-
	4 (09)	0,55	17,5	-	49,5	69,5	-
	3 (09)	0,82	31,5	-	48,5	116	-
	2 (09)	0,72	30	-	49,7	158	-
Лагуна Берр (по данным Henry Augier) (1995)	1 (95)	3,34	2,19	5,43	14,48	5,75	0,163
	2 (95)	1,17	2,42	5,93	11,88	6,59	0,04
	3 (95)	3,6	3,58	4,76	13,58	39	0,253
	4 (95)	4,31	2,55	5,11	13,54	10,51	0,02
	5 (95)	2,97	2,29	11,12	13,69	30,82	0,033
	6 (95)	3,4	2,29	6,55	14,4	7,8	0,037
Фон лагуна Берр		0,31	16,5	-	15,5	70	-
Венецианская лагуна (1995)		0,42	8,4	12,7	6,1	61,6	-
Лагуна То (1995)		2,8	18,7	8,9	13,8	36,1	-

Для сравнительной оценки содержания элементов в донных отложениях лагуны Берр с фоновыми значениями рассчитаны коэффициенты концентрации этих элементов, которые вычисляются как отношение содержания химического элемента в донных отложениях лагуны в данной точке к его фоновому значению [1] (табл.3).

По данным на 1995г. содержание Cu, Zn, Pb в донных отложениях было значительно ниже фонового, в 2009г. отмечаются значительные превышения по указанным компонентам (табл. 3).

Таким образом, отмечается повышенные содержания Pb, Cu, Zn в водах и в донных отложениях, что свидетельствует о неблагоприятном состоянии среды.

В основу оценки эколого-геохимического состояния лагуны Берр положена методика, изложенная в «Методических рекомендациях по эколого-геохимической оценке территорий при проведении многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1000000 и 1:200000» [1]. Так как зоны загрязнения обычно имеют поли-элементный состав, для них предлагается рассчитывать суммарный показатель загрязнения (Zc), характеризующий эффект воздействия группы элементов, по следующей формуле:

$$Z_c = \sum K_c - (n - 1)$$

где n – число учитываемых аномальных элементов, Kc – коэффициент концентрации. За нижний порог аномальности элемента предлагается принять содержание с коэффициентом концентрации равным 2 (табл. 3).

Таблица 3

Коэффициенты концентрации и суммарный показатель загрязнения донных отложений лагуны Берр

Элементы		Коэффициент концентрации (Kc)				Zc
		Cd	Cu	Pb	Zn	
Лагуна Берр (S.Rigaud) (2009), мг/г	1 (09)	0,94	1,39	1,03	1,10	-
	4 (09)	1,77	1,06	3,19	0,99	3,19
	3 (09)	2,65	1,91	3,13	1,66	4,77
	2 (09)	2,32	1,82	3,21	2,26	5,79
Лагуна Берр (Henry Augier) (1995), мг/г	1 (95)	10,77	0,13	0,93	0,08	10,77
	2 (95)	3,77	0,15	0,77	0,09	3,77
	3 (95)	11,61	0,22	0,88	0,56	11,61
	4 (95)	13,90	0,15	0,87	0,15	13,90
	5 (95)	9,58	0,14	0,88	0,44	9,58
	6 (95)	10,97	0,14	0,93	0,11	10,97

При расчете значения суммарного показателя загрязнения донных отложений на 1995 год используется только значения коэффициента концентрации кадмия, которые в десятки раз превышают значения коэффициентов концентрации других исследуемых элементов. Высокие значения содержания кадмия в лагуне Берр на 1995

год, возможно, связаны с трудностью в аналитике данного химического элемента.

Согласно рисунку 3 в 1995 году в пяти точках опробования уровень загрязнения лагуны Берр низкий (слабый) и лишь в точке 2(95) минимальный. По данным на 2009 год во всех точках опробования наблюдается минимальный уровень загрязнения.

На основе оценки коэффициентов концентрации и суммарного показателя загрязнения донных отложений установлено,

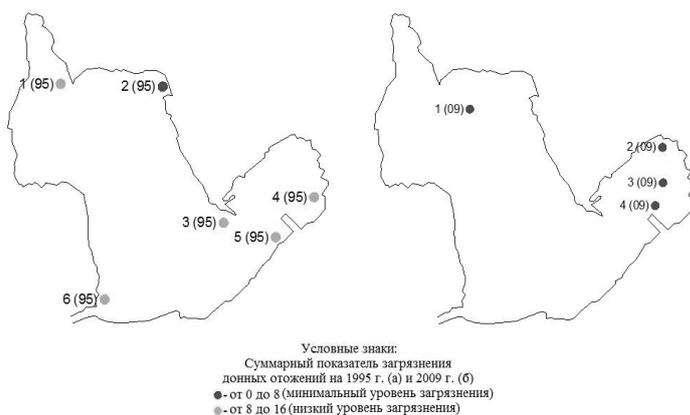


Рис. 3. Суммарный показатель загрязнения донных отложений лагуны Берр на 1995 (а) и 2009 (б) год

что эколого-геохимическое состояние лагуны Берр характеризуется минимальным уровнем загрязнения, которое соответствует удовлетворительному состоянию среды.

Однако стоит отметить, что рассматриваемая методика оценки эколого-геохимического состояния не учитывает степени токсичности и характера негативного воздействия элементов на растительные организмы. Следовательно, в дальнейшем необходимо предпринять действия по обобщению большего количества данных по химическому составу природных сред лагуны Берр, анализу информации о характере воздействия микроэлементов разной степени токсичности и поиску методики оценки эколого-геохимического состояния среды с учетом различной степени токсичности элементов.

Литература

1. Гуляева Н.Г. Методические рекомендации по эколого-геохимической оценке территорий при проведении многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1000000 и 1:200000. – М.: ИМГРЭ, 2002. – 72 с.
2. Крохта К.В. Эколого-геохимическая характеристика лагуны Берр (Франция) // Труды XV Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», посвященный 110-летию горного образования в Сибири 4–8 апреля 2011 года - Томск: Изд-во ТПУ - 277 - 279.
3. Методы анализа рассолов и солей / Под ред. Ю.В. Морачевского, Е.М. Петровой. – М.: Химия, 1964. – 404 с.
4. Методы гидрохимических исследований океана / Под ред. О.К. Бордовский, В.Н. Иваненков. – М.: Наука, 1978. – 271 с.
5. Accornero A., Gnerre R., Manfra L. Sediment Concentrations of Trace Metals in the Berre Lagoon (France): An Assessment of Contamination // Archives of Environmental Contamination and Toxicology. – 2008. – 54. – С. 372–385.
6. Augier H., Metallic contamination of marine flora and fauna of the French Mediterranean coast // Heavy Metal Pollution, Toxication and Chelation.–1996.–381 с.
7. Guillaume Bernard, Charles F. Boudouresque, Philippe Picon. Long term changes in Zostera meadows in the Berre lagoon (Provence, Mediterranean Sea) // Estuarine, Coastal and Shelf Science. – 2007. –73. – С. 617 – 629.
8. Rigaud S, Radakovitch O, Nerini D, Picon P, Garnier JM. Reconstructing historical trends of Berre lagoon contamination from surface sediment datasets: Influences of industrial regulations and anthropogenic silt inputs. Journal of Environmental Management. – 2011. – 92(9). – С. 2201 – 2210.
9. Rigollet V., Sfriso A., Marcomini A., M.L. De Casabianca. Seasonal evolution of heavy metal concentrations in the surface sediments of two Mediterranean Zostera marina L. Beds at Thau lagoon (France) and Venice lagoon (Italy) // Bioresource Technology. – 2004. – 95. – С.159-167.

ГЕОХИМИЯ СОЛЕННЫХ ОЗЕР АЛТАЙСКОГО КРАЯ

Ю. А. Чагина

Научный руководитель профессор С. Л. Шварцев

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

На территории России находится большое количество соленых озер с богатым природно-ресурсным потенциалом. В данной работе будут рассмотрены соленые озера Алтайского края.

Актуальность данной темы связана с тем, что с давних пор соляные озера Алтайского края представляют интерес как сырьевые источники нерудных минералов (мирабилит, гипс, сода, галит). Комплексные исследования, проводившиеся в первой четверти XX века показали, что многие из этих озер представляют интерес для промышленного освоения. В начале 50 гг. стали осваиваться содовые и соляные озера Кулундинской степи [1].

Объектами исследования являются 8 соленых озер Алтайского края: Кулундинское, Кучукское, Горькое, Бычье, Танатар №4, Малиновое, Большое Яровое и Мостовое. Для исследования были выбраны озера, разные по минерализации и химическому составу. В основу статьи были положены практические данные, полученные за время прохождения первой производственной практики летом 2009 года. Были отобраны пробы воды из 8 соленых озер Алтайского края, по одной из каждого озера. На точках отбора был сразу проведен полевой химический анализ на определение быстроизменяющихся компонентов.

В результате были получены данные по химическому составу вод на следующие элементы: Fe^{2+} , (мг/л); Fe^{3+} , (мг/л); $\text{Fe}_{\text{общ}}$, (мг/л); NO_2^- , (мг/л); NH_4^+ , (мг/л); CO_2 , (мг/л); CO_3^{2-} (мг/л); HCO_3^- , (мг/л), SO_4^{2-} , (мг/л); O_2 , (мг/л) полевым анализом, и на месте были определены: $T_{\text{возд}}$, ($^{\circ}\text{C}$); $T_{\text{воды}}$, ($^{\circ}\text{C}$); pH; Eh, (мВ); α , (mS). Также были отобраны пробы воды для лабораторного исследования на следующие компоненты: K, Li, Sr, Al, Si, F, N-P, ПОК, Cl, J, Br, ХПК, ФГК, ТМ (Mg, Mn, Zn, Cd, Pb, Cu, As) для общего хим.анализа и анализа на микробиологический состав. Все пробы прошли химический анализ в лаборатории химического и микробиологического анализа.

На территории Алтайского края находится более 3000 пресных, соленых и горько-соленых озер с минерализацией воды от 1,5 до 485 г/л. Здесь сосредоточены большие запасы лечебных (иловых) грязей.

Самыми крупными из соленых озер Алтайского края являются Кулундинское, Кучукское, Бурлинское, Большое и Малое Яровое и др. Площадь озер данного края меняется от самых маленьких до больших, занимающих огромные площади, самым большим является озеро Кулундинское (728 км²).

Озеро Кучукское единственное озеро в России, где идет осаждение глауберовой соли (мирабилита). Обычно в озерах Кулунды идет накопление самосадочной соды. В Кучукском и Малиновом озерах цвет воды розовый, а минерализация превышает 400 г/л. Розовый цвет озеро приобретает за счет особых микроорганизмов, содержащихся в воде. Эти 2 озера являются самыми солеными на территории Западной Сибири и относятся к типу сверхрассолов [4].

Оз. Большое Яровое имеет минерализацию 260,9 г/л и наибольшую глубину 7 м, что достаточно глубоко для соленых озер данной территории. Яровое и Малиновое озера являются геологическими памятниками природы [3].

Исследуемые соленые озера имеют специфичный химический состав. Минерализация изменяется в широких пределах от 5 до 485 г/л. По минерализации можно выделить следующие типы: слабосоленоватые (от 1 до 3 г/л) – Мостовое, умеренно-соленоватые (от 3 до 10 г/л) – Бычье и Танатар №4, слабосоленые (от 10 до 30 г/л) – Горькое, крепкие рассолы (от 100 до 320 г/л) – Кулундинское, Большое Яровое, сверхкрепкие рассолы (от 320 до 500 г/л) – Кучукское, Малиновое.

Сульфаты, хлориды и натрий в озерах с минерализацией больше 100 г/л превышают значения в 30 г/л. Общая жесткость изменяется в пределах от 8,5 до 5600 мг-экв/л, также в озерах с высокой минерализацией она больше 200 мг-экв/л.

По pH можно выделить слабощелочные и щелочные озера. К слабощелочным (pH от 7,5 до 8,5) относятся: Кулундинское, Кучукское, Малиновое и Большое Яровое, а к щелочным (pH от 7,5 до 8,5): Горькое, Бычье, Танатар №4 и Мостовое. Также стоит отметить зависимость pH от минерализации. На рис. 1 видно, что с возрастанием минерализации pH убывает. Это может быть связано с уменьшением содержания гидрокарбонат-иона.

Графики на рис. 2 и рис. 3 показывают зависимость содержания макрокомпонентов от минерализации.

На рис. 2 можно проследить характер изменения анионного состава вод с ростом их минерализации. Анализируя эту зависимость можно сказать, что при небольшой минерализации (до 20 г/л) гидрокарбонат-ион преобладает над другими анионами, однако в дальнейшем по мере повышения солености рост концентрации HCO_3^- замедляется, а концентрация SO_4 и Cl резко начинает возрастать, что приводит к преобладанию их в растворе.

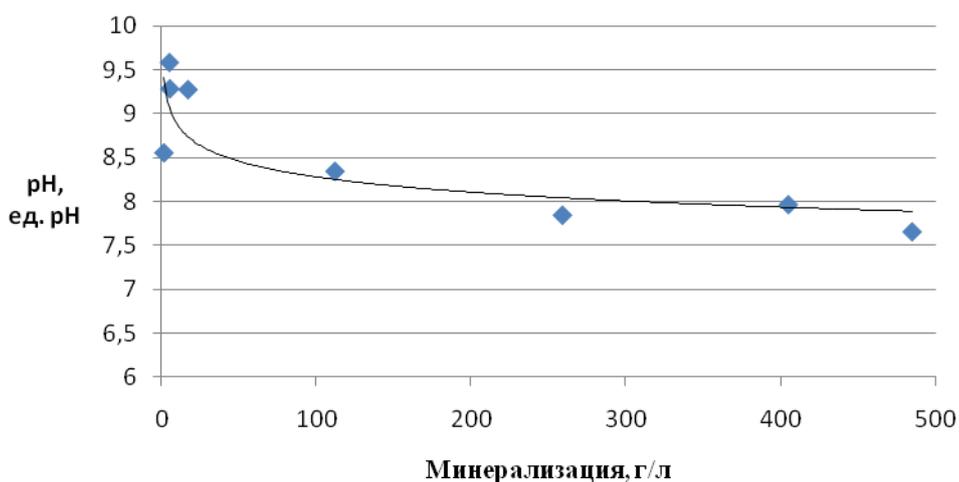


Рис. 1 Зависимость pH от минерализации

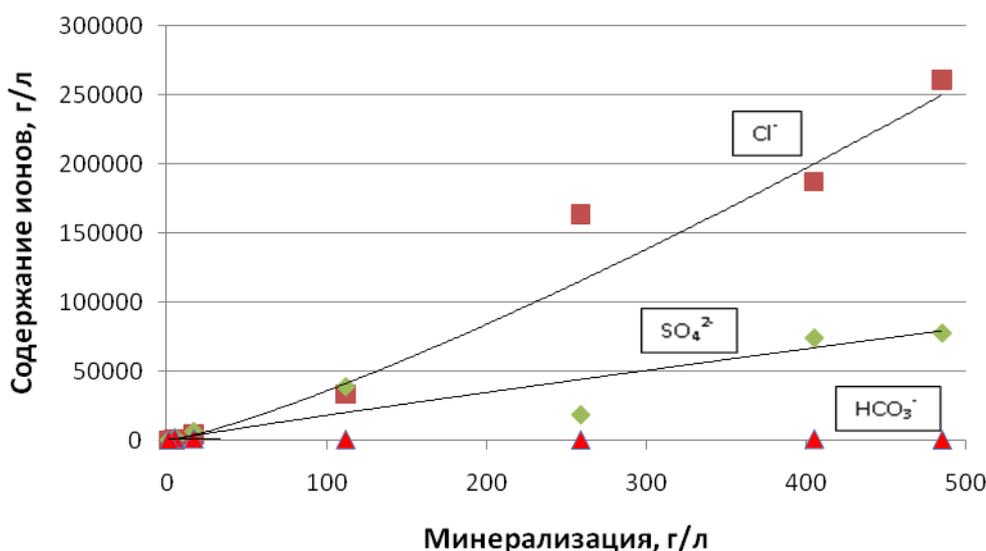


Рис. 2 Зависимость содержания макрокомпонентов (анионов) от минерализации

На рис. 3 можно проследить поведение катионов в озерных водах с ростом их минерализации. Здесь видно, что содержание натрия резко увеличивается уже при малой минерализации, в меньшей степени увеличивается содержание магния, содержание же кальция увеличивается незначительно по сравнению с другими катионами.

Химические типы озерных вод можно выделить по классификации Щукарева. Классификация основана на принципе преобладания одного или нескольких из трех главных катионов (Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+}) и трех главных анионов (Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^-). Вода относится к тому или другому классу в зависимости от содержания упомянутых ионов в количестве, превышающем 25%-экв. (суммы процент-эквивалентов анионов и катионов в отдельности принимают за 100) [2].

Анализируя данную таблицу выделяем химические типы озерных вод: Кулундинское — сульфатно-хлоридная натриевая, Кучукское — хлоридная натриево-магниевая, Горькое — хлоридно-сульфатная натриевая, Бычье — гидрокарбонатно-сульфатная натриевая, Танатар №4 — хлоридно-гидрокарбонатная натриевая, Малиновое — хлоридная натриевая, Большое Яровое — хлоридная натриево-магниевая, Мостовое — гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридная магниевая-натриевая.

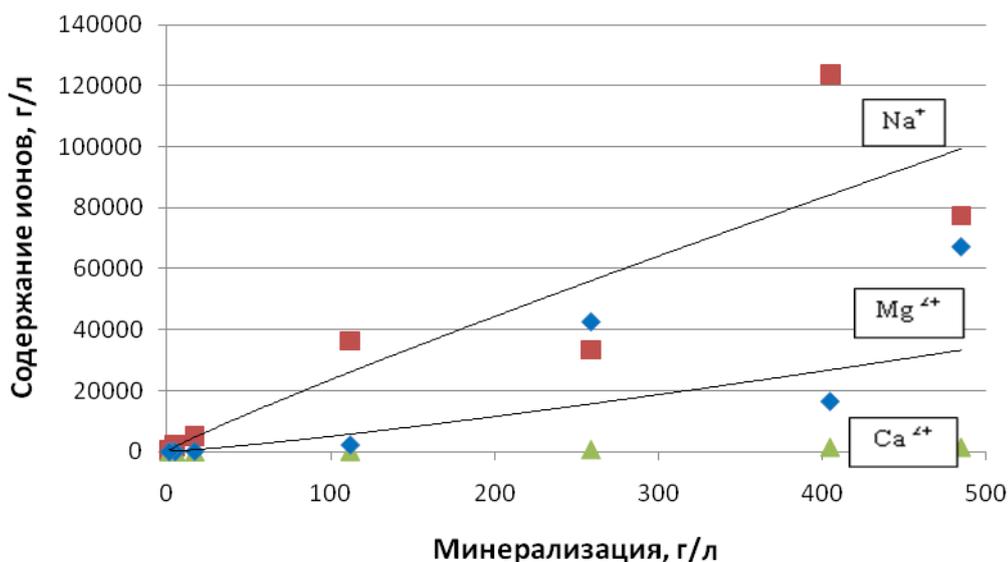


Рис. 3 Зависимость содержания макрокомпонентов (катионов) от минерализации

Таблица 1

Содержание макрокомпонентов в процентах-эквивалентах

Озера	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
Кулундинское	88,7	0,6	10,7	53,5	45,9	0,6
Кучукское	37,5	0,9	61,6	81,9	18,03	0,07
Горькое	92,97	0,13	6,9	43,6	49	7,4
Бычьё	84,2	0,4	15,4	20,9	52,6	26,5
Танатар №4	89,9	0,1	10	37,65	18,6	43,75
Малиновое	78,8	1,3	19,9	77,1	22,6	0,3
Большое Яровое	29	0,8	70,2	92,1	7,7	0,2
Мостовое	58,9	16,9	24,2	45	28	27

$$K_1 = (\sum (\text{CO}_3^{2-}) + \sum (\text{HCO}_3^-)) / (\sum (\text{Ca}^{2+}) + \sum (\text{Mg}^{2+}));$$

$$K_2 = (\sum (\text{CO}_3^{2-}) + \sum (\text{HCO}_3^-) + \sum (\text{SO}_4^{2-})) / (\sum (\text{Ca}^{2+}) + \sum (\text{Mg}^{2+}));$$

$$K_3 = (\sum (\text{CO}_3^{2-}) + \sum (\text{HCO}_3^-) + \sum (\text{SO}_4^{2-})) / \sum (\text{Ca}^{2+});$$

$$K_4 = (\sum (\text{CO}_3^{2-}) + \sum (\text{HCO}_3^-)) / \sum (\text{Ca}^{2+}), \text{ где } \sum_i - \text{число мг-экв } i - \text{го иона [5].}$$

На основе таблицы 2 рассмотрим принадлежность каждого озера к определенному типу. Для этого нам нужно знать макрокомпонентный состав озер и число мг-экв каждого иона.

Таблица 2

Характерные признаки принадлежности рассола к одному из главных химических типов

Химический тип	Подтип	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄
Карбонатный (содовый)	–	>1	>>1	>>1	>>1
Сульфатный	Сульфатно-натриевый	≤1	≥1	>>1	≠1
Сульфатный	Сульфатно-магниевый	<<1	≤1	>>1	≠1
Хлоридный	–	<<1	<<1	≤1	<1

Таблица 3

Содержание макрокомпонентов в исследуемых озерах в мг/л

	Ca ²⁺	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	SO ₄ ²⁻	Mg ²⁺	Na ⁺	Cl ⁻
оз. Кулундинское	200	683	456	38906	2318	36230	33512
оз. Кучукское	1600	415	168	77763	67344	77360	260600
оз. Горькое	6	1196	792	6474	200	5060	4260
оз. Бычье	6,7	1147	492	1813	160	1638	533
оз. Танатар №4	2	1562	1272	534	120	2050	795
оз. Малиновое	1600	976	-	74235	16592	123725	187000
оз. Б. Яровое	800	305	120	18571	42700	33292	163300
оз. Мостовое	53	363	84	298	71	370	355

Таблица 4

Характерные признаки принадлежности исследуемых озера к одному из главных химических типов

Озеро	Химический тип	Подтип	K ₁	K ₂	K ₃	K ₄
Кулундинское	Сульфатный	Сульфатно-натриевый	0,131	4,186	83,72	2,62
Кучукское	Сульфатный	Сульфатно-магниевый	0,0022	0,2915	20,405	0,155
Горькое	Карбонатный	-	2,778	10,862	604,666	154,666
Бычье	Карбонатный	-	2,64	3,018	134,8	118
Танатар №4	Карбонатный	-	6,881	7,998	795	684
Малиновое	Сульфатный	Сульфатно-натриевый	0,011	1,104	19,875	0,2
Б. Яровое	Сульфатный	Сульфатно-магниевый	0,0025	0,1118	9,9	0,225
Мостовое	Карбонатный	-	1,032	1,76	5,559	3,259

Для подсчета коэффициентов метаморфизации необходимо для каждого озера рассчитать число мг-экв каждого иона, разделив содержание иона в мг/л на эквивалентный вес, а затем рассчитать K₁, K₂, K₃ и K₄.

Литература

1. Веснина Л.В. Гидробиологический мониторинг озер Алтайского края//Сибирский экол. ж. 2000. № 3. С. 263-269.
2. Дзэнс-Литовский А.И. Соляные озера СССР и их минеральные богатства: Недра, 1968.-119 с. с. 117-118.
3. Никольская Ю.П. Процессы солеобразования в озерах и водах Кулундинской степи. – Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1961. – 481 с.
4. Водоемы Алтайского края: биологическая продуктивность и перспективы использования/Под ред. В.П. Соловова. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1999. – 285 с.
5. Чарыкова М. В., Чарыков Н. А. Термодинамическое моделирование процессов эвапоритовой седиментации. – СПб. : Наука, 2003. – 262 с.

**ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЮЖНО-МИНУСИНСКОГО БАССЕЙНА
ХАКАСИИ И ЕГО ГОРНОГО ОБРАМЛЕНИЯ****К.Ю. Цаан**

Научный руководитель доцент Ю.Г. Копылова

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

Миграция химических элементов земной коры имеет исключительно большое значение в геохимии. На важную роль природных вод в перераспределении химических элементов в земной коре обращали внимание В. И. Вернадский, А. Е. Ферсман, Ф. В. Кларк, В. М. Гольдшмидт, А. П. Виноградов, Ф. П. Саваренский, О. А. Алекин, М. Г. Валяшко, Ф. А. Макаренко, А. М. Овчинников, А. И. Перельман и многие другие исследователи [7, 8]. Развитие учения о подземном стоке связано, прежде всего, с именами Ф.П. Саваренского, Б.И. Куделина, Ф.А.Макаренко [5, 6]. Вопросы миграции химических элементов в водах с позиции масштабов химического стока детально рассмотрены в работе В.П. Зверева на примере разновозрастных тектонических структур и в различных ландшафтных зонах в обобщенном виде [2, 3]. Дальнейшее развитие и детализацию исследования миграции химических элементов получили в работах С.Л. Шварцева, предложившего различать атмогенную, биогенную и литогенную составляющие подземного химического стока и использование понятия химического выноса [10, 11]. Применительно к территории Хакасии таких работ не известно, что послужило основанием для постановки исследований по изучению масштабов подземного химического стока Хакасии.

Целью исследований является изучение химического состава природных вод, определение масштабов подземного химического стока и выявление условий формирования химического состава вод зоны выщелачивания и зоны континентального засоления территории Южно – Минусинской котловины и её горного обрамления.

В основу работы положены материалы гидрогеохимических исследований многокомпонентного состава вод на территории Хакасии 133 точек опробования подземных и поверхностных вод (рис. 1а), а также данные гидрологических ежегодников и Государственных водных кадастров по расходам рек участка Южно – Минусинской котловины различной продолжительности по 13 гидрометрическим постам (рис. 1б) [1]. При оценке распространенности химических элементов в водах использованы методы математической статистики и программа Excel с соблюдением необходимых требований к законам распределения компонентов. Гидрологические расчеты выполнены на основе построения гидрографов.

Исследования на территории Хакасии проведены в Южно - Минусинской котловине и её горном обрамлении, представленном отрогами структур Кузнецкого Алатау и Западного Саяна. Климатические особенности территории характеризуются сочетанием 2 зон: зоны избыточного увлажнения, гумидной, в горной части района с величиной осадков до 1500 мм, и зоны дефицитного увлажнения, аридной, в

степной части с величиной осадков 375-480 мм, что определяет особенности формирующегося состава вод [9].

В изучаемом районе особенности химического состава были рассмотрены на примерах природных вод, а именно, речных вод горной и степной зон, искусственных водотоков и водоемов, подземных вод, озер.

Реки горных районов в среднем слабощелочные ($pH=7,4$), в гидрохимическом отношении по классификации О.А.Алекина, преимущественно пресные с малой (до 200 мг/дм³) и средней (200-500 мг/дм³) минерализацией гидрокарбонатные кальциевые. Реки степных районов в среднем также слабощелочные при более высоком значении $pH=7,8$, по сравнению с водами горных рек, пресные со средней минерализацией 429,394 мг/л, но встречаются и солоноватые, такие как реки Биджа ($M=1373,7$ мг/дм³), Харасуг ($M=1644$ мг/дм³) и Тесь ($M=1028,1$ мг/дм³). Преобладающее распространение имеют гидрокарбонатные кальциевые воды, но также встречается и сульфатный натриевый тип вод у рек Сабинка, Биджа со слабощелочной реакцией воды.

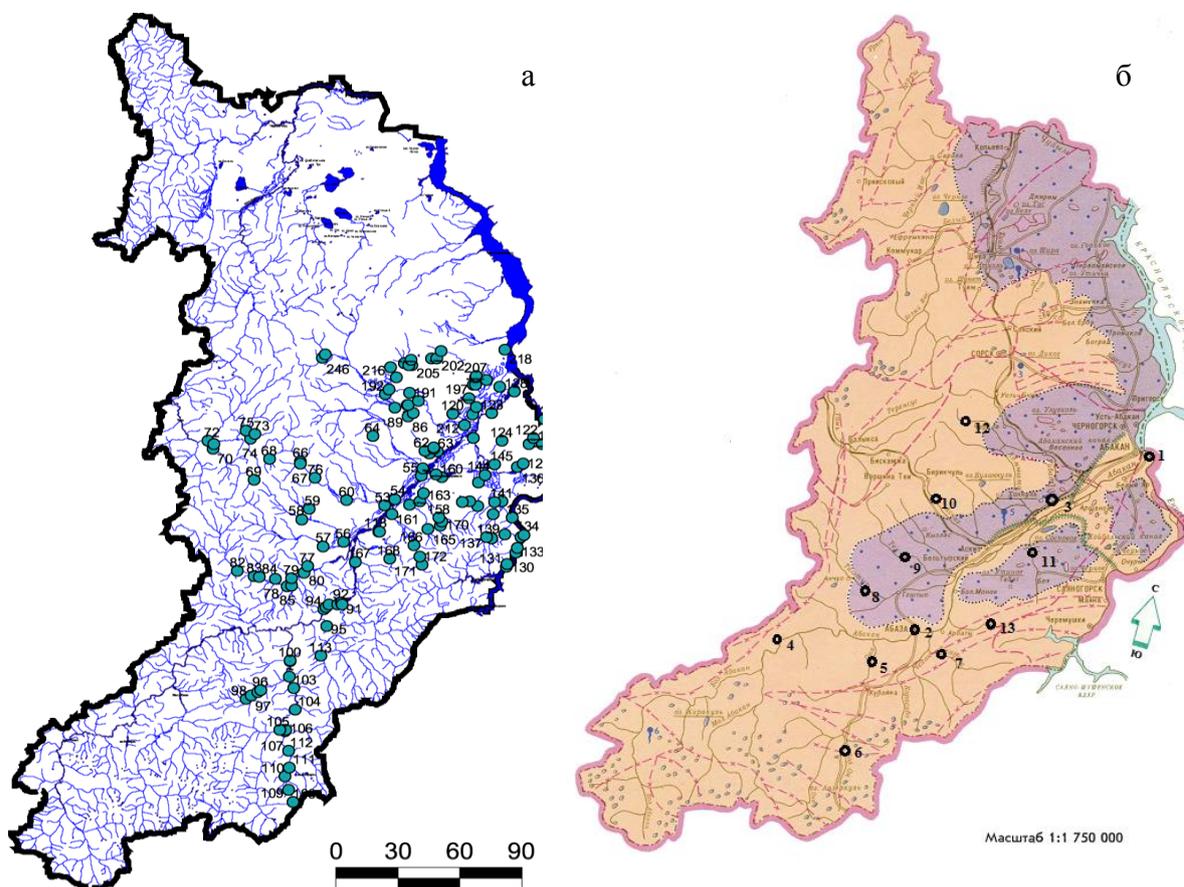


Рис. 1. Схема а) гидрогеохимического опробования, б) гидрологических постов

1 – р.Енисей – пост в районе Саяно – Шушенской ГЭС, 2 – р.Абакан – пос.Абаза, 3 – р.Абакан – пос.Райков, 4 – р.Матур – пос.Матур, 5 – р.Она – пос.Малый Анзас, 6 – р.Большой Он – пос. Большой Он, 7 – р.Джебаш – з.Джебаш, 8 – р.Таштып – с. Таштып, 9 – р.Тея – с.Сакеев, 10 – р.Аскиз – с.Казановка, 11 – р.Бея – с. Бея, 12 – р.Уйбат – с.Усть – Бюр, 13 – р.Малый Арбат – пос.Малые Арбаты

Исследование распространности химических элементов в водах рек горных и степных областей, искусственных водотоков и водоемов, подземных вод и озер

показало, что наблюдается увеличение общей минерализации и концентраций химических элементов от вод рек горных районов к степным в связи с изменением характера водообмена (таблица 1). При этом минерализация вод увеличивается в 4,4 раза при увеличении рН вод, с одновременным увеличением HCO_3^- в 3,7 раза, SO_4^{2-} в 14,4 раза, Cl^- в 10,6 раз, Ca^{2+} в 2,9 раз, Mg^{2+} в 10,8 раз, Na^+ в 10,3 раза и K^+ в 2,9 раза.

Активно развивающиеся процессы континентального засоления и испарительного концентрирования можно проследить на основе диаграмм, представленных на рисунке 2.

Диаграмма соотношения хлор к сульфат-иону, представленная на рисунке 2 а, наглядно демонстрирует, что при переходе от горных территорий к степной части речных и озерных вод данное соотношение возрастает. Величина $\text{Cl}^-/\text{SO}_4^{2-}$ отношения колеблется в пределах от 0,3 для рек степных районов до 0,45 для подземных вод, в среднем же получаем примерно 0,4 [10, 11]. Диаграмма изменения степени концентрирования SO_4^{2-} и Cl^- на рисунке 2 б показывает, что минимальное значение данных компонентов наблюдается в водах искусственных водотоков и водоемов и достигает максимума в озерных водах.

Таблица 1

Средние содержания химических элементов в природных водах

Типы водопро- явлений		рН	Мин.	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^+	K^+	$\text{Fe}_{\text{общ}}$	Si^+	PO_4^{3-}	NO_2^-	NO_3^-	NH_4^+
		ед.рН	мг/л													
Реки горных областей	Ср.	7,4	96,1	64,9	2,6	1,1	23,1	1,2	2,0	0,6	0,3	4,2	0,0	0,0	2,1	0,1
	Мин.	6,8	18,1	12,2	1,0	0,4	2,0	0,5	0,5	0,1	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	Макс.	7,8	389,3	250,0	20,0	7,1	62,0	13,4	9,5	1,7	0,7	5,8	0,2	0,7	54,7	0,5
Реки степных районов	Ср.	7,8	429,4	242,3	37,2	11,4	68,0	13,5	20,4	1,8	0,8	5,8	0,0	0,1	2,7	0,1
	Мин.	7,4	52,4	30,0	1,0	0,8	10,0	0,5	1,5	0,3	0,2	0,8	0,0	0,0	0,2	0,0
	Макс.	8,3	1644,0	625,0	414,0	128,0	114,0	65,9	380,0	5,3	2,2	9,4	0,2	1,0	15,8	0,6
Каналы	Ср.	7,8	269,9	138,6	22,2	7,4	23,4	5,8	19,0	0,9	0,2	4,6	0,0	0,0	1,2	0,1
	Мин.	7,6	64,0	36,6	6,0	2,0	12,0	1,2	1,5	0,3	0,2	0,8	0,0	0,0	0,5	0,0
	Макс.	8,7	4347,1	720,0	1813,0	440,0	58,0	129,3	1070,0	5,0	1,2	9,8	0,1	0,8	3,8	0,4
Подземные воды	Ср.	7,7	701,2	256,4	88,9	40,3	66,6	14,3	56,5	2,6	0,2	5,1	0,0	0,0	22,8	0,2
	Мин.	7,0	19,4	12,0	1,0	0,4	5,0	0,5	0,5	0,7	0,1	2,4	0,0	0,0	0,5	0,1
	Макс.	8,7	6482,0	844,0	3100,0	666,0	168,0	109,8	1820,0	15,0	0,8	7,6	0,2	0,4	76,8	0,6

Диаграммы оценки степени концентрирования по солености по хлор и сульфат-иону, представленных на рисунке 2 в, г свидетельствует о возрастании степеней концентрирования от речных вод горных областей к озерным водам.

Таким образом, на данной территории в пределах степной части активно развиваются процессы континентального засоления и испарительного концентрирования, обусловленные климатическими условиями и временем взаимодействия системы вода-порода.

В формировании химического состава природных вод выявлена соподчиненность факторов, проявляющаяся через биологическую продуктивность, интенсивность водообмена, направленность преобразования органического вещества и выветривания горных пород [12].

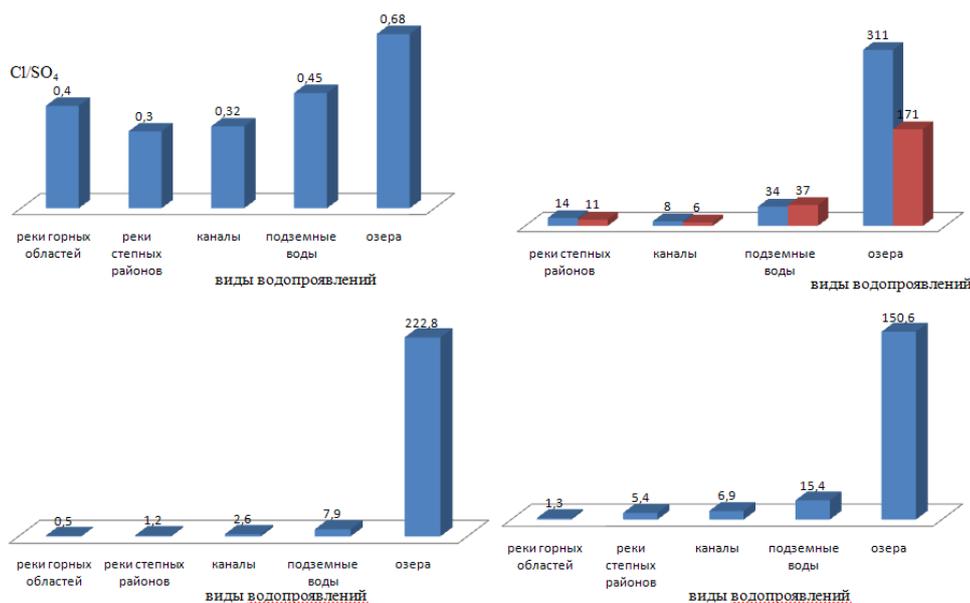


Рис. 2. Анализ влияния процессов континентального засоления на состав природных вод

а) Изменение Cl/SO₄ отношения. б) Степень концентрирования SO₄ и Cl (фоновое содержание концентрации в горных реках). в) Степень концентрирования солености по Cl (исходное содержание – 19 мг/л). г) Степень концентрирования солености по SO₄ (исходное содержание – 27 мг/л)

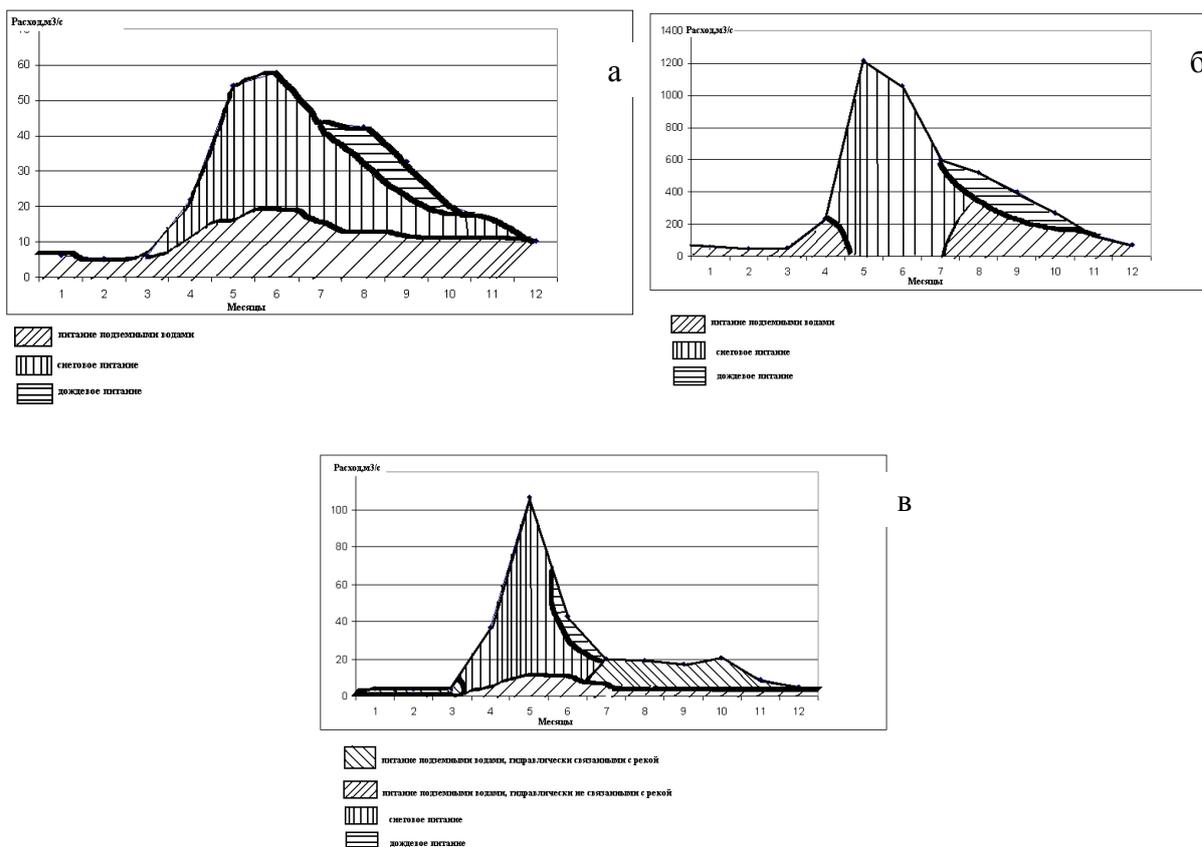


Рис. 3. Схемы расчленения гидрографов

а) горной реки на примере р. Джебаши – с. Джебаши по методу Ф.А. Макаренко, б) реки со питанием подземными водами, гидравлически связанными с рекой, на примере поста в створе реки Абакан – пос. Райков по методу Б.И. Куделина, в) реки со смешанным питанием подземными водами на примере предгорной реки Таштып – с. Таштып по методу Б.И. Куделина

В результате совокупности воздействия данных факторов и формируется величина подземного стока в реках, величина которого может быть определена методом расчленения гидрографов (ссылки), позволяющего получить количественную оценку каждого источника питания за год и, что особенно важно, выделить подземную составляющую общего годового стока. В связи с поставленной задачей расчленение гидрографа для рек горных областей выполнялось по методу Макаренко, для рек степных районов и предгорных территорий по методу Куделина (рисунок 3 а, б, в) [7, 8].

Результаты расчленения гидрографов стока для периодов различной водности рек, построенные по осредненным данным показывают, что снеговое питание является преобладающим и колеблется от 57,5 % (р. Уйбат) до 67,6 % (р. Абакан - Абаза), а дождевое питание в среднем не превышает 25 % от общего объема стока, а объем подземного питания составляет от 8,1 % (р. Абакан - Абаза) до 18,1 % (СШ ГЭС).

Модуль стока, как соотношение среднего годового объема подземного стока к площади водосбора реки в горной территории, составляет 1,7 л/(с*км²), что выше значения модуля стока в предгорной и степной областях в 2 раза (0,9 л/(с*км²). Приведенные данные показывают, что модули подземного стока для предгорной территории примерно в 2 раза меньше горной. Максимальное значение модуля подземного стока зафиксировано для реки в створе горной реки Большой Он – пос. Большой Он - 2,6 л/(с*км²), минимальное значение для реки Уйбат – пос. Усть-Бюр 0,3 л/(с*км²), находящейся на предгорной территории. Таким образом, наблюдается закономерность в уменьшении величины модуля подземного стока при переходе от горных территорий к предгорным, затем к степной части (рис. 4). [7, 8].

Учитывая необходимость получения для оценки природных ресурсов подземных вод зоны интенсивного водообмена величины полного подземного стока из постоянных основных водоносных горизонтов, схемы расчленения выбраны с таким расчетом, чтобы не включать в подземную составляющую стока временных водоносных пластов — верховодки. Благодаря построению графика связи модулей подземного стока с площадью речного бассейна, определен предел величины площади речного бассейна, а именно 31300

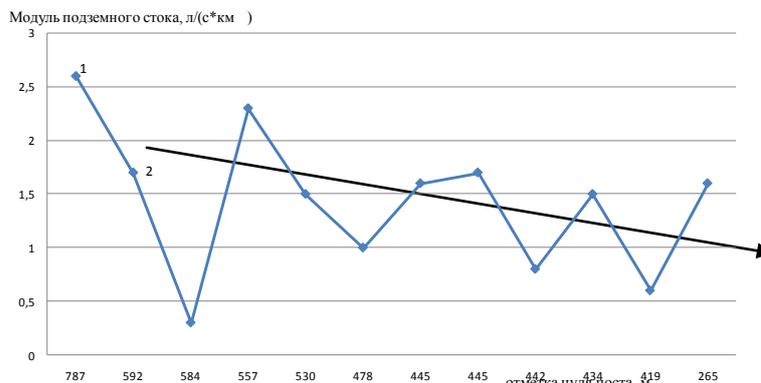


Рис. 4. Влияние характера рельефа на величину модуля подземного стока

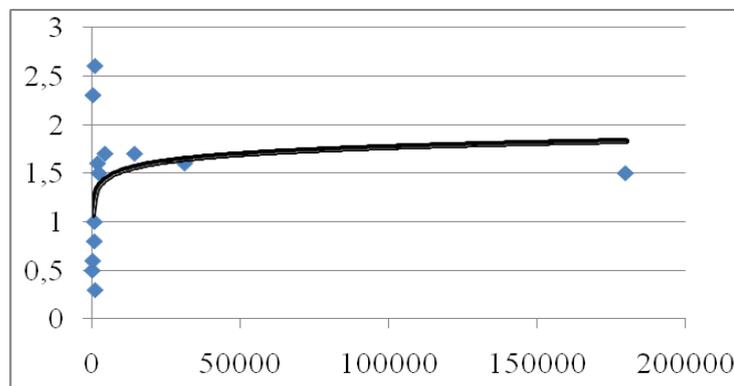


Рис. 5. Зависимость модуля подземного стока от площади водосбора

км², с увеличением которой модуль подземного стока в тех же гидрогеологических условиях принимает постоянное значение, что характеризует полное дренирование (рисунок 5).[7, 8]

Результаты по изучению гидрологического режима рек позволяют подойти к оценке масштабов стока химических элементов на территории Южно – Минусинской котловины и ее горного обрамления.

Для оценки масштабов химического стока элементов на площади водосбора рек использованы осредненные результаты гидрогеохимического опробования 1997 г. по 26 точкам отбора (минерализация от 40,81 мг/л (р.Сабалкиас, впадающая в р.Большой Он), до 699,32 мг/л р.Тея). Подземный химический сток за год был оценен по среднему многолетнему модулю стока и параметрам химического состава подземных вод прилегающих к водосборам рек территорий (по минерализации от 19,42 мг/л (ручей, впадающий в реку Большой Он) до 557,95 мг/л (колонка, п.Абаза,ул.Горная 10)).

Выполненные расчеты показывают, что значение химического стока горных и предгорных областей составляет в среднем 1,93 гр./($c \cdot \text{км}^2$). При этом для горной территории доля в нем литогенной, атмогенной и биогенной составляющих равны 55 %, 17 %, 33 % соответственно. В предгорной уменьшается почти в 4 раза. При этом подземный химический сток горных областей равен 0,323 гр./($c \cdot \text{км}^2$), для предгорных областей он в среднем оценивается как 0,305 гр./($c \cdot \text{км}^2$) и в целом, подземный химический сток не превышает 16 % от химического стока.

В основе особенностей формирования химического состава природных вод лежит изучение состояния равновесия вод относительно различных минералов. Подземные воды преобладающего алюмосиликатного состава водовмещающих отложений в большинстве своем слабосоленоватые щелочные хлоридно - сульфатно-гидрокарбонатные кальциево – натриевые [9].

Анализ степени равновесия подземных вод относительно алюмосиликатных минералов показывает, что воды располагаются в полях устойчивости каолинита, гиббсита в пресных подземных водах, а также в соленой воде Са – монтмориллонита. В системе $\text{H}_2\text{O}-\text{HCl}-\text{MgO}-\text{CO}_2-\text{SiO}_2-\text{Al}_2\text{O}_3$ соленоватые подземные воды насыщены к монтмориллониту и хлориту магния. Подземные воды в большинстве своем равновесны с кальцитом, а при высоком содержании магния в водах достигается равновесие к магнезиту и доломиту.

В речных водах насыщенность к кальциту достигается в единичных водопунктах при минерализации от 148 мг/л до 590 мг/л и щелочности среды от до (точка х-84 р. Таштып, ниже впадения в реку Кызылсуг, х-125 канал, впадающий в реку Енисей), остальные точки к кальциту не равновесны.

Выполненные исследования особенностей формирования состава природных вод Хакасии позволяют, согласно классификации С.Л. Шварцева [10, 11], выделить следующие геохимические типы вод:

- алюминиево-кремнистый. К данному типу отнесены все подземные воды района и речные воды горных и предгорных территорий, находящиеся в равновесии с каолинитом;
- кремнисто-натриево-кальциево-калиевый. Этот тип представляют 2 точки искусственных водотоков и водоемов, а именно: х-125 канал, впадающий в реку Енисей, и х-208 отстойник в угольном карьере, а также соленые подземные воды и родник радоновый,п.Туманный. К данному типу отнесены все подземные воды района, находящиеся в равновесии с монтмориллонитами;

- щелочной карбонатно-кальциевый (содовый). К этому типу относятся соленые подземные воды, а также воды Горячего Абаканского ключа, скв.12 Дикоозерского месторождения, скв.30 Алтайского месторождения.

Литература

1. Государственный водный кадастр. Многолетние данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши. Том1, РСФСР.-Вып.12. Бассейн Енисея(без бассейна Ангары). – Л.: Гидрометеиздат, 1985г.
2. Зверев В.П., Кононов В.И. Миграция химических элементов в подземных водах СССР (закономерности и количественная оценка). – М.: Наука, 1974
3. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов.- М.: Недра, 1982.-186с.
4. Зекцер И.С. Подземные воды как компонент окружающей среды. – М.: Научный мир, 2001. – 328 с.
5. С.Р. Крайнов, Б.Н. Рыженко, В.М. Швец. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. – М.: Наука, 2004. – 677 с.
6. Крайнов С.Р., Швец В.М. Гидрогеохимия. – М.: Недра, 1992. – 463 с.
7. Куделин Б.И. Подземный сток и методы его исследования. – М.: Недра, 1972
8. Куделин Б.И. Подземный сток на территории СССР. – М.: Недра, 1966
9. Подземные воды республики Хакасия и водоснабжение населения\ Д.С.Покровский, Е.М.Дутова, К.И.Кузеванов, А.А.Булатов, Томск, 2001.
10. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода – порода. В 5 томах. Т.1 Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / Отв. редактор С.Л. Шварцев. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005. – 244 с.
11. Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода. Т. 2: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / С.Л. Шварцев [и др.]; отв. ред. тома Б.Н. Рыженко; ИНГГ СО РАН [и др.]. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 389 с.
12. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – М.: Недра, 1998.

ИЗУЧЕНИЕ РАСПРОСТРАНЕННОСТИ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ ХАКАСИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Янкович

Научные руководители доцент Ю.Г. Копылова,
старший преподаватель Е.П. Янкович

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

Уран – стратегическое сырье, добыча которого в России отстает от потребления примерно в два раза и ограничена отсутствием месторождений, добыча урана в которых была бы рентабельна. В связи с этим большое значение приобретают поиски и разведка инфильтрационных месторождений урана и, в частности, экономичные и эффективные радиогидрогеологические и гидрогеохимические методы.

Изучением распространения урана в природных водах и формирования инфильтрационных месторождений урана занимались многие как отечественные, так и зарубежные ученые. Из отечественных необходимо отметить работы А.И. Перельмана, А.К. Лисицына, Н.П. Лавёрова, С.Л. Шварцева, В.Н. Гуськовой и многих других.

В настоящей работе материалами для поисковых геохимических исследований послужили результаты гидрогеохимического опробования территории Хакасии в 1994-2009 гг.. Сотрудниками НОЦ "Вода" ИПР ТПУ был изучен химический состав вод более 400 водопунктов в горной и степной зонах Хакасии.

Основной целью исследования является разработка научных основ технологии выявления и оценки ураноносности территории по гидрогеохимическим данным с использованием современных технологий обработки данных. Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- создание геоинформационной системы и выявление общих закономерностей распространения урана;

- изучение поведения урана в воде и выделение участков, перспективных на обнаружение месторождений урана с использованием геоинформационных технологий.

Для исследования поведения урана в воде и выделения участков, перспективных на обнаружения месторождений урана в данной работе были использованы геоинформационные технологии и геоинформационная система (ГИС) как средство реализации такой технологии (рис.1). Эта технология объединяет традиционные операции работы с базами данных, такими как запрос и статистический анализ, с преимуществами полноценной визуализации и географического (пространственного) анализа, которые предоставляет карта.

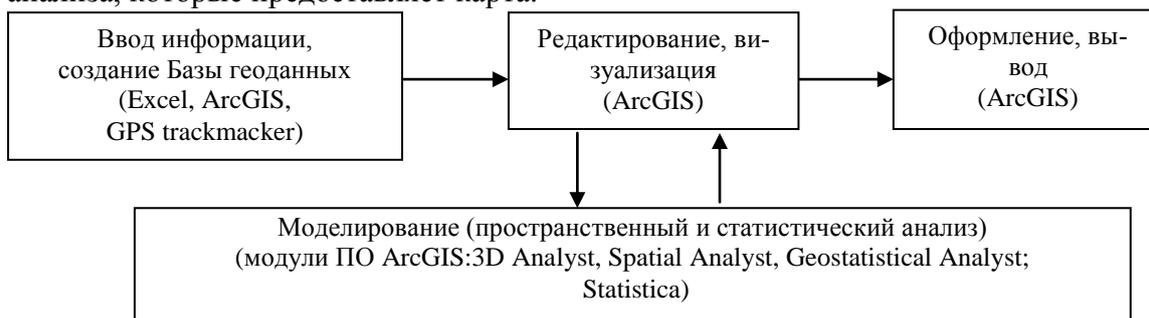


Рис. 1 Технология исследования поведения урана в воде

В качестве инструмента исследований нами было использовано программное обеспечение ArcGIS, которое включает в себя интегрированный набор ГИС приложений. ArcGIS является масштабируемой системой для создания, управления, интеграции и анализа географических данных. Приложениями ArcGIS являются ArcMap, ArcCatalog и ArcToolbox. ArcMap используется для работы с пространственными данными и создания картографического продукта. ArcCatalog предназначен для поиска и управления пространственными данными. ArcToolbox обеспечивает средства конвертации и геообработки данных.

Известно, основой любой ГИС являются данные, имеющие атрибутивную и пространственную составляющую [1,4]. Для хранения данных в ГИС была выбрана модель данных база геоданных [2]. Выбор данной модели был определен решаемыми задачами и преимуществами модели данных базы геоданных. База геоданных (БГД) была создана с помощью приложения ArcCatalog.

В итоге была создана БГД, включающая классы пространственных объектов, наборы растровых данных, таблицы с результатами анализов проб воды, выполненных различными методами [6].

БГД составляет основу геоинформационной системы, но данные хранящиеся в ГИС будут приносить практическую пользу только в том случае если к ним будут применены адекватные методы обработки, определенные из прикладных задач.

Таким образом, исходя из задач, были определены инструменты для построения поверхностей, способы объединения пространственной и атрибутивной информации, приемы визуализации полученных результатов.

Объединение пространственной и атрибутивной информации происходит в документе ArcMap, что позволяет оптимизировать работу с данными [6]. С помощью инструмента «Соединить» устанавливается связь по ключевому полю между пространственными объектами и таблицей, содержащей результаты одного из методов анализа.

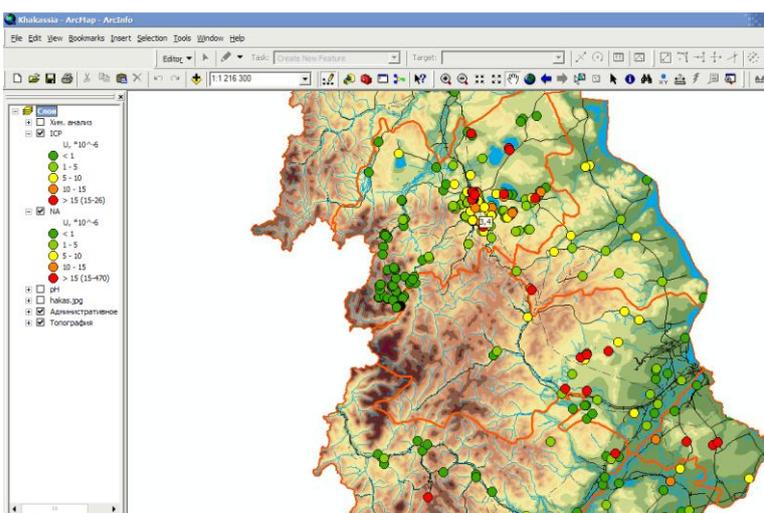


Рис.2. Распространенность урана в водах Хакасии

Используя атрибуты присоединенной таблицы, создаются условные обозначения, и проводится анализ данных. На этой основе были построены карты распространения урана в водах, изменения рН, Eh, минерализации по типам вод, что позволило установить определенные закономерности (рис.2).

С помощью инструмента ArcToolBox «Торо to Raster» была построена гидрологически-корректная топографическая поверхность. Гидрологически-корректной называется такая поверхность, в которой высоты по направлению течения рек могут только снижаться, а озера на всей своей площади сохраняют одну и ту же абсолютную отметку. Данная поверхность была использована при анализе поведения урана в горной и степной части Хакасии. Условно их можно разделить по высотной отметке 550 метров (рис. 3).

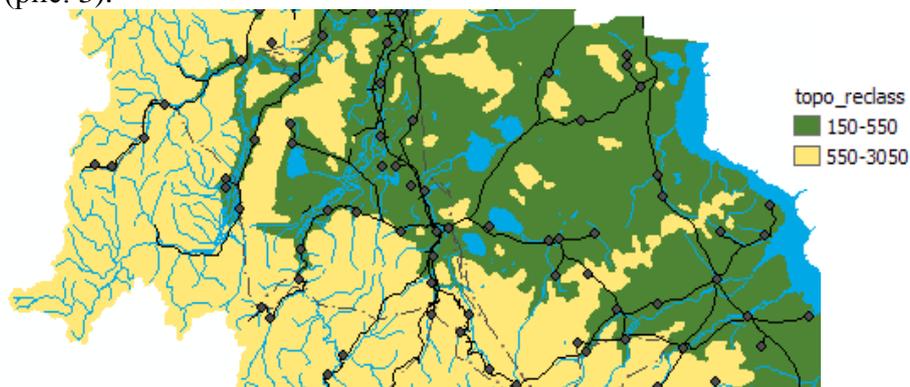


Рис.3. Условное разделение территории на горную (желтый цвет) и степную (зеленый) зоны

Для изучения пространственных закономерностей урана в водных объектах Хакасии по исходным данным в ArcMap с помощью Geostatistical Wizard были построены карты распределения минерализации, рН, Eh. Совместно с картами распределения урана в водах они позволили установить некоторые пространственные закономерности. Для интерполяции использовались методы обратно взвешенных расстояний и кригинга. Методы используются в зависимости от плотности и распределения данных для получения оптимальных результатов.

Таким образом, была создана геоинформационная система для исследования поведения химических элементов в природных водах Хакасии, в связи с поисками инфильтрационных месторождений урана.

В основу анализа поведения урана в водах положены результаты масс-спектрометрического с индуктивно-связанной плазмой метода (ИСП-МС), как наиболее точного.

Прежде всего, исходные данные были сгруппированы по типам водных объектов (подземные воды, реки, озера, техногенные), что позволило выявить общие закономерности химического состава и распределения урана в различных водопунктах и провести анализ их поведения в различных водопунктах.

Совместный анализ содержания урана в точках опробования и геохимических показателей вод позволяет изучать распространенность урана и делать выводы о наличии радиогидрогеологических аномалий [5].

Минерализация вод на изучаемой площади колеблется в широких пределах (20-114605 мг/л), максимальные значения её отмечаются в бессточных озерах, а минимальные – в реках, что показано в таблице.

Таблица

Средние значения по типам водопунктов

	pH	Eh, мВ	Минерализация, мг/л	U, мкг/л
Подземные воды	7.5	61.2	859.6	10.5
Озера	8.7	50.3	3951.1	13.4
Реки	7.6	203.0	189.6	0.016
Техногенные воды	7.7	54.0	263.0	2.1

Окислительно-восстановительная обстановка характеризуется изменением окислительно-восстановительного потенциала (Eh) от -190 до 302 мВ в разных кислотнo-щелочных условиях вод.

На исследуемой площади значения pH находятся в пределах от 6,2 (горные реки) до 10,8 (оз. Улугколь).

Содержание урана в водах разных объектов изменяется от 0,008 до 88 мкг/л (по результатам ИСП-МС).

В целом, полученные результаты позволяют сделать вывод о низком среднем содержании урана в реках, повышенным в подземных водах и озерах (рис. 10), что коррелируется со средней минерализацией вод.

Кроме того, наблюдается тенденция повышения концентрации урана при повышении pH (рис. 4).

На рисунке 5 показано распространение разных концентраций урана в водах горного и степного районов. Четко прослеживается увеличение концентраций урана в водах от горных районов к степным, при этом высоко аномальные концентрации урана выделяются явно обособленно на фоне других концентраций и позволяют предполагать наличие здесь дополнительных благоприятных условий для поступления и накопления урана в водах.

На рисунке 6 видно, что повышенные значения концентраций урана связаны с восстановительной обстановкой (т.е. повышенным pH). В большей степени эта особенность характерна поверхностным водам, однако она присутствует и у подземных вод.

Таким образом, в настоящем исследовании инструментом для изучения распределения урана в водных объектах послужила созданная геоинформационная система. Что позволило провести пространственный и статистический анализ показателей для каждого типа водопункта. Проведено исследование распределения урана в водных объектах, установлены зависимости его концентрации от минерализации, окислительно-восстановительной обстановки и кислотнo-щелочных свойств вод и получить следующие результаты:

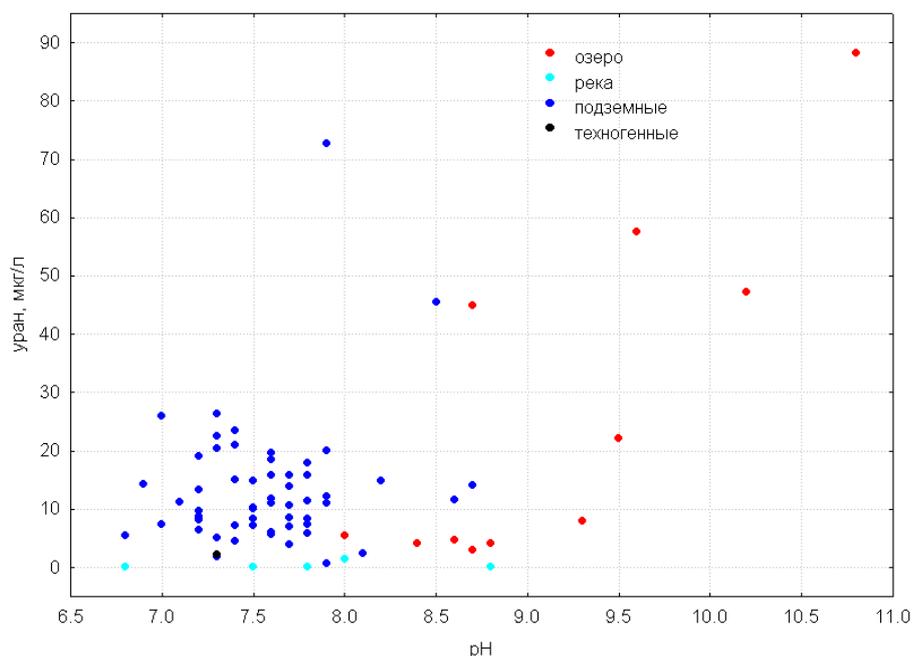


Рис.4. Зависимость содержаний урана от кислотно-щелочных условий вод (по типам водных объектов)

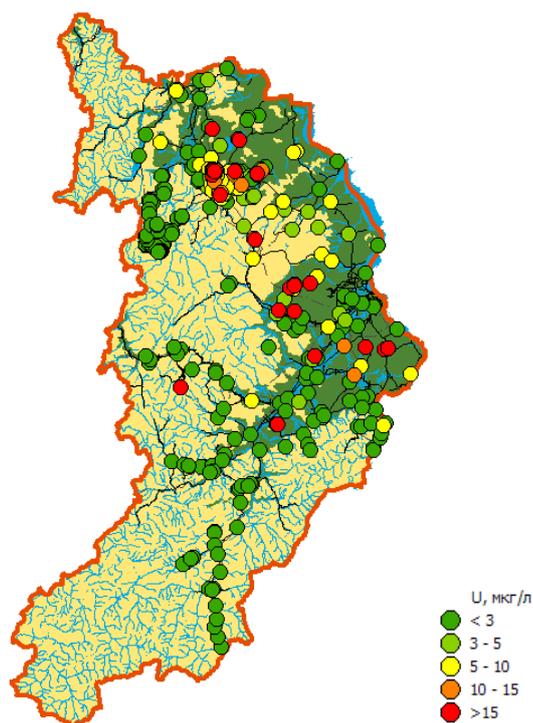


Рис.5. Распространение различных концентраций урана в водах горного и степного районов Хакасии

- Для вод исследуемой территории характерно повышение концентраций урана с повышением минерализации и повышением рН. Смена климатических условий также влияет на среднее содержание урана в водах – для горной части оно намного ниже, чем для степной.

- Выделено несколько областей перспективных на поиски, а именно: р. Тея (пос. Вершина Теи); подземные воды в области поселков Туманный, Серебряный ключ, Дикоозерского месторождения.

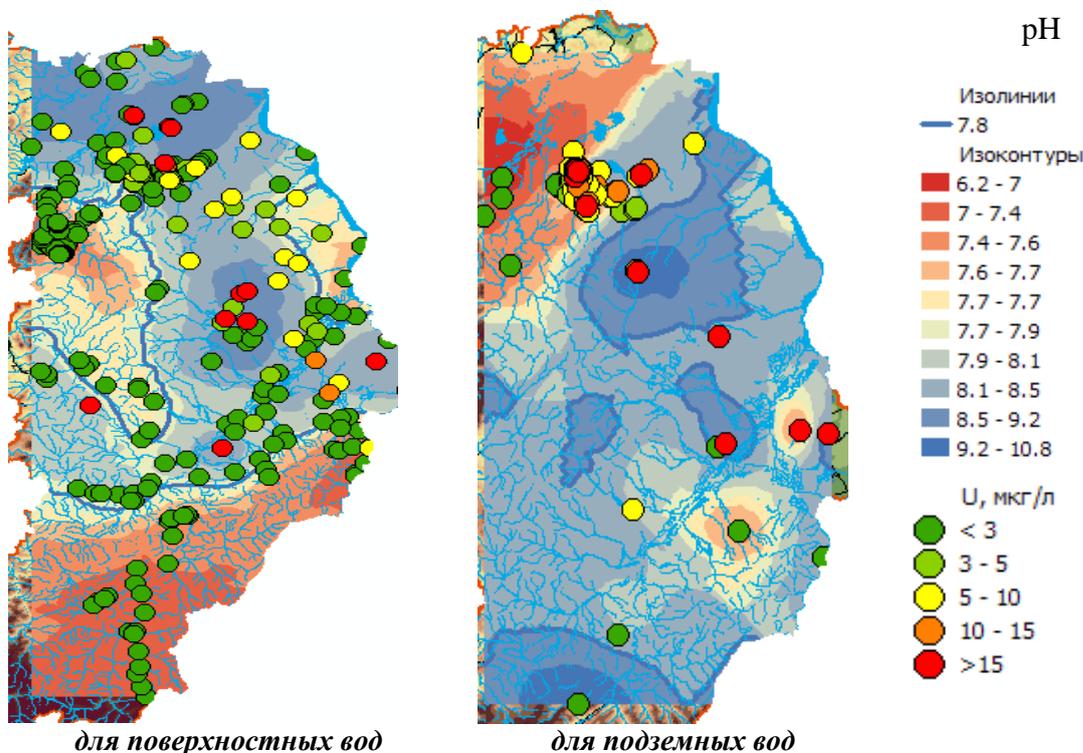


Рис.6. Зависимость распространения различных концентраций урана от рН

Литература

1. Геоинформатика : в двух книгах : учебник / под ред. В. С. Тикунова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Академия, 2008.
2. Зейлер М. Моделирование нашего мира. Руководство ESRI по проектированию базы геоданных.-ESRI, 1999. –254 с.
3. Лисицин А. К. Гидрогеохимия рудообразования (на примере экзогенных эпигенетических урановых руд). – М., «Недра», 1975. – 248 с.
4. Лурье И. К. Основы геоинформатики и создание ГИС. Дистанционное зондирование и географические информационные системы. Часть 1. Под ред. А. М. Берлянта. – М.:Издательство ООО "ИНЭКС-92", 2002. – 140 с.
5. Рихванов Л.П. Радиогеохимическая типизация рудно-магматических образований (на примере Алтае-Саянской складчатой области)/Науч. ред. И.В. Кучеренко. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. – 536 с.
6. Янкович А.С. Создание ГИС для изучения закономерностей распределения элементов в водах Республики Хакасия //Геология в развивающемся мире: Труды Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Пермь, 2011. – С. 329-330

НАПРАВЛЕНИЕ 7
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

АСПИРАНТЫ

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.Г. Главнов

Научный руководитель доцент Б.Б. Квеско

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

В настоящее время операция ГРП является основным способом интенсификации добычи нефти, особенно на месторождениях с низкими фильтрационными свойствами коллекторов, разработка которых без применения ГРП была бы экономически нерентабельной. При увеличенных отборах жидкости для сохранения целевой компенсации необходимо увеличивать объемы закачки, что часто достигается повышением давления нагнетания.

Поэтому все более актуальной становится проблема оценки развития техногенных трещин при давлениях выше давления разрыва, разработка методов мониторинга и прогноза развития трещин на нагнетательных скважинах.

В данной работе выполнен анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах на примере Крапивинского месторождения Томской области с точки зрения направления развития трещин, давления разрыва породы и текущей геометрии трещины.

Существует две основные причины возникновения анизотропии свойств породы. Первая причина – анизотропия напряжений, обуславливающая ориентацию трещин. Вторая причина связана с процессами осадконакопления и последующими диагенетическими изменениями, которые определяют внутреннее строение порового пространства осадка.

Существует мнение, что направление развития трещины в анизотропном пласте (при ГРП) в первую очередь зависит от распределения напряжений в породе. Так, направление развития совпадает с направлением максимального напряжения (перпендикулярно минимальному напряжению).

Анизотропия может существовать на всех уровнях детальности: от ориентации зерен осадка на микроуровне до наличия непроницаемых барьеров или фильтрационных каналов на макроуровне. Возможное направление развития трещины было проанализировано на разных масштабах, от микро– до гигауровня.

Объектом исследования на микроуровне являлись пространственно–ориентированные шлифы (скв. № 187). Оценка направления развития трещины на отдельной скважине, которую можно считать за мезо–масштаб, проводилась с помощью данных широкополосного акустического каротажа на скв. № 1502. Исследование анизотропии на макроуровне производилось с помощью анализа индикаторных исследований. Строение Западно–Сибирской плиты указывает на тот факт, что существует неоднозначность в направлении трещин на гига–масштабе, они могут быть ориентированы как в северо–восточном, так и в северо–западном направлении [2].

Направления развития трещин, полученные различными методами, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика направления на различных масштабах

Масштаб	Уровень			
	Микро	Мезо	Макро	Гига
Азимут, °	38	47–59	44–56	Северо–Восток и Северо–Запад

Вторая часть работы посвящена обобщению данных по механическим свойствам породы и оценке давления разрыва породы на нагнетательных скважинах, которая изменяется в результате закачки больших объемов холодной воды в пласт.

Рассмотрены и оценены значения глобального пороупругого эффекта (влияние среднего пластового давления), локального пороупругого (изменение давления вблизи скважины) и термоупругого (изменение напряжения в результате изменения профиля температуры в пласте, таблица 2) [4].

Таблица 2

Расчетные значения поправки за термоупругий эффект

Кол-во скважин, шт.	Температура воды на забое, °С			Величина $\Delta_T \sigma$, атм		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
32	41	75	59	10	41	24

Среднее значение поправки за термоупругий эффект составляет 24 атм или примерно 5% от начального (при начальном пластовом давлении) давления разрыва на добывающих скважинах.

На примере скв. № 792 апробирована методика расчета давления разрыва породы на нагнетательных скважинах, результаты которой (415 атм) хорошо согласуются с результатами интерпретации индикаторной диаграммы. По этой же скважине сделана оценка текущего размера трещины разными способами:

- а) с помощью уравнения Картера (Carter) [5];
- б) с использованием корреляции Синко–Лей (Cinco–Ley) [3];
- в) проведением гидродинамических исследований (КПД, ИД) [1].

В таблице 3 представлены результаты расчетов текущей полудлины трещины по разным методам. Сравнивая текущую полудлину трещины с полудлиной, определенной по интерпретации исследования КВУ перед переводом скважины в нагнетание (65 м), получаем, что рост трещины диагностируется всеми методами, но на разное расстояние.

Таблица 3

Результаты расчетов текущей полудлины трещины

Параметр	Уравнение Картера		Корреляция Синко–Лей	ГДИС
	Нижняя	Верхняя		
Полудлина трещины X_f , м	110	110	86	133

Следует отметить, что при проведении и интерпретации гидродинамических исследований возникают следующие сложности: продолжительный линейный период течения, который предшествует радиальному притоку, и изменение размеров трещины, как в длину, так и в высоту.

Для исключения неопределенностей и увеличения надежности результатов желательно, чтобы исследуемая скважина работала на один пласт (исключить перетоки между пластами), имела большой объем закачанной жидкости (уменьшить влияние композитности пласта) и была удалена от границ залежи.

В работе доказано, что вероятной причиной значительного превышения коэффициента приемистости над коэффициентом продуктивности является рост техногенных трещин на нагнетательных скважинах.

Все рассмотренные аспекты развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах помогают оценить текущую эффективность системы ППД и в конечном итоге приводят к ее оптимизации.

Литература

1. Ван ден Хоук, Волочков Д., Бургос Г., Масфри Р.А. Применение нового метода интерпретации кривой падения давления для исследования водонагнетательных скважин, закачивающих в условиях трещинообразования на шельфе о. Сахалин // SPE Journal, 2006. – SPE 102304 – 11 с.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Cinco-Ley, H., Samaniego, V. Transient pressure analysis for fractured wells // SPEJ, 1981 September. – P, 1749 – 1766.
4. Perkins T.K., Gonzalez J.A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing // SPE Journal. – 1985. – V. 25. – № 2. – P, 78 – 88.
5. Slevinsky B.A. A Model for Analysis of Injection-Well Thermal Fractures // SPE Journal, 2002. – SPE 77568 – 9 p.

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

Д. А. Задворнов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

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

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

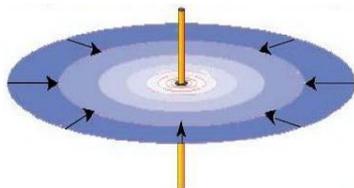


Рис. 1 Приток к наклонно-направленной скважине

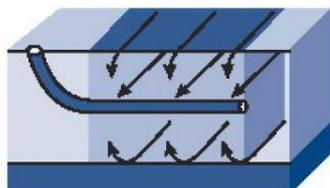


Рис. 2 Приток к горизонтальной скважине

Существенно различается гидродинамика процессов, происходящих при притоке пластового флюида к забоям наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Так, при разработке залежи пластового однородного коллектора системой наклонно-направленных скважин линии тока близки к плоскопараллельному течению (рис. 1). Совсем другая картина наблюдается при разработке такой залежи системой горизонтальных скважин. В этом случае приток к скважинам приближенно можно считать псевдоплоскопараллельным (рис. 2). Различие в самой физике происходящих гидродинамических процессов заставляет переосмыслить подход при построении и обосновании той или иной системы разработки месторождения в целом [3].

Существующие классические схемы расположения скважин были разработаны еще в начале прошлого века и использовались преимущественно при разработке месторождений системами наклонно-направленных скважин. Разработка месторождений системами горизонтальных скважин требует качественно нового подхода, а применение горизонтальных скважин в составе классических схем требует предварительного изучения.

В XXI веке проектирование систем разработки месторождений, а также их последующая оптимизация, осуществляются в тесной взаимосвязи с компьютерным геолого–гидродинамическим моделированием. При этом основным критерием выбора той или иной системы разработки и оптимизации добычи был и остается критерий – максимальное извлечение углеводородов при минимальных на это расходах. В рыночных условиях окончательную точку ставят расчеты экономической эффективности проекта разработки месторождения в целом, с учетом текущих цен на нефть, банковских ставок, а также законодательства РФ.

В данной работе были смоделированы различные системы разработки реального нефтяного месторождения «М» как наклонно–направленными, так и горизонтальными скважинами, и проведены расчеты экономической эффективности полученных вариантов. Гидродинамическое моделирование осуществлялось с использованием трехмерной трехфазной модели фильтрации ECLIPSE 100 компании Шлюмберге. Результатом явилась построенная и экономически обоснованная система разработки данного месторождения. Моделирование производилось по двум вариантам с применением площадной семиточечной системы разработки: вариант 1 – только с наклонно–направленными скважинами (рис. 3) и вариант 2 – с применением горизонтальных скважин (рис. 4). Эксплуатационные, экономические и иные ставки были взяты по состоянию на июнь 2010г.

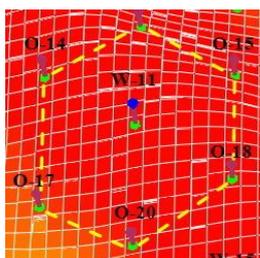


Рис. 3 Элемент системы разработки – 7_700н-напр.

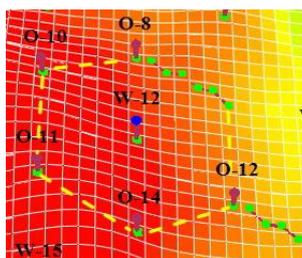


Рис. 4 Элемент системы разработки – 7_700гор.

Для оценки инвестиций используются методы расчета показателей эффективности: чистого приведенного эффекта, индекса рентабельности, внутренней нормы прибыли и периода окупаемости [2]. Прогнозные технико–экономические показатели представленных вариантов разработки месторождения «М» приведены в таблице. Они говорят о том, что применение горизонтальных

скважин, в конечном счете, приносит дополнительную прибыль в 830 млн. руб. С точки зрения разработки это объясняется форсированным отбором пластового флюида из скважин за счет увеличения зоны дренирования (рис. 2) и уменьшения фильтрационного сопротивления при притоке пластового флюида к забоям горизонтальных скважин.

Таблица

Прогнозные технико–экономические показатели представленных вариантов разработки месторождения «М»

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

Технико–экономический анализ показывает, что форсированная добыча сразу же на первых этапах разработки месторождения посредством горизонтальных скважин (вариант 2, рис. 4) уменьшает период окупаемости проекта разработки, увеличивает накопленную добычу нефти за рентабельный период эксплуатации месторо-

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

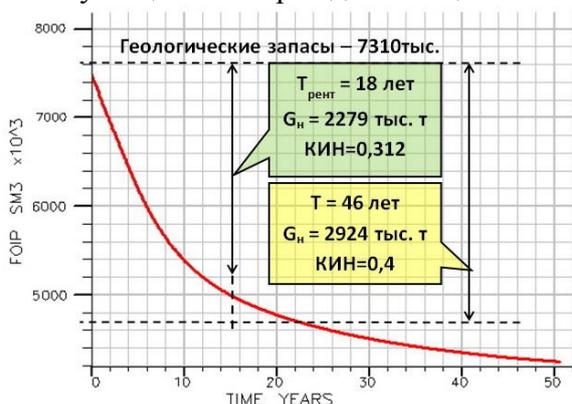


Рис. 5 Накопленная добыча нефти и КИН

На рисунке 5 приведен график прогнозной накопленной добычи нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН) по варианту 2, который показывает, что максимально возможный КИН на основе модели составляет 0,4 д.е. или 40% за период эксплуатации в 46 лет. Таким образом, в современных условиях, диктуемых в основном налоговыми обложениями в нефтегазовом секторе, ценами на углеводородные теплоносители и банковскими процентными ставками, форсирование добычи нефти на

первых стадиях разработки месторождений является экономически обоснованным следствием. Возникает вопрос, что делать с оставшимися извлекаемыми запасами (8,8%), которые в силу сложившихся обстоятельств являются нерентабельными для добычи? Ответ – извлекать до достижения запроецированного и утвержденного КИН, согласно принятому проекту разработки месторождения.

Литература

1. Аметов И.М., Хавкин А.Я., Бученков Л.Н. и др. Повышение нефтеотдачи – новые возможности // Нефтяное хозяйство. – М., 1997. – № 7. – С. 30 – 32.
2. Антошкина А.В. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 100-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири и 90-летию создания Сибгеолкома в России. – Томск, 2008. – С. 848 – 850.
3. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2001.

ПЕРСПЕКТИВЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО ИЗВЛЕЧЕННЫХ И СТОЧНЫХ ВОД ПРИ ОСВОЕНИИ ПЕРВООЧЕРЕДНОГО УЧАСТКА ЮРУБЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДАМИ ЧИСЛЕННОГО ФИЗИКО–ХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Н.С. Трифонов

Научный руководитель профессор С.Л. Шварцев

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

Одной из основных задач, которую необходимо решить до ввода в эксплуатацию Юрубченского месторождения, является утилизация больших объемов промышленных стоков. В большинстве развитых стран при решении проблем утилизации жидких промышленных отходов широкое распространение получила технология их подземного захоронения в глубокие водоносные горизонты, содержащие высокоминерализованные и не представляющие практической ценности подземные воды [5].

Основная опасность, связанная с закачкой больших объемов жидких отходов в пласт–коллектор, это возможность гидроразрыва. Недоучет этого фактора чреват крайне негативными последствиями – возможностью межпластовых перетоков подтоварных и сточных вод либо в верхние водоносные горизонты, содержащие пресные воды питьевого качества, либо в нижние горизонты вплоть до залежей нефти и газа и, как следствие, их разрушение. Исходя из самых пессимистичных прогнозов, предельное давления нагнетания (давление гидроразрыва) – максимальное давление, которое можно создавать на устье нагнетательной скважины, сохраняя безаварийную реализацию подземного захоронения, принимается равным 20 % от пластового давления ($P_{пл}$).

Для корректного решения этой проблемы необходимо в первую очередь провести детальный анализ всей имеющейся по району геолого–гидрогеологической информации с целью создания принципиальной модели пласта–коллектора для выполнения численного 3D моделирования гидродинамических и физико–химических процессов, протекающих при закачке подтоварных и сточных вод.

Ожидаемые объемы и типы растворов предполагаемых под закачку при разработке Юрубченского месторождения сведены в таблице 1.

Таблица 1

Объемы и типы растворов подлежащих утилизации

Год разработки мест-я	Ожидаемый объем стоков, м ³ /год		
	Подтоварные (попутно извлеченные) воды	Сточные воды / сточные воды после обессоливания	Смесь попутно извлеченных и сточных вод / смесь попутно извлеченных и сточных вод после обессоливания
1	198 581	815 511	1 014 092
2	500 400	815 511	1 315 911
3	510 574	815 511	1 326 085
4	538 922	815 511	1 354 433
5	624 595	815 511	1 440 106

Состав подтоварных (попутно извлеченных), сточных вод и сточных вод после обессоливания приведен в таблице 2.

Таблица 2

Компонентный состав нагнетаемых растворов, г/л

Компонент	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	(SO ₄) ²⁻	(HCO ₃) ⁻	pH	M, г/л	Плотность, кг/м ³
Подтоварные воды	48,32	4	17,99	12,20	144,8	0,92	0,18	6	228,4	1159,0
Сточные воды	0,5	0,08	0,26	0,032	0,65	0,85	0,21	7	2,6	1000,1
Сточные воды после обессоливания	1,92	0,08	0,29	0,044	2,93	0,853	0,207	6,8	6,3	1003,7

При определении состава раствора, получающегося после смешения разных типов вод, использовалась функция «Смешение/Испарение» модуля «Гидрогеохимия» многоцелевого программного комплекса HydroGeo [2].

Согласно выполненным расчетам минерализация смеси подтоварных и сточных вод изменяется с 46,8 г/л в первый год закачки до 100,5 г/л в пятый год, а минерализация смеси подтоварных и сточных вод после обессоливания изменяется с 49,8 г/л до 102,6 г/л.

Дальнейшим этапом стало создание упрощенной 3D модели фильтрации, протекающей между нагнетательной скважиной и пластом. В качестве модельной области использован изолированный сверху и снизу участок однородного напорного водоносного пласта, имеющий прямоугольную форму. Основной целью численного

физико–химического моделирования стало выяснение возможности закачки стоков с учетом основных геохимических процессов протекающих в пласте.

На основе анализа геолого–гидрогеологической информации [3] в качестве объекта предполагаемого под закачку был выбран осинский горизонт (Є₁ os) и конкретно – интервал 1958–1967 м.

На первом этапе, оценка возможности утилизации необходимых объемов подтоварных и сточных вод, а также их смеси, проводилась аналитическим методом с использованием опции «Расчет водозабора» программного комплекса HydroGeo.

Необходимые для расчетов начальные параметры приняты на основе анализа всей имеющейся информации об осинском горизонте на территории Юрубчено–Тохомской зоны нефтегазонакопления [1, 4]: коэффициент фильтрации $k_f=1,37$ м/сут, пьезопроводность $a=1 \times 10^5$ м²/сут, открытая пористость $n=4,9$ %, пластовая температура $t_{пл}=20^\circ\text{C}$, пластовое давление $P_{пл}=21,5$ МПа.

Результаты аналитических расчетов указывают на то, что захоронение попутноизвлеченных и сточных вод можно реализовать без гидроразрыва пласта, используя одну нагнетательную скважину. При закачке подтоварных вод, на конец пятого года эксплуатации полигона захоронения давление на устье нагнетательной скважины составит $\approx 2,6$ МПа (12 % от $P_{пл}$), а при закачке сточных вод $\approx 3,5$ МПа (16,3 % от $P_{пл}$). Для утилизации смеси подтоварных и сточных вод согласно расчетам необходимы уже две нагнетательные скважины на расстоянии 160 м друг от друга, при этом, в конце пятого года, давления на устьях нагнетательных скважин составят 4,3 МПа (20 % от $P_{пл}$). Увеличение расстояния между нагнетательными скважинами не приводит к существенному снижению давления закачки.

Убедившись в принципиальной возможности закачки всех типов стоков, на следующем этапе работ, была создана 3D модель полигона захоронения и проведено численное физико–химическое моделирование, имитирующее закачку этих стоков в пласт. Модель представлена в виде одного изолированного сверху и снизу напорного пласта мощностью 9 м. Общие размеры модели приняты равными $X \times Y \times Z = 2000 \times 2000 \times 19$ м.

В систему гидрогеохимического моделирования включены базовые ионы: H^+ , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , OH^- , Cl^- , $(\text{SO}_4)^{2-}$, $(\text{HCO}_3)^-$, H_2O , ассоциаты: $(\text{CO}_3)^{2-}$, CO_2 и минералы: NaCl – галит, CaCO_3 – кальцит, CaSO_4 – ангидрит, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ – доломит, MgCO_3 – магнезит. Использованный при моделировании состав подземных вод осинского горизонта приведен в табл. 3

Исходя из имеющихся материалов, литературных данных [6] и геолого–гидрогеологических особенностей региона, в расчетах использовался состав пород, примерно отвечающий среднему по основным породообразующим минералам (табл. 4).

Таблица 3

Состав пластовых вод осинского горизонта (г/л), принятый в модели

Компонент	Пластовая вода
Na^+	73,48
Ca^{2+}	60,70
Mg^{2+}	0,14
Cl^-	220,59
$(\text{SO}_4)^{2-}$	0,33
$(\text{HCO}_3)^-$	0,49
pH	3,91
M (г/л)	355,7
Плотн. (кг/м ³)	1034,3

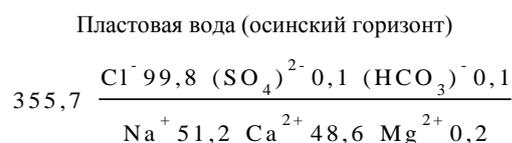


Таблица 4

Состав породы осинского горизонта, принятый в модели

Минерал	Формула	Состав породы, % об.
Галит	NaCl	1
Ангидрит	CaSO ₄	5
Кальцит	CaCO ₃	10
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	84
Магнезит	MgCO ₃	0
Открытая пористость	–	4,9

Утилизация подтоварных вод

Изменение содержания в коллекторе минералов галита и доломита проявляется в изменении его фильтрационных свойств. В области полного растворения галита, имеющей в плане кольцевую форму с внешним радиусом порядка 400 м, открытая пористость увеличивается на 1,3 %. Во внутренней области галита растворилось гораздо меньше, поэтому и пористость увеличилась всего на 0,6 % (до 5,5 %). Отложение вторичного доломита непосредственно в нагнетаемом блоке после первого года закачки ведет к ухудшению фильтрационных свойств.

Как следствие изменения открытой пористости, на расстоянии 140 м от нагнетательной скважины формируется область, где значения коэффициента фильтрации превышают исходные почти на 90 % и составляют порядка 2,56 м/сут. Ширина этой области к концу пятого года закачки составляет $\approx 240 \div 260$ м.

Сравнивая результаты расчета давления нагнетания полученные при физико-химическом моделировании с результатами аналитических расчетов, можно сделать вывод, что за счет техногенного метасоматоза, давление нагнетания в конце срока эксплуатации полигона захоронения составит 1,8 МПа (8 % от $P_{пл}$), что на 30 % ниже рассчитанного аналитически.

Утилизация сточных вод

Итогом геохимических преобразований исходного состава коллектора является изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора. Растворение галита приводит к увеличению открытой пористости в радиусе 800–840 м от нагнетательной скважины (на 1,14 %), дополнительно к этому на 0,24 % в радиусе 100–120 м увеличивает пористость растворение ангидрита. Осаждение кальцита и доломита в призабойной зоне уменьшают пористость на 0,1 %. В соответствии с изменением открытой пористости на определенном расстоянии от нагнетательной скважины изменяется и значение коэффициента фильтрации.

Как и в случае с закачкой подтоварных вод, результаты 3D моделирования, учитывающего геохимические изменения, свидетельствуют о снижении давления закачки на устье нагнетательной скважины по сравнению с аналитическими расчетами. В конце пятого года захоронения жидких отходов давление нагнетания снизилось на 2 МПа (на 57 % от рассчитанного аналитически), составив 1,5 МПа.

Утилизация сточных вод после обессоливания

Результаты моделирования закачки сточных вод после обессоливания (после установки переработки нефти) по характеру взаимодействия с пластовыми водами и породой идентичны предыдущим и лишь незначительно отличаются степенью взаимодействия.

На фоне общего увеличения пористости пласта за счет растворения минералов галита и ангидрита, как и в предыдущем случае в призабойной зоне наблюдается область с пониженной пористостью, как следствие осаждения из раствора кальцита и доломита.

В соответствии с изменениями открытой пористости изменяются значения коэффициента фильтрации. Результаты 3D моделирования свидетельствуют о снижении давления нагнетания на устье скважины по сравнению с аналитическими расчетами. Так как сточные воды после обессоливания и просто сточные воды очень близки по химическому составу и минерализации, в конце пятого года закачки давление нагнетания, как и в случае закачки сточных вод, снижается на 2 МПа (на 57 % от рассчитанного аналитически), составляя 1,5 МПа.

Утилизация смеси подтоварных и сточных вод

Как отмечалось выше, для утилизации смеси подтоварных и сточных вод (подтоварных и сточных вод после обессоливания) необходимы две нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии 160 м друг от друга.

Минерализация утилизируемой смеси меняется с 46,8 г/л в первом году до 100,5 г/л в пятом году работы полигона захоронения, за счет этого смесь закачиваемых вод становится менее агрессивной по отношению к отложениям осинского горизонта (по сравнению с закачкой сточных вод) и быстрее достигает равновесия с ними.

В целом, при утилизации смеси подтоварных и сточных вод в отложения осинского горизонта (инт. 1958–1967 м) фильтрационные свойства коллектора улучшаются. Незначительное ухудшение ФЕС в призабойной зоне за счет осаждения минералов карбонатной группы можно исправить проведением соляно-кислотной обработки пласта.

Возможность учитывать изменение фильтрационных свойств на каждом шаге расчетов в 3D модели позволяет более точно определить величину репрессии. Сравнивая результаты аналитических расчетов и расчетов с использованием трехмерной модели, можно сделать вывод, что улучшение ФЕС пород коллектора в три раза снижает репрессию (напор в нагнетательных скважинах в конце пятого года закачки повышается лишь на 1,6 МПа, т.е. в 2,7 раза меньше рассчитанного аналитическим способом).

Утилизация смеси попутных и сточных вод после обессоливания

Результаты, полученные при моделировании утилизации смеси подтоварных и сточных вод поле УПН (после обессоливания), отличаются от предыдущих только количественно.

Причиной количественных отличий является повышение минерализации и изменение компонентного состава сточных вод после обессоливания в сравнении с просто сточными водами; минерализация утилизируемой смеси меняется с 49,8 г/л в первом году до 102,6 г/л в пятом году работы полигона захоронения.

Фильтрационные параметры пласта–коллектора улучшаются; открытая пористость увеличивается на 1,4 %, коэффициент фильтрации – практически вдвое: с 1,37 м/сут до 2,74 м/сут.

За счет улучшения ФЕС рассчитанная с использованием 3D модели величина репрессии в нагнетательных скважинах составляет 1,6 МПа (практически в три раза меньше величины полученной при аналитических расчетах, не учитывающих изменение ФЕС в процессе закачки).

Заключение

Обоснование возможности подземного захоронения подтоварных и сточных вод, а также их смесей на Юрубченском месторождении осуществлено с использованием передовых методов численного физико-химического моделирования, реализованных в программном комплексе HydroGeo. На основе сведений о геолого-гидрогеологических условиях месторождения и обобщенных результатах проходки

и исследования, пробуренных в его пределах скважин, создана трехмерная модель полигона захоронения.

Расчеты, выполненные для предполагаемого под закачку интервала, свидетельствуют о принципиальной возможности утилизации необходимых объемов стоков в отложения осинского горизонта усольской свиты (инт. 1957–1967 м). При выборе под закачку осинского коллектора, для утилизации попутноизвлеченных вод, сточных вод и сточных вод после обессоливания (после УПН) потребуется одна нагнетательная скважина, а для утилизации смеси попутноизвлеченных и сточных вод – две нагнетательные скважины на расстоянии 160 м друг от друга.

Все изученные как поверхностные, так и подземные воды обладают низкой совместимостью с пластовыми водами и породами коллекторов. В геохимическом плане закачка различных видов стоков активизирует взаимодействие в системе вода–порода, приводящее к растворению одних минералов и образованию других.

Анализируя результаты физико–химического моделирования можно сделать вывод, что аналитические расчеты недостаточно точны и их использование без оценки геохимической составляющей закачки – чревато серьезными ошибками при проектировании разработки месторождения.

С помощью трехмерного физико–химического моделирования показано, что интенсивность развития нежелательных гидрогеохимических процессов может быть в значительной степени скомпенсирована, если для предполагаемого под закачку горизонта подобрать оптимальные пропорции смеси пресных вод и попутно извлеченных рассолов.

Литература

1. Букаты М.Б., Бровенко А.А., Ким С.Л. Геогидродинамические особенности верхнедокембрийских и нижнекембрийских комплексов юго-запада Сибирской платформы // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири: Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск, 1997. – Вып.254. – С. 56 – 68.
2. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2002. – Т. 305, – вып. 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 348 – 365.
3. Букаты М.Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. – М., 2009. – № 11. – Т. 50. – С. 1201 – 1218.
4. Вожов В.И. Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено–Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск, 2006. – 208 с.
5. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / Под ред. В.А. Грабовникова. – М.: Недра, 1993. – 335 с.
6. Мельников Н.В., Килина Л.И., Воробьев В.Н., Ефимов А.О., Сафронова И.Г., Шабанов Ю.Я. и др. // Геология и нефтегазоносность Лено–Тунгусской провинции: Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья. – М.: Недра, 1977. – Вып. 228. – 205 с.

СТУДЕНТЫ

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАФИНОВ НА ЗАСТЫВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

А.А. Говоруха²

Научные руководители старший научный сотрудник А.В. Богословский¹,
доцент Л.В. Шишмина²

¹Учреждение Российской академии наук Институт химии нефти СО РАН,
г. Томск, Россия

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

В настоящее время в балансе добываемого углеводородного сырья существенно возросла доля высокопарафинистых нефтей, отличающихся высокими темпе-

ратурами застывания. В этой связи возникают проблемы при их добыче, подготовке, транспорте и переработке, обусловленные значительным повышением вязкости и потерей текучести при пониженных температурах окружающей среды. Одним из вариантов решения указанных проблем является применение депрессоров и ингибиторов парафиноотложения, но для некоторых видов сырья до сих пор не удастся разработать эффективные депрессоры. Причиной этого является недостаточная ясность деталей механизма потери текучести, в свою очередь, обусловленная сложившимся уровнем техники соответствующего эксперимента. Применяемые методы не дают возможности отслеживать изменение реологических характеристик непосредственно в процессе формирования структуры, приводящей к потере текучести.

Механическое сопротивление является характеристикой реологического (текучего) поведения жидкостей [1]. Известно [2], что для нефтяных дисперсных систем (НДС) характерны два основных механизма структурообразования, которые по-разному сказываются на характере вязкостно–температурной зависимости. Первый – связанный с иммобилизующим действием комплексов смолисто-асфальтовых веществ и второй – связанный с появлением твердой фазы парафинов. При этом собственно момент исчезновения текучести до сих пор изучен недостаточно подробно, так как обычные вискозиметрические эксперименты подвергают образец вынужденному стационарному течению с бесконечно большой деформацией и непрерывно разрушают формирующуюся структуру. Альтернативой экспериментам со стационарным течением являются эксперименты с весьма малой амплитудой периодического деформирования, реализуемые в процессе измерения вибрационными методами.

Парафин является одним из основных структурообразующих компонентов НДС и работы, посвященные изучению его влияния на динамику реологических характеристик, являются актуальными. Целью данной работы является измерение динамики реологических характеристик (механического сопротивления) модельных растворов технического парафина, реальных нефтей и нефтей с депрессорными присадками вибрационным методом непосредственно в процессе исчезновения текучести.

Вибрационный метод по охватываемому диапазону превосходит традиционные методы реологических измерений. Он способен действовать не только в реологической зоне жидкого состояния, но и в области мягких твердообразных тел, т.е. «по обе стороны» фазового перехода. Колеблющееся с малой амплитудой пробное тело разрушает формирующуюся структуру в меньшей степени, чем непрерывно вращающиеся цилиндры ротационных вискозиметров.

Для описания тормозящего действия жидкости используется функция механического сопротивления:

$$Z = F/\xi ,$$

где F – возбуждающая движение сила, ξ – скорость движения.

Для ньютоновских жидкостей:

$$Z = a \cdot S \sqrt{\omega \cdot \rho \eta},$$

где a – коэффициент, зависящий от формы пробного тела, S – площадь поверхности пробного тела, ω – частота колебаний, ρ – плотность, η – вязкость.

В области технологического контроля достаточно сравнения исследуемого объекта со стандартом. Значение относительного механического сопротивления:

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

где ΔU – амплитуда сигнала вибрационного датчика, нижний индекс «н» указывает на исследуемую жидкость (нефть), нижний индекс «к» указывает на калибровочную жидкость.

Из предыдущего уравнения можно выразить вязкость нефти:

$$\eta_n = (Z_{отн})^2 \cdot \rho_k \eta_k / \rho_n.$$

Если $\rho_{ж} \approx \rho_k$, то $Z_{отн.} \approx (\sqrt{\eta_{ж}}) / (\sqrt{\eta_k})$.

Использовали измерительный комплекс «Вискозиметр–Криометр», разработанный в Институте химии нефти СО РАН (г. Томск) [3]. Вискозиметр работает в комплексе с регистрирующим прибором – компьютером или самописцем, предназначен для измерения зависимости механического сопротивления от температуры и времени в диапазоне от 0,5 минуты до нескольких часов.

Схема установки приведена на рисунке 1. Камертонный датчик 1 соединен с пробным телом в виде металлического стержня 2, который в процессе измерения погружен в ячейку с жидкостью 3. Ячейка находится в металлическом блоке 5, последний окружен с боков полимерным теплоизолятором 4. Нижняя часть блока соприкасается с поверхностью холодных спаев батареи 6

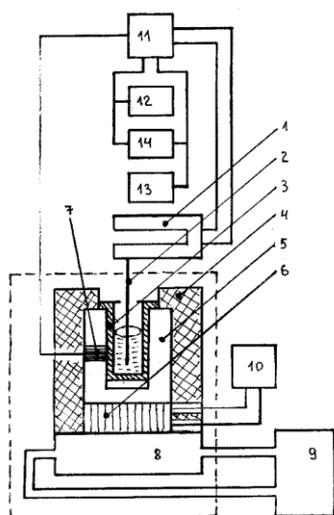


Рис. 1 Вискозиметр – криометр

1 – камертон; 2 – пробное тело; 3 – ячейка с жидкостью; 4 – теплоизолятор; 5 – металлический блок; 6 – холодильник «Пельтье»; 7 – полупроводниковый термометр; 8 – охлаждаемая поверхность; 9 – компрессионный холодильник; 10 – источник тока; 11 – блок управления вискозиметра; 12 и 13 – индикаторы текущих значений; 14 – регистратор

соединяется с поверхностью холодных спаев батареи 6 полупроводниковых элементов «Пельтье». Выделяемое горячими спаями тепло с противоположной стороны батареи поглощается металлической пластиной 8. В процессе измерения через нее непрерывно циркулирует вода, охлажденная в компрессионном холодильнике – «Кулере» 9 до 4 °С. Мощный источник тока 10 электрически связан с полупроводниковой батареей.

В схеме измерения температуры присутствует переключатель для работы при температуре ниже 0 °С. При этом индикатор текущего значения и подключаемый компьютер отображают абсолютное значение температуры в градусах Цельсия. Предельная температура охлаждения – минус 50 °С, разрешающая способность по каналу вязкости – 0,2 мПа·с, объем измерительной ячейки – 2,5 мл.

Блок управления формирует аналоговый сигнал (U_z), пропорциональный текущему значению механического сопротивления), частотный сигнал, соответствующий режиму движения пробного тела, аналоговый сигнал (U_t), пропорциональный температуре измерения, отображает их значения на цифровом индикаторе. Блок

управления содержит электронный автогенератор, в цепь обратной связи которого включен камертон. Автогенератор работает в режиме постоянной амплитуды механических колебаний.

Технические характеристики установки позволяют провести измерения при следующих условиях:

- диапазон измеряемых значений вязкости от 1 мПа·с до потери текучести в процессе структурного застывания;
- погрешность определения начального значения $\sqrt{\rho\eta}$ ньютоновской жидкости в пределах 5%;
- температура контролируемой жидкости от минус 50 до плюс 50 °С;
- постоянная времени регистрации нестационарной вязкости менее 10 с;

- время измерения стационарной вязкости примерно 1 мин;
- объем пробы – 10 см³;
- потребляемая мощность – 30 Вт;
- вес – 30 кг.

Объектами исследования являлись:

- Декан (C₁₀H₂₂), ($\eta = 0,8543$ мПа·с, $\rho = 0,730$ г/см³, $t_{кр} =$ минус 29,6⁰С).
- Керосин ($\eta = 2,9$ мПа·с, $\rho = 0,890$ г/см³, $t_{заст.} = -45^0$ С) ТУ 38401-58-10-90.
- Технический парафин ($t_{кип} = 174,1^0$ С) ГОСТ 23683-89.
- Нефть 1 ($\eta = 120$ мПа·с, $\rho = 0,850$ г/см³).
- Нефть 2 ($\eta = 125$ мПа·с, $\rho = 0,860$ г/см³).
- Нефть 3 ($\eta = 132$ мПа·с, $\rho = 0,830$ г/см³).
- Депрессорные присадки: ДМН-2005 и СНПХ-2005.

Исследование процессов застывания растворов технического парафина. Влияние концентрации парафина на процессы застывания

Растворы парафина в керосине готовили весовым методом. Емкости с растворами герметически закрывали и прогревали при 60⁰С в сушильном шкафу в течение 1 часа. Эксперимент начинали после выдерживания прогретого образца при комнатной температуре в течение суток.

На рисунке 2а приведена динамика изменения механического сопротивления 3%-го раствора парафина. Температура образца изменялась от 20 до минус 5⁰С в течении 350 с со скоростью 0,5⁰С/мин. Кривая начинается с точки, соответствующей значению относительного механического сопротивления 1, до 90 с механическое сопротивление остается постоянным, далее, с 90 до 190 с, происходит образование кристаллов парафина. График представляет собой восходящую зависимость, достигающую максимума в области температуры 5⁰С.

На рисунке 2б приведена соответствующая динамика температуры образца от времени. После достижения 5⁰С на 190 секунде образец достиг предельной степени застывания.

Результаты изучения динамики засты-

вания модельных растворов представлены в таблице 1. Увеличение содержания парафина ускоряет процесс застывания.

Таблица 1

Влияние содержания парафина на температуру застывания

Содержание парафина в керосине, %	1	2	3	4	5
Температура застывания, ⁰ С	минус 5	0	5	8	12

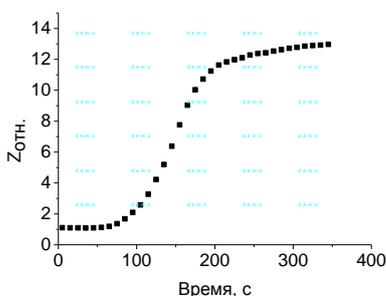


Рис. 2а. Зависимость механического сопротивления 3%-го раствора технического парафина от времени в процессе застывания образца

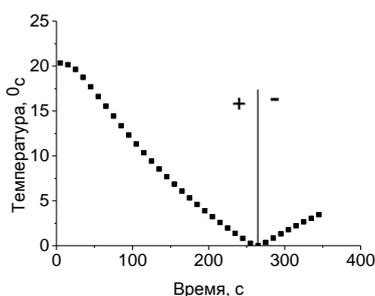


Рис. 2б. Зависимость температуры

Влияние депрессорных присадок на процессы застывания

К 10,00 г разогретого раствора 4%-го раствора парафина ($t=60-70^{\circ}\text{C}$) добавляли присадки СНПХ и ДМН в концентрациях 0,03 и 0,05 %. Полученные растворы перемешивались и выдерживались при $t = 60^{\circ}\text{C}$ в течение часа.

В таблице 2 приведены результаты по определению температуры начала кристаллизации и температуры застывания исходного 4%-го раствора и с добавлением присадок.

Таблица 2**Температуры начала кристаллизации и застывания растворов парафина в присутствии присадок в различных концентрациях**

Образец	Температура начала кристаллизации, $^{\circ}\text{C}$	Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$
4%-ный раствор парафина	15	8
4%-ный раствор парафина + ДМН; 0,03 %	10	-14
4%-ный раствор парафина + СНПХ; 0,03 %	10	-15
4%-ный раствор парафина + ДМН; 0,05 %	5	-23
4%-ный раствор парафина + СНПХ. 0,05 %	5	-25

На рис. 3 представлены зависимости относительного механического сопротивления растворов парафина от температуры. Для исходного образца заметное возрастание сопротивления начинается при 15°C , что соответствует началу процесса кристаллизации. Далее наблюдается возрастание сопротивления вплоть до 8°C , где

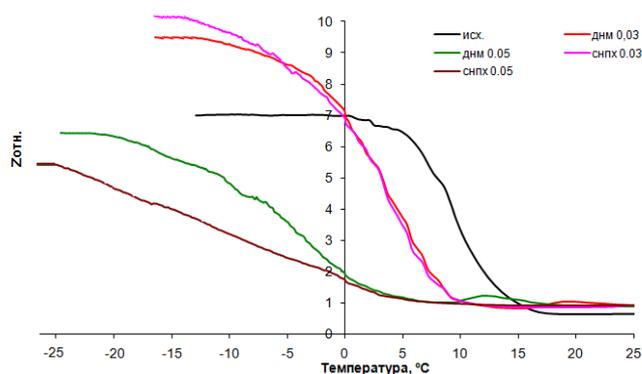


Рис. 3. Зависимость относительного механического сопротивления 4%-го раствора парафина от температуры в присутствии депрессорных присадок

кривая вышла на горизонтальный уровень, что связано с завершением процесса. По мере увеличения концентрации присадок высокотемпературная область перегиба зависимостей $Z_{отн.}(T)$ последовательно перемещается в сторону более низких температур, при этом уменьшается угол наклона кривых – скорость застывания. С увеличением концентрации присадок до 0,05 % усиливается их депрессорный эффект.

По данным рис. 4 можно охарактеризовать скорость потери текучести (скорость охлаждения $0,1^{\circ}\text{C}/\text{с}$). Для образцов, содержащих присадки, образование твердой фазы происходит медленнее, чем у исходного образца. Это свидетельствует о действии присадок.

Исследование влияния депрессорных присадок на процесс застывания нефти

Исследование проводилось на образцах трех нефтей, физико-химические характеристики которых представлены в таблице 3. Основанием для выбора объектов исследования являлось разное содержание парафиновых углеводородов.

Таблица 3**Характеристика нефтей**

Образец	Температура застывания, $^{\circ}\text{C}$	Содержание, % масс.		
		Асфальтены	Смолы	Парафины
Нефть 1	-23	2,0	7,2	2,4
Нефть 2	+8	0,6	24,8	6,6
Нефть 3	+10	1,6	2,8	11,5

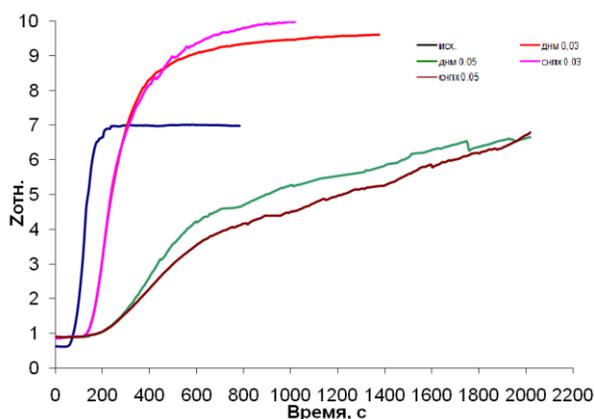


Рис. 4 Зависимость относительного механического сопротивления 4%-го раствора парафина с присадками от времени

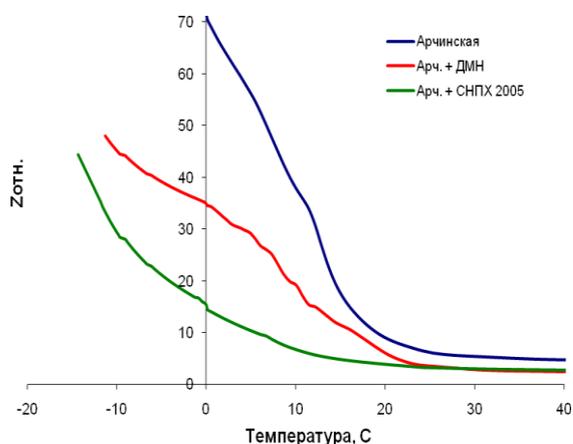


Рис. 6 Зависимость относительного механического сопротивления образца нефти 2 от температуры в присутствии депрессорных присадок

Вид полученных зависимостей механического сопротивления от температуры аналогичен виду зависимостей описанных выше для модельных растворов технического парафина.

Дифференцированием полученных зависимостей удастся определить температуру максимальной скорости нарастания вязкости, обусловленного протеканием процесса кристаллизации парафинов нефти. Так как температура в процессе измерений уменьшается, для построения зависимостей использовали величину $-(\partial Z/\partial T)$. При этом экстремумы на кривой $[-(\partial Z/\partial T) - T]$ оказываются в положительной области координат (рис. 5).

После добавления присадок процесс кристаллизации парафинов смещается в зону более низких температур, что подтверждает депрессорное влияние присадок (рис. 6). Однако степень влияния депрессоров зависит от состава нефти (табл. 4). Используемые в данной работе присадки ДМН-2005 и СНПХ-2005 оказывают наиболее высокий депрессорный эффект на нефти с относительно низким содержанием парафинов.

Таблица 4

Влияние депрессорных присадок на процесс застывания нефтей

Образец	Температура максимальной скорости нарастания механического сопротивления, °С
Нефть 1	-2
Нефть 1 + ДМН 0,05 %	-9
Нефть 1 +СНПХ 0,05 %	-10
Нефть 2	+10
Нефть 2 + ДМН 0,05 %	+8
Нефть 2 +СНПХ 0,05 %	0
Нефть 3	+15
Нефть 3 + ДМН 0,05 %	+14
Нефть 3 +СНПХ 0,05 %	+13

Таким образом, можно заключить, что метод вибрационной вискозиметрии в сочетании с электрически управляемым охлаждением образца позволяет наблюдать процесс формирования кристаллизационной структуры в системе, который проявля-

ется в виде экстремального фрагмента на реокинетической кривой, и может быть использован для сравнительной оценки эффективности и подбора депрессоров.

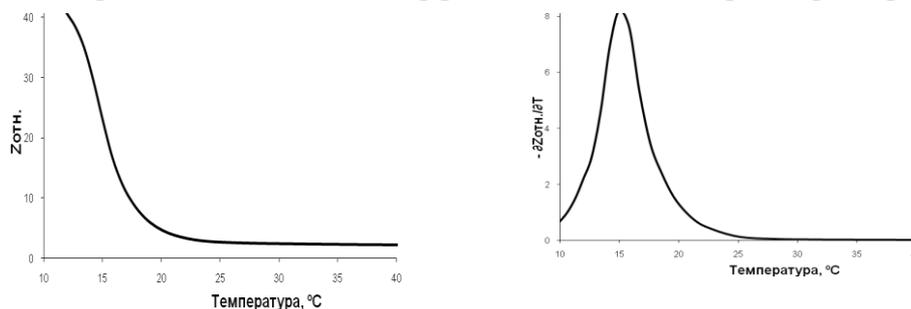


Рис. 5 Зависимость механического сопротивления $Z_{омн.}$ и $-\partial Z_{омн.}/\partial t$ от температуры образца нефти 3

Литература

1. Богословский А.В. Дмитриева Н.Г. Механическое сопротивление в процессе застывания нефтяных дисперсных систем // Материалы 2 Симпозиума по реологии. – Карачарово, 2008. – С. 27.
2. Богословский А.В. Камертонный датчик вязкости с крутильными колебаниями // Химия нефти и газа. – Томск, 2003. – С. 365 – 366.
3. Богословский А.В. Зарипов М.Т. Вискозиметр-криометр // Материалы шестой международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2006. – С. 325 – 327.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ №2 НА ТАРАСОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.М. Горшков

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

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

Работа посвящена анализу технологии подготовки нефти на дожимной насосной станции (ДНС). ДНС предназначены для сообщения дополнительной энергии жидкой продукции скважин, чтобы подать ее на центральный пункт сбора (ЦПС) в тех случаях, когда расстояние от кустов скважин и замерных установок велико и устьевого давления не достаточно для транспортирования газожидкостной смеси. Также на ДНС проводят первую ступень сепарации нефти от газа.

На ДНС №2 Тарасовского месторождения осуществляется двухступенчатая сепарация нефти и откачка ее насосами на ЦПС. Для повышения температуры нефти на входе ДНС в подводящий трубопровод подается горячая нефть. Перед сепараторами первой ступени установлен УПОГ.

Всего на месторождении эксплуатируется четыре ДНС, одна установка предварительного сброса воды (УПСВ) и ЦПС с цехом подготовки и перекачки нефти. Физико-химическая характеристика нефти Тарасовского месторождения приведена в таблице 1.

Плотность подтоварной воды составляет в среднем 1013 кг/м^3 .

По фактической пропускной способности проведён анализ загруженности объектов системы сбора и подготовки продукции скважин.

Выводы

- Существующие мощности насосного оборудования ДНС №2 и ДНС №4 загружены на 45%. Сброс воды не осуществляется.
- Существующая мощность УПСВ на ДНС № 3 загружена на 88%.

- Существующая мощность ЦПС (по воде) загружена на 93%.

Таблица 1

Физико–химические свойства нефти Тарасовского месторождения

Параметры	Единица измерения	Значение
Плотность нефти при температуре 20 ⁰ С	кг/м ³	855...860
Вязкость нефти при температуре 20 ⁰ С	сПз	7,8
Температура застывания	⁰ С	-21
Массовое содержание:		
смола силикагелевых	%	6,8 – 12,6
парафинов	%	4,24

Результаты анализа показали, что мощностей насосных агрегатов на ДНС достаточно для транспорта жидкости на ЦПС. Но вследствие отсутствия предварительного сброса воды на ДНС №2 и ДНС №4 и недостаточным сбросом подтоварной воды на ДНС №3 оборудование ЦПС работает на пределе своей производительности.

Разработка месторождения на полное развитие связана с дополнительным вводом новых скважин. Максимум добычи жидкости ожидается в 2026 г. Это ставит задачу увеличения мощностей УПСВ, в частности, ввод УПСВ на ДНС №2 на 2400 тыс.м³/год.

Широкое распространение получили блочные унифицированные отстойники нефти (БУОН), отличающиеся высокой производительностью и эффективностью процесса обезвоживания нефти [1]. Именно эти отстойники предлагается поставить на ДНС № 2 для осуществления предварительного сброса воды.

Разделение дисперсных систем под действием силы земного притяжения называют *отстаиванием* [8]. Расчетное уравнение для определения скорости отстаивания при ламинарном режиме осаждения, известное как уравнение Стокса:

$$W_{oc} = \frac{d^2 \cdot (\rho_{ч} - \rho_{ж}) \cdot g}{18 \cdot \mu},$$

где $\rho_{ч}$ – плотность взвешенных частиц; $\rho_{ж}$ – плотность сплошной фазы; g – ускорение свободного падения; d – диаметр частицы.

Из уравнения следует, что интенсифицировать процесс отстаивания, т.е. увеличить скорость осаждения частиц можно путем воздействия на свойства системы, изменяя исходные значения дисперсности, вязкости и разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды.

При промышленном обезвоживании нефти реализуется термохимическое разделение фаз нефтяных эмульсий способом динамического отстаивания.

Известно [1, 5], что сильное влияние на эффективность разделения эмульсии оказывает промежуточный слой концентрированной эмульсии, находящийся на границе раздела фаз «нефть–вода».

Повышение эффективности использования промежуточного слоя в качестве коалесцирующей «насадки» достигнуто в отстойниках разработки НПП «КОНТЭКС» – БУОН путем применения в них систем гидростатического распределения потока, что позволило улучшить организацию разделения фаз нефтяных эмульсий за счет:

- уменьшения объема застойных зон или их ликвидации;
- подготовки эмульсии к разделению непосредственно в аппарате;

- распределения эмульсии по всей поверхности раздела фаз;
- снижения скорости входа обезвоживаемой нефти в промежуточный слой;
- безнапорного отделения свободной воды;
- исключения влияния свободного газа на процесс разделения фаз;
- вывода отделившегося газа из аппарата с нефтью без образования пробок в трубопроводе [1].

Аппарат обезвоживания нефти БУОН–(П, Г, С) предназначен для использования в составе установок предварительного обезвоживания нефти, глубокого обезвоживания нефти и обессоливания нефти. Основные характеристики аппарата БУОН приведены в таблице 2.

Таблица 2

Технические характеристики аппарата обезвоживания нефти БУОН–(П, Г, С)

Технологический процесс	Предварительное обезвоживание				Глубокое обезвоживание и обессоливание			
	Объём ёмкости аппарата, м ³				Объём ёмкости аппарата, м ³			
Характеристики аппарата	50	80	100	200	50	80	100	200
Диаметр отстойника, м	2,0	2,4	2,8	3,4	2,0	2,4	2,8	3,4
Производительность по жидкости, м ³ /сут	2500	4000	5000	7000	2000	3500	4500	6300
Температура рабочей среды, °С	18 – 30				40 – 70			
Содержание воды в нефти на входе, %	более 30				менее 30			
Содержание воды в нефти на выходе, %	1 – 10				0,5			
Содержание нефти в воде на выходе, мг/л, до	20				100			
Условия технологии процесса	с предшествующей обработкой деэмульгатором (без нагрева)				с предшествующей обработкой деэмульгатором (с нагревом); ввод пресной воды для БУОН-С			

В данной работе, предлагается использовать на ДНС №2 отстойник с гидростатическим распределителем жидкости типа БУОН-П для предварительного сброса воды. Для этого определим количество отстойников БУОН-П для обезвоживания нефти, исходя из известной загрузки ДНС №2 по жидкости.

Для определения необходимого диаметра отстойника воспользуемся методикой [4]. В качестве допущения примем, что обводненность эмульсии в зоне отстоя колеблется от 30 до 45%. Диаметр отстойника, в котором будет обеспечен ламинарный режим движения эмульсии в зоне отстоя, прямо пропорционален нагрузке на него и обратно пропорционален вязкости эмульсии:

$$D \geq 0,6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{ж} \cdot \rho_{ж}}{\mu_{ж}}$$

где $Q_{ж}$ – производительность по жидкости, 0,0772 м³/с, $\rho_{ж}$ – плотность эмульсии, $\mu_{ж}$ – вязкость эмульсии.

Расчётами установлено, что максимальный диаметр отстойника (при минимальном значении обводненности эмульсии) равен 2,90 м и минимальный диаметр отстойника (при максимальной обводненности эмульсии) равен 1,24 м.

Выбираем отстойник с диаметром более 2,9 м. Ближайший к нему типоразмер отстойника, выпускаемого на производстве, имеет диаметр 3,4 м (табл. 2). Пропускная способность выбранного отстойника при ламинарном режиме осаждения и об-

водненности 30% составит $0,0839 \text{ м}^3/\text{с}$. Следовательно, необходимое число отстойников, для того чтобы пропустить такой объём жидкости, составит:

$$N_1 = \frac{Q'_{\text{жс}}}{Q_{\text{жс1}}} = \frac{0,0772}{0,0839} = 0,86.$$

Таким образом, чтобы пропустить ожидаемый максимальный объём жидкости необходимо установить один отстойник диаметром 3,4 м. Для отстойника диаметром 2,8 м допустимая нагрузка при той же обводненности составит $0,0736 \text{ м}^3/\text{с}$. В этом случае, чтобы пропустить максимальный объём жидкости, требуемое число отстойников составит 1,05. Таким образом, необходимо будет установить не менее двух отстойников диаметром 2,8 м.

С технической точки зрения отстойник диаметром 3,4 м будет загружен на 86%. По варианту с двумя отстойниками диаметром 2,8 м: эффективность их использования составит 50%. Для экономической оценки сравним аппараты по стоимости. По каталогу ООО НПП «КОНТЭКС», основного производителя отстойников типа БУОН, на 2003 год [9]: стоимость БУОН диаметром 3,4 м. – 2162700 рублей, а стоимость БУОН диаметром 2,8 м. – 1414000 рублей. Т.е. покупка двух отстойников диаметром 2,8 м будет стоить 2828000 рублей.

В результате приходим к выводу, что наиболее выгодным вариантом является установка на ДНС №2 одного отстойника типа БУОН-П диаметром 3,4 м.

Сепарационное оборудование занимает особое место в нефтегазопромысловой технике на ДНС, так как разделение гетерогенных газожидкостных и трёхфазных смесей является наиболее распространённым процессом. Показатели эффективности работы сепараторов детально рассмотрены в [5–7]. Эффективность процесса сепарации зависит, в частности, от времени задержки жидкости в сепараторе. По данным [5] для не вспенивающихся нефтей время задержки изменяется от 1 до 5 минут, для вспенивающихся нефтей – изменяется от 5 до 20 минут.

Для оценки эффективности работы сепараторов первой ступени на ДНС №2, определим время пребывания жидкости в сепараторе. Для этого применим методику [7]. Исходные данные: условный диаметр сепаратора $D_y=3 \text{ м}$, объём сепаратора $V=100 \text{ м}^3$, расстояние между пределами регулируемого уровня жидкости $h=0,9 \text{ м}$, максимальная производительность сепаратора по жидкости $Q_{\text{ж.макс}}=1500 \text{ м}^3/\text{час}=25 \text{ м}^3/\text{мин}$, диаметр поперечного сечения отверстия клапана сброса жидкости $d_{\text{кл}}=0,2 \text{ м}$, скорость жидкости в самом узком сечении клапана $W_{\text{кл}}=20 \text{ м/с}=1200 \text{ м/мин}$.

Расчет показал, что время одного цикла заполнения сепаратора и последующего сброса жидкости составляет 5,09 мин. Считая, что в сепараторе находится «непенная» жидкость, можно констатировать, что условие выполнено, и работа сепаратора первой ступени по данному показателю является эффективной.

Эффективность работы сепаратора может быть повышена с помощью установки предварительного отделения газа (УПОГ), где происходит расслоение потока скважинной продукции и отбор свободного газа перед входом в сепаратор [2]. В [3] показано, что применение УПОГ в системе сбора скважинной продукции на ДНС позволяет сократить нагрузку на нефтегазовый сепаратор в пять с лишним раз, что эквивалентно увеличению времени задержки эмульсии в сепараторе в пять раз, или снижению металлоемкости на объекте в три – пять раз. УПОГ существенно сглаживает пульсации давления в линии и, как следствие, выравнивает нагрузку на нефтегазовый сепаратор во времени. Поэтому наличие УПОГ в технологической схеме ДНС №2 является целесообразным по причине повышенного газового фактора и способствующим повышению качества сепарации скважинной продукции.

Литература

1. Берман А.В., Назаров В.А., Соколов А.Г., Шабашев А.Е. Опыт эксплуатации унифицированных отстойников типа БУОН с гидростатическим распределителем жидкости // Нефтяное хозяйство. – М., 2005. – №12. – С. 50 – 53.
2. Васильев В.В. Учёт свойств многофазного потока при разработке проектов обустройства месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: XII Международный симпозиум имени академика М.А.Усова студентов и молодых учёных – Томск: Издательство ТПУ, 2005. – С. 85 – 87.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: Учебное пособие / И.И.Дунюшкин. – Москва: Нефть и газ, 2006. – 320 с.
4. Лутошкин Г.С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для вузов / Г.С. Лутошкин, И.И. Дунюшкин. – Москва: Альянс, 2007. – 135 с.
5. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка нефти и воды: Справочник рабочего. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
6. Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: Справочное пособие / Под ред. Л.М. Мильштейна. – Москва: Недра, 1992. – 236 с.
7. Мильштейн Л.М. Опыт применения и перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов // Нефтяное хозяйство. – М., 2009. – № 3. – с. 88 – 91.
8. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для ВУЗов. – Москва: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2000. – 677 с.
9. www.oil-gas.ru

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

П.А. Кемерова

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

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

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

Проблемы идентификация и интерпретации нестационарных ГДИС

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

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

Проблемами существующих методов идентификации и интерпретации ГДИС являются:

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

2. Неустойчивость, низкая точность и несогласованность решений в системе «пласт–скважина». Неустойчивость и низкая точность решений часто проявляются в условиях малых выборок, когда по ряду технических причин, в том числе и в целях

сокращения времени простоя скважины, уменьшения потери добычи нефти, требуется прервать исследования. Отметим, что наиболее общим подходом к решению проблем обеспечения устойчивости, повышения точности, согласованности решений является предложенный в [2] метод интегрированных моделей, позволяющий объединить модели гидродинамических параметров исследуемой скважины, модели дополнительных априорных сведений и экспертные оценки о параметрах нефтяного пласта в единую систему моделей. Метод интегрированных моделей дает возможность комплексного решения проблем: обеспечение устойчивости, повышение точности, согласованности и оптимизации решений задач идентификации и интерпретации ГДИС.

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

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

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

Метод идентификация и интерпретации ГДИС по КВУ

В основе метода использована стохастическая интегрированная система моделей КВУ вида:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = f_3(\mathbf{b}_n, q_n^*) + \xi_n, \\ \bar{\mathbf{b}}_n = f_a(\mathbf{b}_n) + v_n, V_n^* = f_v(\mathbf{b}_n, q_n^*) + \eta_n, n = 1, 2, 3, \dots, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{3,n}^*, q_n^*$ – забойные давления и, соответственно, дебит, рассчитанные в текущий момент времени t_n на основе измеренных значений динамических уровней жидкости в скважине, f_3 – модель забойного давления, заданная с точностью до вектора параметров $\mathbf{b}_n = (\alpha_{1n}, \alpha_{2n}, \dots, \alpha_{mn})$, f_a, f_v – модели дополнительных априорных сведений о параметрах $\bar{\mathbf{b}}_n$ и накопленной продукции в стволе скважины после ее остановки V_n^* ; ξ_n, v_n, η_n – случайные величины, представляющие погрешности измерений гидродинамических параметров скважин, ошибки априорных данных, неточности моделей и т. п.

Предлагаемый метод идентификации и интерпретации ГДИС с учетом продолжающегося притока $q(t)$ и дополнительной априорной информации заключается в последовательном, по мере получения информации о забойном давлении $P_{3,n}^*$, дебите притока q_n^* , накопленной продукции в стволе скважины V_n^* , вычислении вектора оценок параметров \mathbf{b}_n (1) путем решения оптимизационной задачи

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

анализа точности полученных приближений и принятии решения о прекращении исследований. Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ – векторный показатель качества модели (1), состоящий из

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

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

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

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

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

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

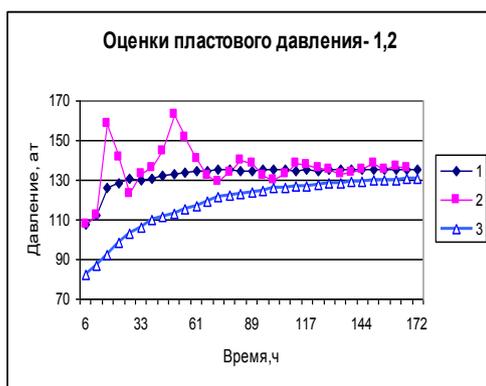


Рис.1 Оценки пластового давления с учетом притока (1 – метод АИ, 2 – метод НС, 3 – забойные давления)

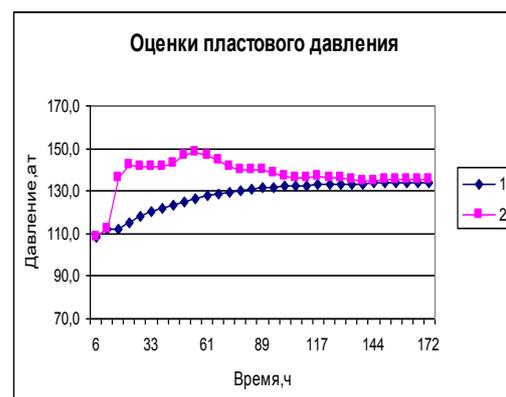


Рис.2 Оценки пластового давления без учета притока (1 – метод АИ, 2 – метод НС)

Литература

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

2. Сергеев П.В., Сергеев В.Л. Идентификация гидродинамических параметров скважин на неустановившихся режимах фильтрации с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – № 5. – С.156 – 161.
 3. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ И СВОЙСТВ НЕФТИ

Ф.С. Пракойо

Научный руководитель старший научный сотрудник Ю.В.Савиных
**Учреждение Российской академии наук Институт химии нефти СО РАН,
 г. Томск, Россия**

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки, во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет 25-45% [5]. Поэтому актуальной задачей остаётся подбор наиболее эффективных методов увеличения нефтеотдачи. На степень извлечения нефти влияет ряд факторов:

- свойства извлекаемой нефти – плотность, вязкость, содержание парафинов и смолисто-асфальтовых веществ;
- пластовые условия – температура, давление, газонасыщенность нефти;
- свойства пород коллектора – пористость, проницаемость, трещиноватость.

В настоящей работе проведено обобщение влияния этих факторов по выбору методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на примере промышленных и лабораторных испытаний технологий доизвлечения нефти в виде базы данных. В базу данных введены результаты применения МУН на 115 объектах 79 месторождений за 10 лет по России, США, Канаде и другим странам, где использовались МУН на месторождениях. База данных создана в программе Excel и снабжена поисковой системой, позволяющей проводить выделение и группировку необходимых параметров. Для примера, выбираем нефти с плотностью в пределах 830–870 кг/м³ и все типы пород пласта для подбора метода увеличения нефтеотдачи. В результате выборки методов по плотности нефти программой проведен отбор результатов испытания МУН на месторождениях (табл. 1). Для этого типа нефтей были использованы, в основном, методы полимер-гель [3] и водогазовый [2].

Таблица 1

Результаты выборки МУН для легких и средних нефтей с плотностью 830 – 870 кг/м³

Месторождение	Плотность, н.у., кг/м ³	Порода коллектора	Метод воздействия	Эффект применения
Ключевое (Краснодарский край)	832	Песчаник, алевролит	Водогазовый	КИН эффект 8%
Самотлорское, БВ ₁₀ (Западная Сибирь)	840	Песчаник	Водогазовый	КИН эффект 19%
South Cuyma, California, USA	863	Песчаник	Водогазовый	КИН эффект 3%
Ромашкинское (Д ₁)	864	Песчаник, алевролит, аргиллит	Полимер + гель	Дополнительная добыча нефти 33 тыс. т
Мармовичское, Беларусь	856	Карбонат	Гель	Дополнительная добыча нефти 194 тыс. т
Варьганское (пласты БВ ₆ , БВ ₈ ²)	832	Песчаник	Полимерный	КИН эффект 5,4%

Для легких и средних нефтей можно использовать любые МУН, так как они легко вытесняется из коллектора. Выбор конкретного метода будет определяться

свойствами пород коллектора. Подбор методов МУН для тяжелых и битуминозных нефтей с использованием базы данных и поисковой системы показал, что наибольший эффект дают тепловые методы, особенно для карбонатных коллекторов (табл. 2). По основным параметрам карбонатный коллектор часто бывает малопроницаемым, трещиноватым и содержат высоковязкую нефть. Из-за высокой вязкости этих нефтей затруднена их подвижность в трещинах и порах и, вследствие этого, неудовлетворительная эффективность извлечения. Ясно, что для ликвидации этой проблемы нужно применять термические методы для уменьшения вязкости нефти [4]. Для эффективного извлечения нефти вязкостью более 25–50 мм²/с требуется тепловое воздействие на пласты с целью снижения ее вязкости. При нагревании нефти от 20–25 до 100–120°С вязкость ее может снижаться с 500–1000 до 5–20 мм²/с [5], что позволяет достичь коэффициента извлечения нефти до 54%.

Таблица 2

Результаты выборки МУН для тяжелых и нефтябитуминозных нефтей с плотностью 870 и выше, кг/м³

Месторождение	Вязкость, мм ² /с	Порода коллектора	Применяемый метод	Эффект применения
Речицкое, Беларусь	54,3	Карбонат	Гель	Дополнительная добыча нефти 194 тыс.т
Волковское	15,9	Карбонат	Микробиальный	Дополнительная добыча нефти 6,2 тыс.т
Кулсары (Казахстан)	32,6	Песчаник, алевролит	Водогазовый	КИН эффект 8,5 тыс.т
Арланское, пласты С ₁ III – IV	24,2	Песчаник, алевролит	Полимер + гель (темпоскрин)	Дополнительная добыча нефти 1,4 тыс. т
Арланское, пласты С ₁ II – VI	30,3	Песчаник, алевролит	Силикатно-щелочное заводнение	Дополнительная добыча нефти 152,5 тыс.т
Москудынское, горизонт В–II–III	36,0	Карбонат	Пенные системы	Метод экономически нерентабелен
Vallecupa (Italia)	135,0	Карбонат	Закачка пара	Прирост нефтеотдачи 20%
Усинское (пермь–карбон)	710,0	Карбонат	Закачка пара	Прирост нефтеотдачи 25%
Усинское	755,0	Карбонат	Термохимический	КИН эффект 54%
Ikiztepe (Turkey)	936,0	Карбонат	Закачка пара	Прирост нефтеотдачи 20%

Таблица 3

Результаты выборки микробиального МУН для всех типов нефтей и коллекторов

Месторождение	Вязкость, н.у., мм ² /с	Порода коллектора	Эффект применения
Даган (залежь кондан), Китай	69,4	Песчаник	Дополнительная добыча нефти 102900 баррелей
Ключевское	0,66	Карбонат порово-кавернозный	Дополнительная добыча нефти 4,1 тыс. т
Коробское, малекесский горизонт	0,63	Песчаник полимиктового состава	Дополнительная добыча нефти 1,5 тыс. т
Волковское	15,9	Карбонат	Дополнительная добыча нефти 6,2 тыс.т
Арланское	15,0	Песчаник кварцевый, насыпная модель	Коэффициент вытеснения возрастает незначительно – на 1,7
Алехинское	12,3	Карбонат	Дополнительная добыча нефти 124 тыс. т

С использованием базы данных и поисковой системы можно решить обратную задачу – определить эффективность одного какого либо метода для разных ти-

пов нефти и коллекторов. Так, в поисковой системе базы данных выбираем микробиальный метод [1]. Полученные результаты приведены в таблице 3.

Как показывают полученные результаты, метод не обладает значительной эффективностью.

Анализ результатов промысловых испытаний и внедрений технологий повышения нефтеотдачи пластов в промышленности позволяет сделать заключение о слабой эффективности некоторых технологий. Это также отражено в базе данных по эффективности МУН в зависимости от свойств нефти и пород. Результаты работы могут стать основой для подбора МУН к применению на любом месторождении, где планируется использование технологий МУН. Так, для месторождения Каджи–Семога (Индонезия) по свойствам нефти и породы пласта проведен подбор перспективных методов увеличения нефтеотдачи – водогазовое воздействие и гель–технологии.

Литература

1. Алтунина Л.К., Сваровская Л.И., Овсянникова В.С. Микробиологические аспекты комплексного физико–химического метода увеличения нефтеотдачи // Нефтехимия. – М., – 2008. – №3. – С. 234 – 237.
2. Зацепин В.В., Максудов Р.А. Обзор современного состояния экспериментальных исследований технологий водогазового воздействия с отдельной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. – М., 2009. – №6. – С. 16 – 24.
3. Кушанский Д.А. Улучшение показателей разработки нефтяных месторождений при использовании полимерно–гелевых систем "темпоскрин" // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 2008. – №7. – С. 36 – 46.
4. Рузин Л.М., Урсегов С.О. Развитие тепловых методов разработки на пермо–карбоновой залежи Усинского месторождения // Нефтепромысловое дело. – М., 2004. – №4. – С. 37 – 41.
5. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П., Зискин Е.А., Малютина Г.С. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

А.И. Шаяхметов

Научный руководитель профессор А.И. Пономарев

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Россия**

Долговременный прогноз обводнения фонда добывающих скважин на месторождениях с достаточно активным проявлением водонапорного режима необходим при составлении проектов разработки с целью уточнения планируемых капиталовложений на бурение скважин, графика ввода их в эксплуатацию и определения эксплуатационных затрат на проведение работ по интенсификации добычи газа из обводняющихся скважин, переносу интервалов перфорации и других работ, направленных на регулирование разработки и обеспечение высокой газоотдачи пластов. **Схематизация сеноманской залежи Ямбургского месторождения**

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, в пределах которого выделяются Ямбургское куполовидное поднятие и харвутинский вал. Месторождение имеет вытянутую форму и обладает в своей структуре двумя локальными поднятиями – Ямбургским и Анерьяхским.

Для дальнейшего исследования была выбрана Ямбургская площадь.

В рамках данной методики мы можем выполнить два предположения (рис. 1). Центральный купол может быть рассмотрен, как:

- полосообразный пласт шириной 41,2 км и длиной 34,3 км. Пластовая вода движется от контура питания к галереям скважин, причем расстояние от центра пласта до контуров питания равно 17,1 км;
- круговой пласт с радиусом 21,7 км, внедрение воды происходит радиально к круговым батареям скважин.

При выборе размеров было учтено, что площадь и поровый объем предложенного полосообразного и кругового пласта равны и максимально приближены к настоящим параметрам Ямбургской площади.

Построение слоистой модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения

В большинстве известных аналитических методов гидродинамических расчетов показателей разработки неоднородных залежей углеводородов при водонапорном режиме [2, 4] наиболее полно учитывается характер и степень изменчивости только основных параметров пласта. К числу таких параметров, в первую очередь, относится проницаемость, так как замена спектра проницаемости в расчетах ее средним значением приводит к наибольшим погрешностям при определении закономерностей обводнения залежи, по сравнению с осреднением пористости и толщиной пласта. Поэтому в качестве базовой модели обычно рассматривается детерминированная или вероятностная схема неоднородного по проницаемости пласта с некоторыми средними значениями эффективной толщины, пористости, начальной насыщенности и т.д. [4].

Рассмотрим внедрение воды в полосообразный газоносный пласт, представленный совокупностью пропластков различной проницаемости (при этом значение проницаемости изменяется от определенного минимального значения до максимального), которые прослеживаются на значительных расстояниях [2]. Будем считать, что изменчивость проницаемости пропластков по объему залежи пластового типа, описывается логарифмически–нормальной функцией распределения $F(x)$ [1]:

$$F(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - \ln \varepsilon}{\sqrt{2}\sigma} \right) \right],$$

где σ – среднее квадратичное отклонение; ε – математическое ожидание; x – отношение проницаемости пропластка к средней проницаемости пласта.

Правомерность построения слоистой модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения с наличием газодинамической связи между прослоями в газоносной области подтверждается данными ее геологического строения и эксплуатации.

Теоретический расчет внедрения воды в пласт в области Ямбургской площади

Слоистая модель Ямбургской площади была приведена в соответствие с особенностями геологического строения (рис. 2), конфигурации границ залежи и преоб-

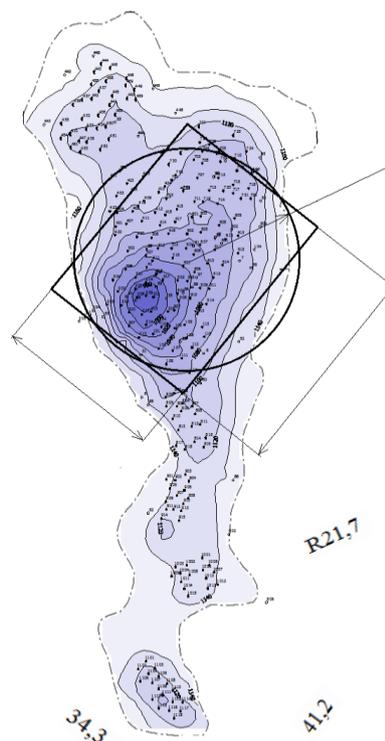


Рис. 1 Схематизация Ямбургского месторождения

ладающих геометрий фильтрационных потоков, расположения на площади газонасыщенности зоны разбухания добывающих скважин и т.д.

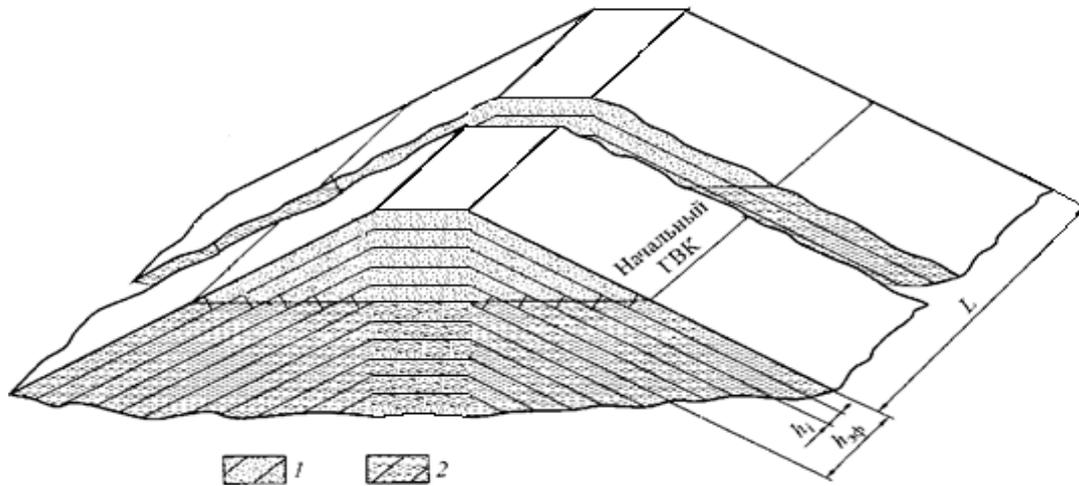


Рис. 2 Слоистая модель сеноманской залежи Ямбургского месторождения

1 – газонасыщенный коллектор; 2 – водонасыщенный коллектор

Итак, определим, какое количество воды внедрится в пласт, и как будет меняться средневзвешенное по газонасыщенному объему пласта давление за первые 13 лет разработки месторождения для трех различных вариантов конкретного расположения пропластков относительно друг друга:

- пропластки расположены упорядоченно в порядке возрастания их проницаемости от подошвы к кровле пласта;
- пропластки расположены в случайном порядке;
- пропластки расположены упорядоченно в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта.

При этом для каждого отдельного варианта рассмотрим случаи схематизации купола в виде кругового и полосообразного пласта, с наличием газодинамической связи между прослоями в газонасыщенной области и ее отсутствием.

Мы располагаем фактическими данными обводнения пласта. Появляется возможность определить, какая из предложенных схем ближе к действительной геометрии залежи.

Расчеты проведены в программе Turbo Pascal. Из полученных результатов определили, что геометрия Ямбургской площади более приближена к круговому пласту радиусом 21,7 км с

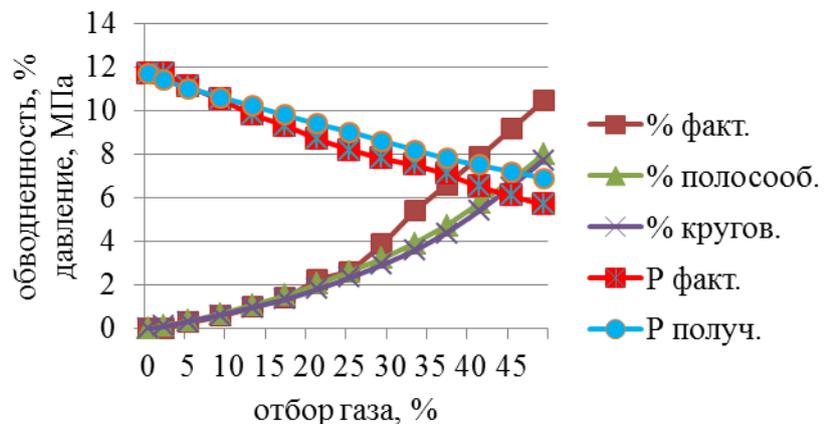


Рис.3 Графики зависимостей $\tau_{кр}(t)$, $\tau_n(t)$, $\tau_{дейст}(t)$, $P_{факт}$ и $P_{пол}$ с осредненными значениями

расположением пропластков в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта.

Для полученной геометрической модели залежи были осреднены результаты в случаях, когда в газоносной области между прослоями существует или отсутствует газодинамическая связь. Результаты расчетов обводнения пласта приведены в табл. 1 и рис. 3.

Таблица 1

Результаты расчетов обводнения пласта с осредненными значениями

Год	Процент обводнения залежи, %			Давление, МПа	
	фактический	расчетное значение для модели залежи		фактическое	расчетное для полоsoобразной модели залежи
		полоsoобразной	круговой		
1987	0,00	0,00	0,00	11,7	11,7
1988	0,01	0,14	0,12	11,7	11,4
1989	0,30	0,35	0,31	11,1	11,0
1990	0,58	0,67	0,60	10,5	10,6
1991	0,99	1,07	0,95	9,8	10,2
1992	1,40	1,52	1,36	9,3	9,8
1993	2,26	2,04	1,83	8,7	9,4
1994	2,62	2,60	2,35	8,2	9,0
1995	3,87	3,22	2,93	7,8	8,6
1996	5,40	3,89	3,57	7,5	8,2
1997	6,60	4,71	4,37	7,1	7,8
1998	7,86	5,74	5,41	6,5	7,5
1999	9,16	6,79	6,48	6,1	7,2
2000	10,46	7,97	7,72	5,7	6,9

Расчет обводнения фонда добывающих скважин

Как только геометрические характеристики пласта найдены, возникает обратная задача – прогноз дальнейшего обводнения скважин по полученной схеме продуктивного пласта.

Используя полученные в предыдущих частях данные, составим карту перемещения газовой контактной поверхности для геометрических форм Ямбургской площади приближенных к круговому пласту радиусом 21,7 км с расположением пропластков в порядке убывания их проницаемости от подошвы к кровле пласта. Результаты расчетов изображены на рис. 4.

На карте разработки условно выделим пять круговых батарей скважин изображенных на рис. 5, с радиусами соответственно 9; 7; 5; 3 и 1 км.

По данным на 01.01.2001 на Ямбургской площади расположено 707 добывающих скважин. При равномерном распределении их в зоне разбуривания, получаем, что на батарею радиусом 9 км приходится 259 скважин, 7 км – 196 скважин, 5 км – 140 скважин, 3 км – 84 скважины, 1 км – 28 скважин. Ме-

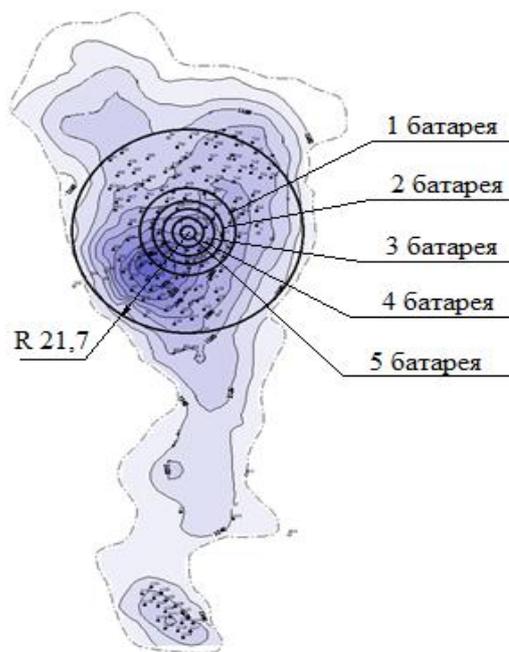


Рис. 5 Условно выбранные батареи Ямбургской площади

тодика расчета, в данном случае, следующая: если на батарее обводнено n -ое количество пропластков, то можно найти суммарную обводнившуюся долю толщины залежи, зная вероятность перфорации для пропластков (для удобства вероятность вскрытия для всех пропластков примем одинаковой и равной $\gamma=0,33$) и зная количество скважин в батарее можно рассчитать число обводнившихся скважин.

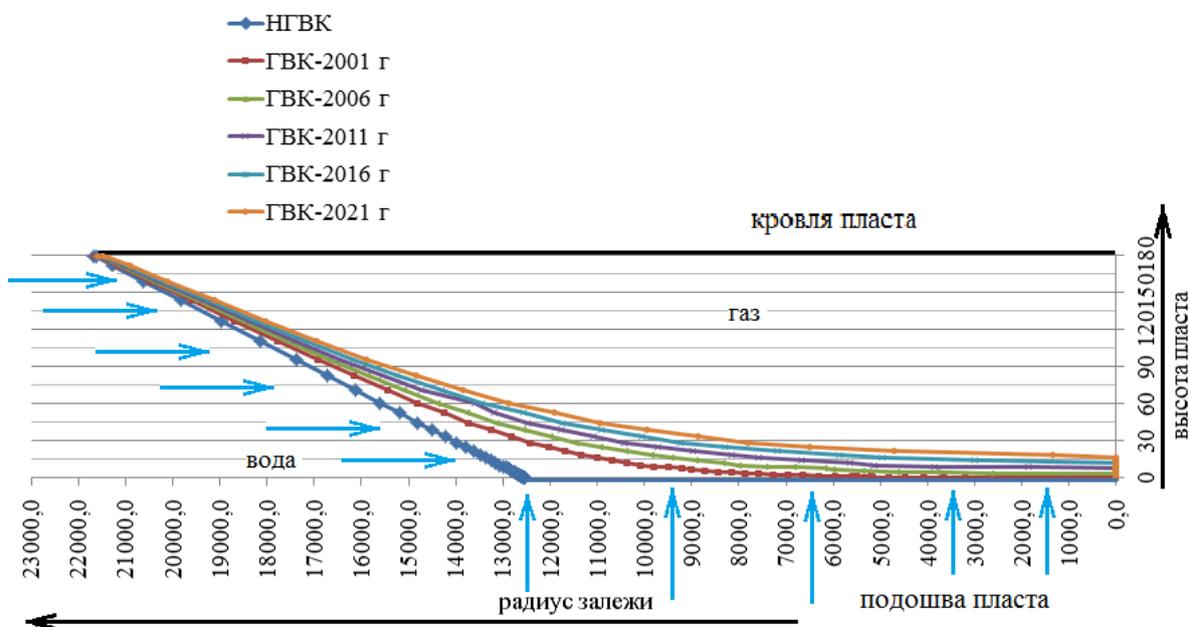


Рис. 4 Динамика подъема ГВК по годам разработки для круговой формы залежи

Результаты расчета для всей Ямбургской площади для определенных интервалов времени приведены в табл. 2 и рис. 6. Нам даны фактические данные обводнения скважин по районам установок комплексной подготовки газа на геолого-математической модели сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Появляется возможность сравнить полученные данные с фактическими.

Таблица 2

Прогноз обводнения эксплуатационных скважин

Годы	1987	2001	2006	2011	2016	2021
Годы разработки	0	14	19	24	29	34
Количество обводнившихся скважин по данным ДООА «Газпромгеофизика»	0	3	8	22	33	39
Количество обводнившихся скважин по результатам расчетов	0	5	12	21	29	36

Таким образом, была достигнута поставленная цель – спрогнозировать обводнение фонда добывающих скважин на месторождении.

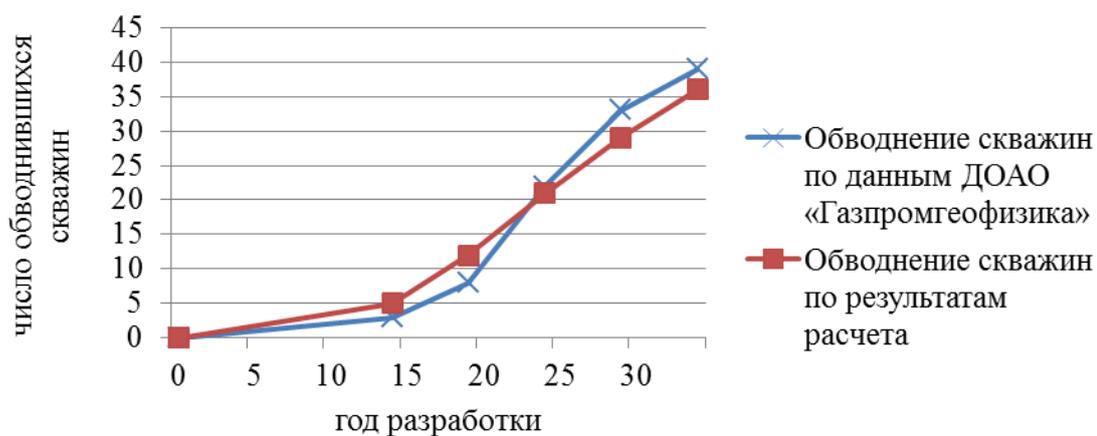


Рис. 6 Количество обводнившихся скважин в зависимости от года разработки

Литература

1. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов В.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. – М.: Недра, 1976. – 285 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
3. Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто–неоднородных коллекторах. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. – 236 с.
4. Пономарев А.И. Разработка газоконденсатных месторождений в низкопроницаемых пластах. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 270 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 8

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

АСПИРАНТЫ

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ТВЕРДЫХ ТЕЛ И ГОРНЫХ ПОРОД

А. В. Епихин

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Тема научной работы «Исследование влияния параметров режима бурения на амплитудно-частотные характеристики релаксационных токов, генерируемых на забое скважины» неразрывно связана с электромагнитным излучением, релаксационными токами, которое генерируется в процессе разрушения горных пород бурением. Чтобы более качественно интерпретировать полученные в результате экспериментов данные необходимо осознавать физическую природу этих явлений. В рамках данной статьи предполагается осветить результаты литературного анализа механизмов генерации электромагнитных явлений при разрушении горных пород.

Первоначально следует уделить внимание тем факторам, которые оказывают влияние на разрушение горной породы бурением.

Бурение – это процесс сооружения горной выработки цилиндрической формы — скважины, шпура или шахтного ствола — путём разрушения горных пород на забое. Бурение осуществляется, как правило, в земной коре, реже в искусственных материалах (бетоне, асфальте и др.). В ряде случаев процесс бурения включает крепление стенок скважин обсадными трубами с закачкой цементного раствора в кольцевой зазор между обсадной колонной и стенками скважин [1].

При сооружении скважин на нефть и газ в основном применяется механическое вращательное бурение, которое можно охарактеризовать, как процесс деструкции горной породы, при котором на нее действуют различные нагрузки. Среди них можно выделить:

1. Механические (взаимодействие породоразрушающего инструмента и горной породы);
2. Термические (явления выделения тепла на контакте вооружения породоразрушающего инструмента и горной породы);
3. Гидравлические (статическое и динамическое давления промывочной жидкости);
4. Химические (взаимодействие горных пород, породоразрушающего инструмента, насыщающего флюида и промывочной жидкости).

Варианты механического воздействия на горную породу при бурении весьма разнообразны. Характеризующими чертами бурения является цикличность и динамичность подачи нагрузки. Выделяются следующие механизмы разрушения горных пород на забое: дробление, скалывание, истирание, резание. Причем эти механизмы могут проявляться в различных сочетаниях друг с другом в зависимости от свойств разрушаемых горных пород, используемого породоразрушающего инструмента и условий бурения в целом [2]. При оценке любого из механизмов разрушения необходимо учитывать, как величину зоны эффективного разрушения горной породы, так

и изменение напряженно-деформированного состояния близлежащих участков горной породы.

В [3] показано, что на контакте вооружения долота и горной породы помимо механических взаимодействий имеют место и термические явления. Так при использовании шарошечного долота температура на контакте достигает 800-850 °С, а при использовании лопатных и алмазных долот – свыше 1000 °С.

Состояние промывочной жидкости на забое, характеризующееся величиной гидростатического и гидродинамического давлений, также влияет на изменение напряженно-деформированного состояния породы. Причем степень оказываемого влияния зависит от глубины проникновения фильтрата бурового раствора в породу забоя, которая может составлять от единиц миллиметров до нескольких сантиметров (в зависимости от типа используемой промывочной жидкости). Проникновение фильтрата промывочной жидкости в зону трещинообразования под зубцом долота приводит к перераспределению напряжений [4].

Химические факторы преобладают во всей призабойной зоне и в скважине в целом. Они отражаются в химических реакциях на контактах «долото - горная порода», «горная порода - буровой раствор», «буровой раствор - долото», «фильтрат бурового раствора – флюид, насыщающий горную породу».

Известно, что массив горных пород при изменении напряженно-деформированного состояния может генерировать электромагнитное излучение. Следовательно, можно предположить, что все вышеуказанные факторы могут в той или иной степени являться причиной его возникновения.

Рассматривая механизмы генерации электромагнитного излучения при деформационном и деструктивном воздействии на твердое тело, предложенные учеными по результатам проведенных экспериментов, можно классифицировать их следующим образом [5]:

- Заряжение трещины при статически неравномерном распределении заряженных элементов структуры по объему материала;

Множество трудов посвящено появлению зарядов из-за неравномерного распределения ионов по объему материала [6], а также наличием дефектов и их скоплениями. Следовательно, кристалл еще в статическом положении неравномерно заряжен, что будет причиной подобного заряжения противоположных граней трещины. Логично, что неравномерность распределения заряда на гранях будет обуславливать сигналы с различной амплитудой. Существуют предположения, что основным генератором заряда является вершина трещины, а характеристики сигнала отражают ее кинетику [5].

- Зарядка при направленном перемещении дислокаций;

Механизм объясняется тем, что при приложении механического поля дислокация начинает направленно двигаться [7, 8] и захватывать заряды, скапливающиеся в дефектах, а затем переносят эти заряды на грани трещины. Тип и концентрация дефектов влияют на величину заряда на гранях. Данный подход легко объясняет изменение проводимости деформируемых кристаллов [8-9], повышенную заряженность в местах с локализованным скольжением [10-11], а также влияние на электропроводность и зарядку примесей [8-9], температуры, размеров образцов, скорости и способов деформирования [8-12]. Разная степень заряженности граней еще раз подтверждает несимметричность распределения заряда в кристалле. При этом дислокационный механизм не может объяснить причины заряжения аморфных материалов, ограничения подвижности дислокаций у граней трещины, возникновение устойчивых потенциалов при циклическом деформировании.

- Эмиссия электронов и зарядка поверхности;

При развитии трещины и скоплении зарядов на ее бортах свободные электроны покидают ее поверхность и, в результате туннельного эффекта и других механизмов, будут ускоряться в полости трещины до энергий 10^4 - 10^5 эВ [13-14]. Также возможна зарядка бортов трещины за счет самой эмиссии – электроны сталкиваются и попадают обратно на стенки, заряжая их [14]. Логично, что в момент разрушения поток электронов должен быть максимальным [14-16].

- Поляризационные явления в диэлектриках при ударном нагружении;

Возникновение поляризации диэлектриков было обнаружено еще в 50-х годах и объяснялось реакцией материала на прохождение ударной волны [17]. В кристаллах на фронте ударной волны может происходить смещение катионов относительно анионов, а также точечных дефектов [17]. В полимерах это явление связывают с ориентацией в направлении волны – полярных молекул и звеньев [18-19].

Учитывая специфику разрушения горных пород бурением, следует рассмотреть механизмы генерации электромагнитного излучения при нагревании твердых тел.

Сальниковым была предложена следующая классификация [20]:

- Адгезионно-когезионные процессы;

Возникновение электромагнитного излучения может быть связано с термоупругими напряжениями [21], изменение объемов кристаллов при фазовых переходах [21], в результате повышения давлениях в порах с газовой-жидкими включениями, при дегидратации и декрепитации [22], кристаллизации материала из жидкости. При изменении температуры многокомпонентных систем возможно образование ДЭС в поверхностных слоях некоторых кристаллов, разрушение которых может привести к электромагнитному импульсу [23].

- Флуктуационные процессы;

Сделаны предположения, что выделение запасенной энергии при нагревании тела в виде электромагнитного излучения происходит, как результат флуктуаций дислокаций и рекомбинации дефектов [21].

Помимо тепловых и механических причин генерации электромагнитного излучения важно выделить геохимические процессы, предположения о существовании которых в недрах земли высказал в своих работах Хайретдинов [24].

Под основой предлагаемого информационного канала связи с забоем скважины следует не само электромагнитное излучение, при нагревании, механическом или химическом воздействии, а образующиеся впоследствии релаксационные токи. Возможны следующие виды релаксации заряда с бортов трещины:

- а) во время пробоя газового промежутка трещины;
- б) за счет эмиссии электронов с борта трещины;
- в) релаксация вследствие стекания заряда к устью трещины путем объемной или поверхностной проводимости.

В целом, следует отметить, что именно релаксационные токи призваны стать основой нового информационного канала связи с забоем скважины в процессе бурения в независимости от первичного механизма генерации электромагнитного излучения. Но, как бы то ни было, оценка начального механизма генерации несет в себе важнейшую фундаментальную значимость. Следовательно, исследования в данном направлении должны занимать свое законное место в рамках научной работы.

Литература

1. Большая Советская Энциклопедия: В 30 т. / гл. ред. А.М. Прохоров. - М.: Советская энциклопедия, 1970 - Т. 2 – 640 с.
2. Евсеев, В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие. – Томск : Изд-во ТПУ, 2008. – 151 с.
3. Лукаш, В.А., Ольчик, О.Я. Измерение температуры в зоне контакта твердосплавного инструмента с породой // Горный породоразрушающий инструмент: Сб. науч. тр. – Киев, 1966 – С. 186-190.
4. Чубик, П.С. Квалиметрия буровых промывочных жидкостей: Учебное пособие. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 300 с.
5. Малышков, Ю.П. Диагностика разрушения твердых тел по характеристикам электромагнитной эмиссии: дисс...к-та тех. наук: 05.11.13. / Малышков, Юрий Петрович - Томск, 1986. – 196 с.
6. Мецик, М.С. Физика расщепления слюд. – Иркутск: Вост-Сиб. кн. изд., 1967. – 280 с.
7. Богданов, Ю.А., Воронин, В.И., Уваров, В.Н., Черняков, А.М. Электромагнитное проявление структуры недр // Геофизический журнал. – М., 2003. - №4. - С. 117-124.
8. Caffin, J.E., Goofellow, J.L. Electrical effects produced by plastic deformation in sodium chloride crystals // Phil. Mag. – 1962.. - no.7. - P. 1257-1262.
9. Урусовская, А.А. Электрические эффекты, связанные с пластической деформацией ионных кристаллов // Успехи физических наук. – М., 1968. - т.96. - вып.1. - С. 39-60.
10. Johnston, W.E. Effect of Plastic Deformation on the Electrical Conductivity of Silver Bromide // The Physical Review. – 1955. - vol.98. - no.6. - P. 1777-1786.
11. Fishback, D.B., Nowick, A.S. Deformation-Induced flow charge flow in NaCl Crystals // The Physical Review. – 1955. - vol.99. - no.4. – P. 1333-1334.
12. Whitworth, R.W. Charged dislocations in ionic crystals // Advances in Physics. – 1975. - vol.24. - no.2. - P. 203-204.
13. Дерягин, Б.В., Кротова, Н.А., Смилга, В.П. Адгезия твердых тел.– М: Наука, 1973. – 280 с.
14. Хрусталева, Ю.А. Исследование энергии электронов высоких энергий при нарушении адгезионного контакта и разрушении твердых тел: Автореф. дисс... канд. химич. наук: 04.12.11. – Москва, 1978. – 22 с.
15. Кротова, Н.А., Карасев, В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклад АН СССР. – М., 1953. – т.92, – № 3. – С. 607-610.
16. Воллбрандт, И., Хрусталева, Ю.А., Линке Э. Генерирование электронов высоких энергий при разрушении твердых тел // Доклад АН СССР. – М., 1975. – т.225, № 2. – С. 313-316.
17. Минеев, В.Н., Иванов, А.Г. ЭДС, возникающая при ударном сжатии вещества // Успехи физических наук. – 1976. - т.119. - вып.1. – С. 75-109.
18. Гудь, В.Е., Лушейкин, Г.А., Догадкин, Б.А. Исследование электрических зарядов, возникающих при деформации полимеров // Доклад АН СССР. – М., 1963. - т.149. - №2. – С. 302-304.
19. Корнер, С.Б. Оптическое исследование свойств ударносжатых конденсированных диэлектриков. // Успехи физических наук. – 1968. - т.94. - вып.4. - С.641-688.
20. Сальников, В.Н.. Электрические и электромагнитные явления при термовозбуждении минералов и горных пород: дисс...д-ра геол.-мин. наук: 04.00.20. / Сальников, Владимир Николаевич. - Томск, 1995. – 573 с.
21. Воробьев, А.А., Сальников, В.Н., Заверткин, С.А. Регистрация электромагнитных импульсов при полиморфных превращениях кварца. // Известия ВУЗов, Физика. – М., 1975. - №8. - С. 90-95.
22. Воробьев, А.А., Завадовская, Е.К., Сальников, В.Н. Исследование радиоизлучения, вызванного нагреванием слюды в вакууме // Тез. докл. IV Всес. Симпоз. по механоэмиссии и механохимии твердых тел. - М: Наука. – 1973. - С. 72-73.
23. Воробьев, А.А., Заверткин, С.А., Кочербаев, Г.С., Сальников, В.Н., Молдокматов, О.Г. Исследование электрических, электромагнитных и акустических эффектов в двухкомпонентных смешанных кристаллах NaCl-KCl. // Известия ВУЗов. – М., 1977. – т.212. – С. 105-111.
24. Хайретдинов, И.А. Основы электрогеохимии литогенеза и гидротермального процесса. / М: Наука, 1982. – 264 с.

**ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЯЗИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД С
ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ, ГЕНЕРИРУЕМОЙ ПРИ
РАЗЛИЧНОМ СИЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ**

А. В. Ковалев

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев

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

Явление электромагнитной эмиссии (ЭМЭ), открытое в начале 60-х годов прошлого столетия, на сегодняшний день имеет огромную область практического применения. Одним из плохо изученных, но перспективных способов применения ЭМЭ является определение геологического разреза скважины в процессе бурения.

Известно, что зарождение трещины в горной породе приводит к выделению энергии, что проявляется в экспериментально зарегистрированных эффектах выхода летучих продуктов разрушения, тепловой, электромагнитной и акустической эмис-

сии [14]. Таким образом, эмиссионные методы позволяют судить о фактическом сопротивлении горных пород при их разрушении, оценивать их прочностные свойства.

В данной работе рассмотрены основные исследования, указывающие на связь между прочностью минералов, горных пород и различных материалов на характеристики ЭМЭ, генерируемой при силовом воздействии, в частности, при разрушении бурением.

Одно из первых исследований по оценке влияния прочности нагружаемых тел на количество возникающих импульсов электромагнитной эмиссии было проведено Гольдом Р.М. и др. в работе [3], где образцы минералов и горных пород подвергались одноосному сжатию. Было определено, что зарегистрированный электромагнитный сигнал уменьшается в ряду кварц-плагиоклаз-ортоклаз, что объясняется уменьшением энергии кристаллической решетки этих минералов. Также было установлено, что чем больше зернистость горной породы, тем больше возникающий электромагнитный сигнал. Это объясняется тем, что в крупнозернистых образцах образование трещин происходит по зернам, а не по их границам, как в мелкозернистых. Авторы сделали вывод, что количество импульсов электромагнитной эмиссии горных пород зависит от их состава и структурно-текстурных особенностей.

В работе [4] Дмитревского В.С. и Корниловой Л.Н. проведено исследование количества электромагнитных импульсов, возникающих при изгибном разрушении некоторых твердых диэлектриков. Было установлено, что при возрастании электрической и механической прочности твердых тел интенсивность ЭМС возрастает. Одним из интересных результатов является независимость числа разрядов от природы разрушаемых связей (ионная, ковалентная).

Егоровым и др. в [8] образцы горных пород подвергались одноосному сжатию с одновременной регистрацией возникающей электромагнитной эмиссии. В работе была обнаружена связь между крепостью горной породы и суммарным импульсом ЭМЭ. В ряду сланец-песчаник-гранит-периодит-диабаз наблюдается увеличение величины электромагнитной эмиссии. Очередной раз подтвердилось, что большее количество импульсов излучают более прочные горные породы.

Электромагнитную эмиссию при царапании впервые наблюдали Беляев Л.М. и Мартышев Ю.Н. в [1]. Позже в работе [2] Воробьев А.А., Чаусов В.М. и Гордеев В.Ф. обнаружили, что при царапании алмазной пирамидкой образцов неорганического стекла, фтористого лития, хлористого натрия, кварца, полевого шпата и флюорита число генерируемых импульсов и их амплитуда увеличивается с увеличением твердости тела. Причем при царапании кварца эти импульсы в 2-3 раза превышали параметры, определяемые при царапании других материалов. Авторы предположили, что это связано с тем, что кварц практически не имеет плоскостей спаянности, а также хрупко разрушается (выкалывается) при царапании. Полученные результаты позволили авторам предложить метод регистрации ЭМС для оценки твердости поверхности тел.

В работе [7] при разработке косвенного способа оценки напряженного состояния горного массива, основанного на регистрации электромагнитного излучения в диапазоне видимого света, сопровождающего одноосное сжатие образцов горных пород, показано, что световая активность образцов растет с увеличением их твердости и прочностных характеристик.

В диссертации Малышкова Ю.П. [11] наиболее систематизировано и полно изучена связь характеристик ЭМЭ с прочностью материалов. Доказано, что амплитуда и интенсивность электромагнитного сигнала, которая зависит от силы разры-

ваемых связей и энергии решетки, увеличивается с ростом прочности материала. Важным фактом является то, что при действии малых нагрузок интенсивность эмиссии уменьшается с ростом прочности материала, а при действии нагрузок, соответствующих моменту разрушения - увеличивается. Автор поясняет это тем, что разрушение при действии нагрузки начинается при достижении нагрузок, достаточных для развития нарушения («стартовые напряжения»). Именно поэтому в менее прочных материалах эмиссия возникает при меньших нагрузках, а в прочных материалах разрушение еще не происходит.

Также в исследованиях Малышкова Ю.П. была показана связь между хрупкостью материалов и их способностью генерировать ЭМЭ. Установлено, что хрупкие тела генерируют импульсы даже при малых нагрузках, а при увеличении пластичности материалов снижается их эмиссионная способность. Это указывает на то, что источниками эмиссии являются процессы микрорастрескивания материалов.

При одноосном сжатии кубических образцов горных пород в [13] при анализе генерируемой при этом акустической и электромагнитной эмиссии обнаружено, что горные породы с одинаковой прочностью обладают разными способностями к генерированию электромагнитной эмиссии. Также исследование показало, что чем прочнее образец горной породы, тем раньше появляются импульсы электромагнитной эмиссии, что противоречит результатам Малышкова Ю.П.

Фурса Т.В. в [15] исследовала амплитуду ЭМЭ при динамическом возбуждении от прочности асфальтобетона. По одному из трех партий образцов асфальтобетона, отличающимся процентным содержанием компонентов, производился удар, а с его боковой поверхности регистрировался электромагнитный сигнал. Отмечено, что результаты, полученные на трех партиях образцов, отличающихся составом, ложатся на одну и ту же зависимость. Следовательно, возникающая ЭМЭ связана не столько с составом материала, сколько с несовершенством его структуры и прочностными свойствами.

На основании рассмотренных выше работ можно сделать вывод о возможности применения метода регистрации ЭМЭ при бурении скважин. Однако прочностные характеристики горных пород зависят от вида силового воздействия, поэтому важное значение имеют исследования, проводимые непосредственно в процессе бурения. Так, вероятно первыми, Кривошеевым, Нейштетером, Лариным и Гордеевым в [9,12] проводилось алмазное бурение без промывки, так как промывочная жидкость экранировала внешнее электромагнитное поле. Результаты этих работ также показали прямую связь между сигналом ЭМЭ и прочностью горных пород.

В работе [10] был проведен корреляционный анализ энергии спектра ЭМС, генерирующийся при разрушении горных пород во время бурения с их физико-техническими свойствами. В результате анализа установлено, что энергия спектра ЭМС имеет статистически значимую положительную корреляцию с твердостью по штампу, пределом упругости, коэффициентом динамической прочности, удельной контактной работой разрушения и жесткостью. Важно отметить, что наиболее тесную положительную линейную связь с энергией ЭМС имеет твердость по штампу, а линейная корреляция между энергией ЭМС и коэффициентом абразивности и категорией по буримости отсутствует. Автор объясняет это тем, что количественные характеристики электромагнитной эмиссии определяются энергией разрываемой при разрушении межатомной (межмолекулярной) связи. Таким образом, характеристики ЭМИ являются точными показателями прочности, твердости и других параметров сопротивляемости разрушению.

В работе [5] проводилось резание 9 горных пород с одновременной регистрацией импульсного электрического тока в присутствии промывочной жидкости с помощью замкнутого электрического контура «образец горной породы - режущий инструмент - буровой станок - образец горной породы». Результаты, представленные на рис. 1, иллюстрируют связь импульсного тока с типом горных пород. Авторами делается вывод, что путем измерения импульсного тока через режущий инструмент можно контролировать геологический разрез и процессы разрушения горных пород при бурении скважин.

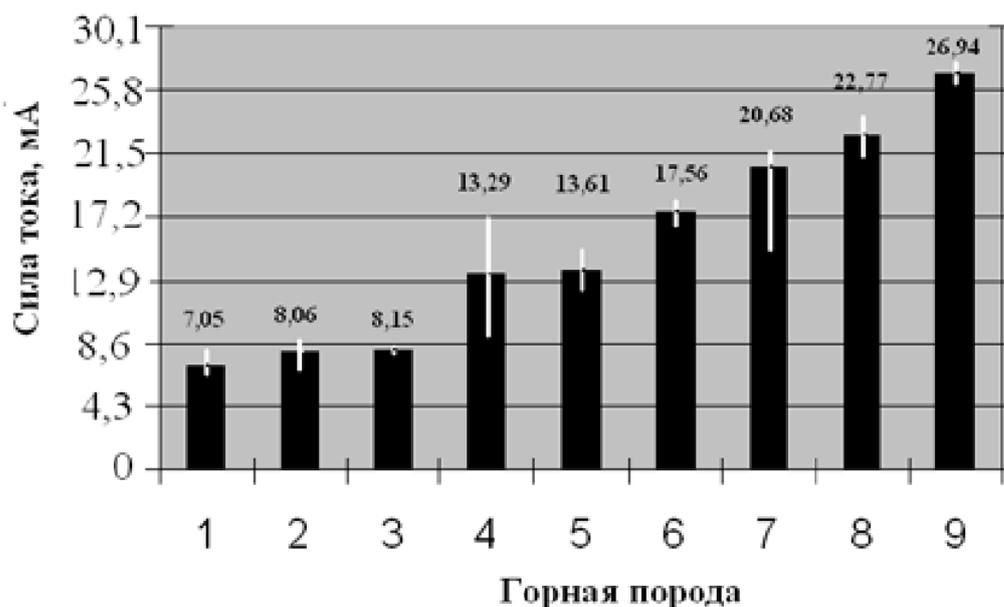


Рис. 1. Гистограмма эффективной силы импульсного тока при резании различных горных пород:

1) переслаивание алевролита и гидрослюды; 2) крупнозернистый алевролит; 3) глина; 4) среднезернистый песчаник с высоким содержанием крупнозернистого материала, глинисто-гидрослюдистый цемент; 5) крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым цементом; 6) крупно-среднезернистый песчаник с кальцитовым и кварцевым цементом; 7) гранит; 8) мелкозернистый песчаник с кальцитовым цементом; 9) гранит с кальцитом в трещинах

В отчете [6] приведены результаты полевых исследований Евсеева В.Д., Самохвалова М.А., Петухова М.В. на Игольско-Таловом месторождении Томской области. Целью исследований была разработка методики и макета аппаратуры контроля разрушения горных пород бурением путем записи и анализа токов, протекающих через бурильную колонну с границы раздела: буровой инструмент-порода. Как можно заметить на рис. 2, в нефтенасыщенном интервале наблюдается резкое возрастание электрических токов по абсолютной величине, причиной которого может быть влияние электроизолирующих свойств нефти, усиливающих электрические явления на забое. Отмечается также резкий рост отрицательных значений медленного тока при переходе от глин куломзинской свиты к аргиллитам баженновской свиты, что связывается с большей прочностью аргиллитов.

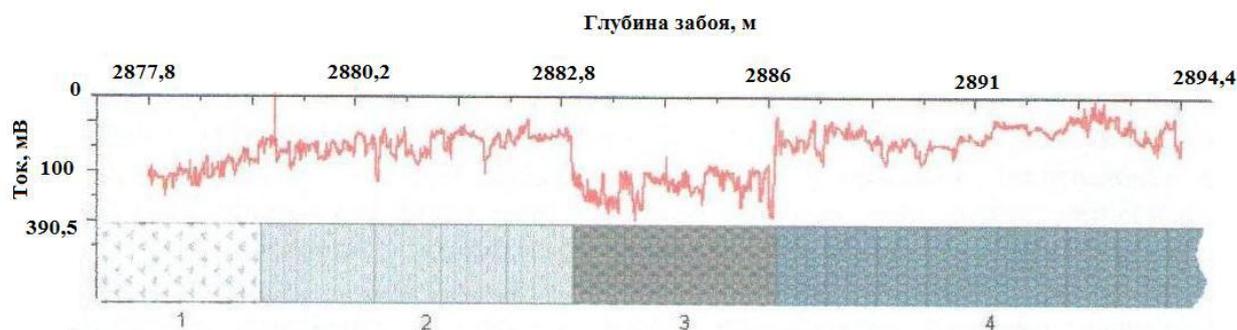


Рис. 2. Влияние нефтенасыщенности на величину импульсных токов:

1 - глина; 2 - аргиллит; 3 - нефтенасыщенная часть; 4 - волонасыщенная часть.

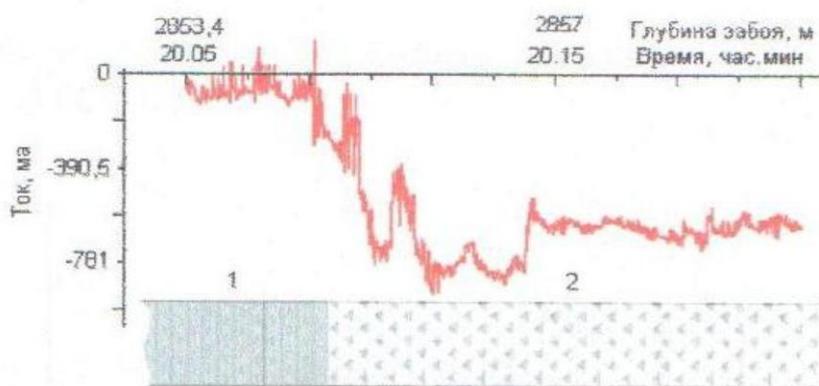


Рис. 3. Изменения медленного тока при вскрытии контакта глин и аргиллитов: 1-глина; 2-аргиллиты.

Основные выводы:

1. Доказана тесная связь между прочностью материалов и характеристиками ЭМЭ. Причем это объясняется ростом энергии кристаллической решетки и силы разрываемых связей.

2. Характеристики ЭМЭ зависят не только от фактической прочности, но и от состава материала и несовершенства его структуры.

3. В экспериментах с измерением ЭМЭ при бурении кроме типа, состава и свойств горных пород необходимо учитывать влияние параметров режимов бурения, электропроводности и температуры материалов, электрокинетического потенциала среды и др.

4. По характеристикам ЭМЭ, регистрируемых в процессе бурения, можно контролировать геологический разрез и процессы разрушения горных пород при бурении скважин.

Литература

1. Беляев Л.М., Мартышев Ю.Н. О свечении при царапании кристаллов фтористого лития//Кристаллография. – М., 1964. – Т.9. – Вып.1. – С.117-119.
2. Воробьев А.А., Чаусов В.М., Гордеев В.Ф. Импульсное радиоизлучение при царапании некоторых диэлектрических материалов//Изв.высш.учеб.заведений. Физика. – М., 1977. №10. – С.126-128.
3. Гольд Р.М., Марков Т.П., Могила П.Г., Самохвалов М.А. Импульсное электромагнитное излучение минералов и горных пород, подвергнутых механическому нагружению//Изв.АН СССР. Физика Земли. – М., 1975. – №7. – С.109 – 111.
4. Дмитриевский В.С., Корнилов Л.Н. Частичные разряды при механическом разрушении твердых диэлектриков//Изв.Томского политехнического института. – Томск, 1975. – Т.222. – С.12-15.
5. Евсеев В.Д., Петухов М.В., Самохвалов М.А. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о свойствах горных пород//Известия ТПУ. – Томск, 2005. – Т.308. – №6. – С.39-43.

6. Евсеев В.Д., Самохвалов М.А., Петухов М.В. Отчет по НИР «Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горных пород при бурении скважин». – Томск: Изд-во ТПУ. – 2006. – 50 с.
7. Егоров П.В., Денисов А.С., Минаев С.М. Трибололюминесцентный способ оценки напряженного состояния горного массива//Геофизические способы контроля напряжений и деформаций. – Новосибирск: Изд-во ИГД СО РАН СССР. – 1985. – С.35-40.
8. Егоров П.В., Корнейчиков В.П., Корнейчикова Н.М., Поляков А.Н. К прогнозу удароопасности горных пород методом счета импульсного электромагнитного излучения//Измерение напряжений в массиве горных пород. – Новосибирск: Изд-во ИГД СО АН СССР, 1976. – Ч.2. – С.112-114.
9. Кривошеев В.В., Нейштетер И.А., Ларин А.А. Исследование процесса разрушения анизотропных пород при алмазном бурении с использованием метода регистрации электромагнитной эмиссии//Известия ТПУ. – 2001. –Т.304. – С.289-306.
10. Ларин А.А. Исследование процесса взаимодействия алмазного породоразрушающего инструмента с анизотропной горной породой с целью выявления закономерностей естественного искривления скважин: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. –Томск, 2000. – 192 с.
11. Малышков Ю.П. Диагностика разрушения твердых тел по характеристикам электромагнитной эмиссии: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Томск. – 1986. – 196 с.
12. Нейштетер И.А., Кривошеев В.В., Ларин А.А., Гордеев В.Ф. Генерирование электромагнитного сигнала анизотропной горной породой при изменении параметров режима бурения//Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Екатеринбург: Изд-во Уральской гос. горно-геол. Академии. – 1998. – Вып. 21. – С. 95-109.
13. Потураев В.Н., Булат А.Ф., Хохолов В.К. Об особенностях комплексной регистрации электромагнитного и акустического излучения при разрушении горных пород//ДАН. –1989. – Т. 308. – № 6. – С.1351-1354.
14. Регель В.Р., Слущкер А.И., Томашевский А.Е. Кинетическая природа прочности твердых тел. М., Наука, 1974.
15. Фурса Т.В. Электромагнитная эмиссия строительных материалов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Томск. – 1998. - 153 с.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕДОСТАТКОВ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК НА ПРИМЕРЕ МОДИФИКАЦИЙ ПРОИЗВОДСТВА РОССИИ И КИТАЯ

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, объясняя это тем, что это не практично. Но, как показывает практика, скупость в данном случае приводит к большим материальным затратам при бурении отдельной взятой скважины и весьма повышает опасность получения травм рабочими [1].

В рамках работы будет произведено сравнение циркуляционной системы, применяемой на Шингинском месторождении СФ ЗАО «ССК», которая укомплектовывает буровую установку БУ 3000/170 ЭУК-1М производства ЗАО «Уралмаш – буровое оборудование» и циркуляционной системы ООО «Rus Imperial Group», применяемой на Майском месторождении и укомплектовывающей китайскую буровую установку RT50/3150LD [2]. Обе циркуляционные системы являются базовыми для указанных выше буровых установок.

Итак, среди основных недостатков циркуляционной системы, применяемой на Шингинском месторождении Томской области, были выделены:

- Непрактичное расположение блоков циркуляционной системы, в том числе сильный разброс по её периметру ступеней очистки бурового раствора. Блоки циркуляционной системы имеют различную высоту, что изначально закладывает в конструкцию наличие множества лестниц, что затрудняет, замедляет передвижение и повышает опасность получения травмы. Существенно увеличивает временные за-

траты на проведение различных операций и неграмотное расположение ступеней очистки, которые находятся в различных частях ЦС;

- Неудобством в использовании этой ЦС было отсутствие общего пульта управления шламowymi насосами, мешалкой, эжектором и ступенями очистки бурового раствора. Пульты управления каждой единицей оборудования находились в различных частях ЦС, что затрудняло и замедляло процесс управления;

- Большие габаритные размеры циркуляционной системы. Это изначально при производстве ЦС приводит к её излишней металлоемкости, а соответственно и большим затратам на транспортировку;

- На каждой емкости для приготовления раствора устанавливаются по два перемешивателя, а также один перемешиватель устанавливается в емкости для приготовления бурового раствора. Геометрия данных емкостей – параллелепипед, приводит естественным образом к образованию отложений твердой фазы бурового раствора в углах емкости. Это происходит за счет центробежного эффекта создаваемого перемешивателями. В углах помимо шлама оседает и твердая фаза бурового раствора, образуя наносы до 1 м в высоту, что ведет к незапланированным изменениям свойств раствора (из-за того, что из его состава оседает бентонит или эти наносы, сложенные шламом путем эрозионного разрушения переходят в раствор) и перерасходу химических реагентов. Влияние этого недостатка особенно ощутимо, если его рассматривать в рамках куста скважин, а также при бурении горизонтальных скважин, которые требуют четкого контроля заданных свойств буровых растворов (при бурении скважин такого характера они особенно дорогие).

Можно провести простой расчет для определения объема твердой фазы накапливающейся за время бурения одной скважины в мерниках. Вводится допущение, что нанос в углу образует правильный тетраэдр с ребром длиной 1 м. Тогда объем наноса в одном углу за период бурения интервала под одну колонну определяется по формуле (1)

$$V_1 = \frac{\sqrt{2}}{12} \cdot a^3, \quad (1)$$

где V_1 – объем наноса, м^3 ;

a – длина ребра тетраэдра, м.

Тогда

$$V_1 = \frac{\sqrt{2}}{12} \cdot 1^3 = 0,12 \text{ м}^3.$$

Объем наноса в мернике, учитывая число углов, определяется по формуле (2)

$$V_M = 4 \cdot V_1. \quad (2)$$

Тогда

$$V_M = 4 \cdot 0,12 = 0,48 \text{ м}^3.$$

Учитывая, что в ЦС на Шингинском месторождении было три мерника, и бурились интервалы под три колонны, то получается суммарное значение объема твердой фазы $4,32 \text{ м}^3$. В любой случае, будь это бентонит или мелкодисперсный шлам, наносы оказывают вредное влияние на свойства бурового раствора.

- Расположение трубной обвязки. Во-первых, вся трубная обвязка находится на уровне пола, что затрудняет перемещение в циркуляционной системе. Во-вторых, вся обвязка представлена переплетением труб различных диаметров, идущих от желобов к ступеням очистки, соединяющим между собой емкости для бурового раствора. Сложность обвязки приводит к незапланированным потерям времени на ориентацию в циркуляционной системе.

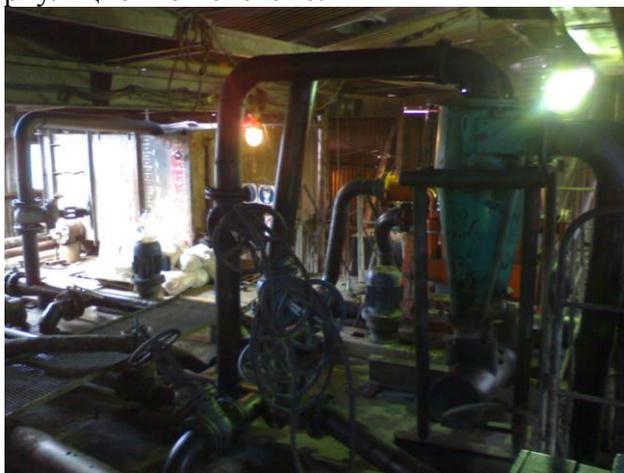


Рис. 1 Расположение трубной обвязки

- Совместная работа горизонтальных шламовых насосов не отлажена. Дело в том, что один насос не справлялся с потоком поступающего очищенного бурового насоса (особенно на интервалах бурения под кондуктор и направление), а при совместном использовании двух шламовых насосов не хватало потока поступающего бурового раствора. Это приводило к всасыванию воздуха и порче насоса. За время прохождения практики – проводилось два ремонта ГШН по этой причине.

- Даже использование иностранных вибрационных сит порой не позволяло качественно очищать буровой раствор от выбуренного шлама. За счет быстрого загрязнения сеток были неоднократные потери больших количеств бурового раствора (особенно во время бурения интервалов скважины под направление и кондуктор). Кроме того, у помощника бурильщика отсутствует специальное оборудование для очистки сеток вибрационного сита. Учитывая, что использование воды для промывки сеток постепенно запрещается с целью уменьшения разбавления бурового раствора.



Рис. 2 Рабочее место помощника бурильщика

- Экологическая опасность от работы циркуляционной системы. За время бурения одной скважины под ЦС скапливались большие объемы бурового рас-

твор, которые происходили за счет не герметичности емкостей и сливных клапанов, а также из-за отсутствия специальной предохранительной емкости под ЦС.



Рис.3 Результаты утечки бурового раствора под ЦСГО

- Отсутствие связи с роторным столом. Она могла бы повысить оперативность действий буровой бригады, особенно на сложных участках бурения.
- Отсутствие блока для хранения химических реагентов непосредственно в ЦС, так как неоднократно они оставались на крыше ЦС или рядом с ней под дождем, что приводило к невозможности их дальнейшего использования.



Рис. 4 Складирование химических реагентов в блоке емкостей

- Моральная устарелость оборудования. Это относится, как к циркуляционной системе, так и к буровой установке в целом.

Следующей была проанализирована циркуляционная система, применяемая для сооружения скважин на Майском месторождении Томской области. В результате также был сформирован целый список несовершенств:

- Используются емкости параллелепипедальной формы. После бурения каждого интервала скважине 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];

- Используется желобная система подачи отработанного раствора из скважины на первую ступень очистки. Следует отметить, что при выходе из устья скважины раствор подается в желоб и имеет только начальную скорость, заданную потоком. При этом практически горизонтальное расположение желоба приводит к замедлению потока и выпадению твердой фазы в осадок. Как результат – желоб на интервалах бурения под направление и кондуктор забивается шламом, что приводит к потерям бурового раствора и загрязнению близлежащей территории шламом и раствором. На рис.5 представлена схема используемого желоба и серым цветом отмечены области, наиболее проблемные с точки зрения забивки шламом [2].

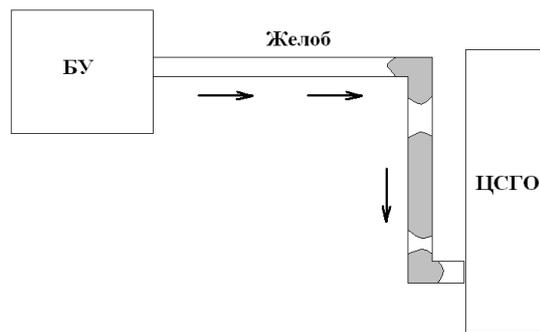


Рис. 5. Конструкция стандартного желоба



Рис. 6. Желоб: вид сверху



Рис. 12. Желоб: вид снизу

- Также проблемы при чистке емкостей вызывает способ сброса отходов из емкости в шламовый амбар. Для этого используется по два квадратных отверстия 200*200 мм с боковых сторон каждого мерника на уровне 100 мм от земли. Такое конструктивное решение приводит к затруднениям при чистке емкостей и лишним потерям времени [2].

- При сооружении скважин с горизонтальным участком ствола большие затруднения вызывает чистка емкостей после окончания бурения хвостовика, так как используемый по технологии буровой раствор (полимерный) образует пленку из желеобразной высоковязкой массы толщиной в несколько сантиметров на всей внутренней поверхности мерника [2].

По результатам проведенных исследований циркуляционных систем, используемых на месторождениях Западной Сибири, было получено несколько важных заключений. Во-первых, практика показывает, что весьма существенные недостатки в проектировании оборудования встречаются как у отечественных производителей, так и у зарубежных. Во-вторых, указанные выше недостатки постоянны во времени, то есть работа по данному направлению ведется слабо. В-третьих, сказывается отсутствие крупного производителя бурового оборудования на территории Западной Сибири, которое могло бы не только выпускать, но и проектировать свою продукцию по отдельным заказам. В-четвертых, возникает необходимость в проектировании циркуляционных систем не под конкретные возможности буровой установки, а для конкретных геолого-технических условий, что позволит снизить затраты на многих этапах бурения.

Литература

1. Епихин А.В. Проектирование циркуляционных систем для бурения нефтяных и газовых скважин // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума студентов и молодых учёных имени академика М.А. Усова – 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.

СТУДЕНТЫ

РАСЧЕТЫ ВЛИЯНИЯ КИНЕМАТИКИ И ДИНАМИКИ ДВИЖЕНИЯ ЕДИНИЧНЫХ РЕЖУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ДОЛОТ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.Л. Поломошнов

Научный руководитель доцент К.И. Борисов

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

В процессе резания (резания-скалывания) горных пород долотами типа PDC, нагруженными постоянной силой G и вращающим моментом M_v , каждый резец перемещается по собственной траектории в форме пространственной спирали с углом α_i . При этом шаг спирали является одинаковым для всех резцов, и равным углубке долота за один оборот – δ (рис.1.).

Однако путь резцов в процессе перемещения вдоль динамической плоскости резания горной породы за один оборот долота, располагающихся на периферийном (внешнем) сегменте корпуса инструмента, значительно превышает путь «внутренних» резцов.

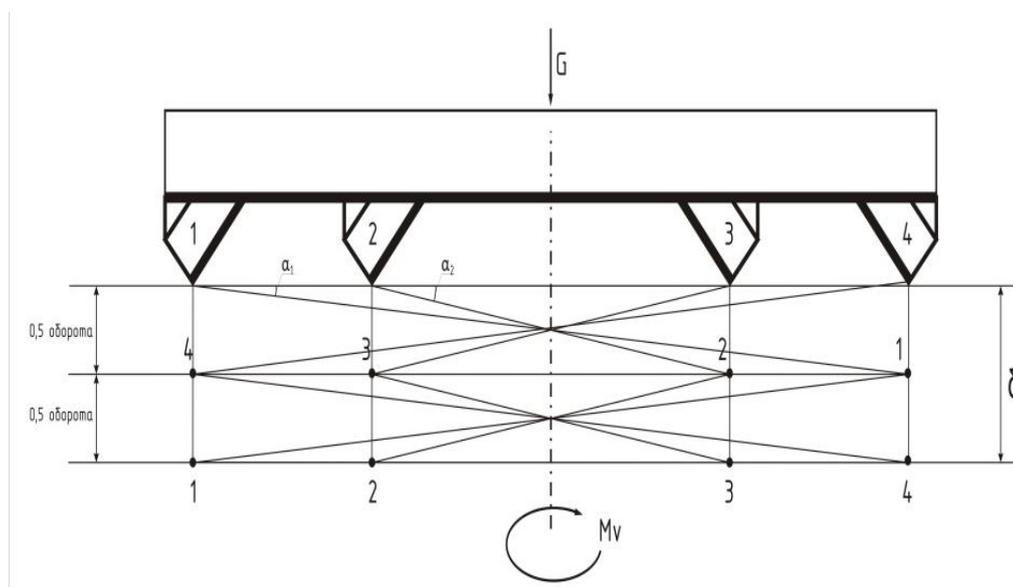


Рис.1. Схема перемещения резцов долота PDC:

1-4 – резцы типа StratapaxTM, закрепленные в корпусе долота; G – осевая нагрузка на долото; M_v – крутящий момент на долоте; δ – углубка инструмента за оборот; α_i – углы наклона траектории заглубления резцов

Это приводит к тому, что энергетические характеристики процесса резания для резцов различных сегментов долота будут также значительно отличаться. К примеру, работа резания горных пород, определяемая как произведение пути резания на силу, под действием которой осуществляется работа, для периферийных резцов кратно больше подобной характеристики для «внутренних» резцов долота.

Вследствие этого имеются большие различия и в других условиях взаимодействия периферийных и внутренних резцов с разрушаемой горной породой: скорости линейного перемещения и интенсивности вертикального перемещения (динамического внедрения) резцов.

Рассмотрим детальнее эти вопросы.

Динамика работы резцов долота:

В связи с тем, что время одного оборота для всех резцов при неизменной частоте вращения долота одинаково, линейная скорость перемещения резцов в процессе бурения долотами PDC вдоль динамической плоскости резания горной породы, располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, на порядок превышает скорость движения «внутренних» резцов (рис. 2.).

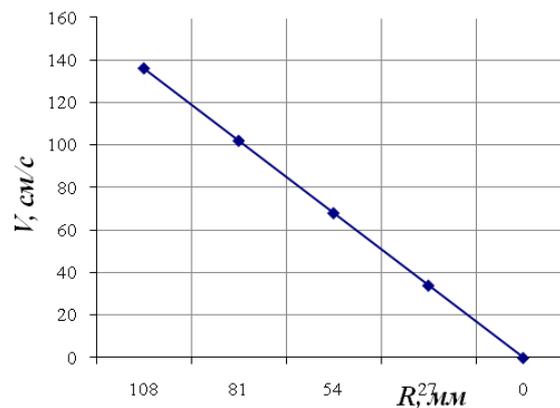


Рис.2. Зависимость линейной скорости перемещения резца V от расстояния его размещения от оси вращения долота R , (для частоты вращения долота 120 об/мин)

Исследования [1, 2], проведенные по методике «жестко фиксированного корпуса» (резца), показали, что сила сопротивления внедрению резца в горную породу F , измеренная на различных скоростях резания V , резко возрастает с ростом скорости его движения (рис. 3.).

Анализируя результаты данных исследований (рис.2, 3), делаем вывод, что сила сопротивления внедрению в породу резцов, располагающихся на внешнем сегменте корпуса долота, превышает данную характеристику для «внутренних» резцов в несколько раз.

Следовательно, контактные давления (и контактные температуры), возникающие на периферийных резцах долота PDC, значительно выше, чем у «внутренних» резцов. Таким образом, эффект скоростного «упрочнения» разрушаемой периферийными резцами горной породы приводит к неравномерному распределению нагрузки между различными сегментами резцов и снижает среднюю величину срезаемого (скальываемого) долотом слоя горной породы за один оборот.

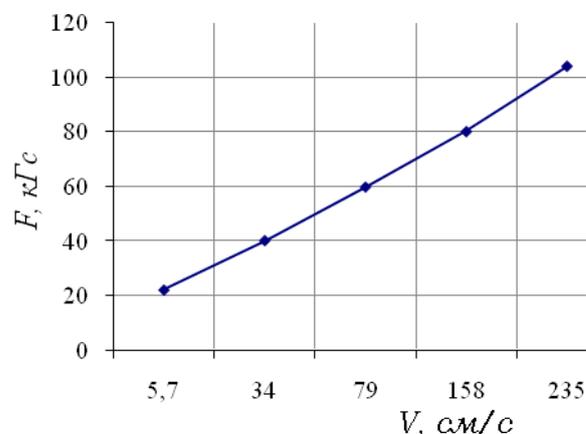


Рис.3. Влияние линейной скорости перемещения резца V на сопротивление породы разрушению при резании F

Для приведения текущих контактных давлений для резцов различных сегментов корпуса долота к одинаковым значениям предлагается использовать резцы размерного ряда обратно пропорционального величине действующих «реактивных» нагрузок.

В этих целях были проведены необходимые расчеты. Технология расчетов размерного ряда резцов рассмотрена на примере долота РДС радиусом 393,7 мм. Стандартный радиус резца, расположенного на периферии (внешнем) сегменте корпуса, равен $R_1 = 14$ мм. Радиусы резцов внутреннего ряда R_i находятся из простого соотношения:

$$R_i = R_1 \cdot \sqrt{F_i/F_1}, \quad (1)$$

где F_i – реактивная сила i -го внутреннего резца.

Для второго внутреннего резца, с использованием формулы (1): $R_2 = 14 \cdot \sqrt{74/82} = 13,3$ мм; для третьего резца: $R_3 = 12,5$ мм; для четвертого резца: $R_4 = 11,3$ мм; для пятого резца: $R_5 = 10,2$ мм; для шестого резца: $R_6 = 9,1$ мм; для седьмого резца: $R_7 = 8,7$ мм.

Использование резцов с полученными размерами позволяет достичь для резцов, размещенных на различных сегментах долота, одинаковых контактных давлений, что важно для рациональной отработки режущих элементов данного типа ПРИ.

Кинематика движения резцов долота РДС:

Обратимся к другой важной стороне кинематики движения резцов долота РДС. Углы наклона собственных пространственных спиралей, по которым перемещаются резцы ПРИ на собственных радиусах вращения α_i , имеют различные значения. Интенсивность заглубления «внутренних» резцов значительно выше, чем у «внешних» (рис.4.). Это обусловлено тем, что при одинаковом шаге спирали траектории – проходке за оборот долота, - путь, проделываемый «внешними» резцами за один оборот, значительно больше, чем внутренними. Таким образом, констатируем факт, что углы наклона динамической плоскости резания для резцов, находящихся на различных радиусах резания горной породы, значительно отличаются.

Это приводит к тому, что фактические динамические углы резания (передний и задний) периферийных резцов значительно отличаются от углов резания внутренних резцов, а, следовательно, и различаются условия взаимодействия данных групп резцов с разрушаемой горной породой.

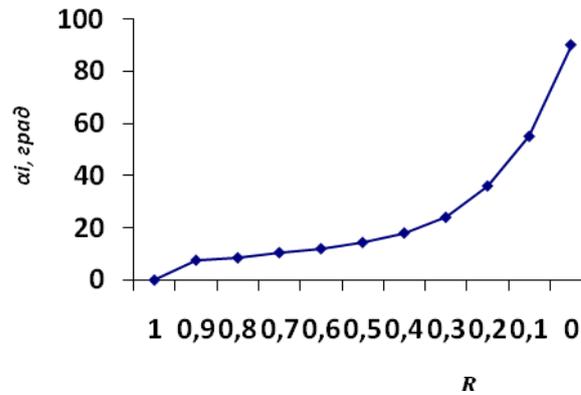


Рис. 4. Изменение угла наклона траектории реза α_i для различных расстояний их размещения от оси вращения долота R , 0 – ось вращения; 1 – радиус долота

Понятно что, если не учитывать такое различие динамики геометрических характеристик процесса резания в зависимости от размещения резцов в долоте PDC, то это будет негативно сказываться на суммарном результате работы инструмента. Резцы, размещенные в корпусе с одинаковыми углами резания, будут разрушать горную породу с различной степенью эффективности – в зависимости от фактического положения резца относительно динамической плоскости резания.

Для приведения условий работы различных групп резцов в одинаковые условия по отношению к динамической плоскости резания горной породы необходимо строго системно изменять геометрию их размещения в корпусе долота по мере уменьшения радиуса их вращения.

В этих целях нами рассчитаны усредненные дополнительные углы, на которые необходимо увеличивать угол резания резцов в зависимости от их размещения в корпусе инструмента.

Расчет произведен исходя из средней механической скорости бурения долотом PDC диаметром 393,7 мм в 14 м/час, и для восьми пластин, размещенных на одной лопасти корпуса ПРИ.

При указанной скорости бурения средняя проходка ПРИ на каждый резец за оборот составит 3 мм/об. Однако пути резания каждого резца за оборот значительно отличаются. Этим и обусловлено различие в углах наклона траекторий их движения. В расчетах использовались таблицы Брадиса.

Расчеты приведены ниже:

$$\begin{aligned} \alpha_1 &= \text{tg}(3/393,7) = 0,00762 = 0,44^\circ, \\ \alpha_2 &= \text{tg}(3/360,89) = 0,00831 = 0,48^\circ, \\ \alpha_3 &= \text{tg}(3/328,08) = 0,00914 = 0,52^\circ, \\ \alpha_4 &= \text{tg}(3/295,27) = 0,01016 = 0,58^\circ, \\ \alpha_5 &= \text{tg}(3/262,46) = 0,01143 = 0,65^\circ, \\ \alpha_6 &= \text{tg}(3/229,65) = 0,01306 = 0,75^\circ, \\ \alpha_7 &= \text{tg}(3/196,85) = 0,01524 = 0,87^\circ, \\ \alpha_8 &= \text{tg}(3/65,9) = 0,04554 = 2,35^\circ. \end{aligned}$$

На следующем этапе были рассчитаны углы резания резцов с учетом различий в углах наклона динамических траекторий их движения:

$$\alpha_{(1)} = \alpha_1 + \alpha = 0,44^0 + 20^0 = 20,44^0;$$

$$\alpha_{(2)} = \alpha_2 + \alpha = 0,48^0 + 20^0 = 20,48^0;$$

$$\alpha_{(3)} = \alpha_3 + \alpha = 0,52^0 + 20^0 = 20,52^0;$$

$$\alpha_{(4)} = \alpha_4 + \alpha = 0,58^0 + 20^0 = 20,58^0;$$

$$\alpha_{(5)} = \alpha_5 + \alpha = 0,65^0 + 20^0 = 20,65^0;$$

$$\alpha_{(6)} = \alpha_6 + \alpha = 0,75^0 + 20^0 = 20,75^0;$$

$$\alpha_{(7)} = \alpha_7 + \alpha = 0,87^0 + 20^0 = 20,87^0;$$

$$\alpha_{(8)} = \alpha_7 + \alpha = 2,35^0 + 20^0 = 22,35^0.$$

Как видно из расчетов, на периферии влияние угла наклона динамической плоскости резания незначимо влияет на размещение резца в корпусе долота. Однако, для центральных резцов изменение заднего угла резания значимо и целесообразно.

Литература

1. Борисов К.И. Влияние скорости движения породоразрушающих элементов на величину сил резания // Механика горных пород при бурении: Труды научно-практ. конф. п. Агой - 1986. – Грозный. – 1986. – С.47-49.
2. Борисов К.И. Влияние скорости резания на коэффициент сопротивления резанию горных пород // В сб.: «Нефтегазовому образованию в Сибири – 50 лет». – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – С.254-255

АНАЛИЗ МОБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК С ЦЕЛЬЮ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

Р.Р. Сагитов

Научный руководитель ассистент А.В. Епихин

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

Нефтегазовая промышленность активно вовлечена в процесс отбора новых технологий для решения общей задачи: понизить уровень капиталовложений и одновременно свести к минимуму влияние на окружающую среду, достигнуть максимального извлечения углеводородов из месторождения, снизить себестоимость нефти.

Принято считать, что только всесторонний подход может дать хорошие результаты. Имеется ввиду, что если конечной целью являются небольшие затраты на бурение при минимальном влиянии на окружающую среду в сочетании с высоким уровнем безопасности, то при создании буровой установки нам нужно обращать особое внимание на следующее:

- быстроту передвижения и монтажа буровой установки
- сокращение площади опоры
- высокий уровень автоматизации установки
- сокращение числа рабочей силы
- уменьшение шума
- сведение к минимуму отходов производства
- интегрирование различных процессов (цементирования, спуска обсадных труб, сбора данных и т.д.)

С использованием стационарных буровых установок большинство этих параметров невозможно выполнить из-за больших размеров самой установки, малой заводской готовности к выполнению работ, соответственно необходимо затрачивать большое количество времени на монтаж, демонтаж и приведение в работоспособность основных узлов. При этом увеличивается время нахождения буровой непосредственно на месторождении, что приводит к увеличению стоимости бурения.

В связи с этим, в настоящее время для решения разнообразных задач по бурению, ремонту и освоению скважин в различных геолого-технических условиях создаются мобильные (самоходные), передвижные буровые установки и агрегаты для ремонта и бурения скважин. Стоит уточнить, что время стандартной эксплуатации одной мобильной установки для бурения практически в 2 раза больше, чем у стационарных буровых установок.

Важным требованием к этим установкам и агрегатам являются их хорошая транспортабельность, то есть правильный выбор транспортной базы с учетом размещения и монтажа на ней всего оборудования, удобства его обслуживания, удовлетворение требований мобильности установки, ее эргономические и эстетические показатели.

Комплексное рассмотрение мобильных буровых установок (МБУ) будет при их сравнении по затраченному времени на монтаж и демонтаж при кустовом и разведочном бурении, со стационарными установками, наиболее часто используемыми на территории России.

В условиях западной Сибири, и практически на всей территории России распространена стационарная буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М, которая используется для кустового бурения скважин [1-3].

Сравниваются БУ-3000 ЭУК-1М с МБУ, которые были выделены в рамках анализа рынка мобильных буровых установок, а именно САТ-ТВ-120, Азинмаш-125BF, МБУ-125. Время на монтаж и демонтаж, а также передвижку представлено в табл. 1.

Таблица 1

Время на монтаж и демонтаж

Выполняемые работы	САТ-ТВ-120	Азинмаш-125BF	МБУ-125	БУ-3000 ЭУК 1М
Монтаж и демонтаж, сутки	4-5	5-6	5-7	45-50
Передвижка в пределах куста, сутки	2-3	3-4	3-4	12часов-1

Предполагается, что куст состоит из 25 скважин. Из диаграммы по проведенным расчетам (см. рис. 1) хорошо видно, что при бурении куста установкой САТ-ТВ-120, по сравнению со стационарной, выгодно бурить двадцать три скважины, установками Азинмаш-125BF и МБУ-125 пятнадцать скважин. Соответственно среди выбранных МБУ выгоднее бурить скважины кустовым способом, установкой САТ-ТВ-120, с её помощью можно пробурить на восемь скважин больше, при этом время не будет больше чем у БУ-3000 ЭУК-1М.

При разведочном бурении большое распространение имеет стационарная установка ЗД-76 [3]. Время необходимое на монтаж и демонтаж представлено в табл. 2.

На гистограмме (см. рис. 2), на основе табл. 2 отчетливо видно, что при выполнении, разведочного бурения, экономия на монтаж и демонтаж, при использовании МБУ составляет 1400 %. Соответственно при бурении разведочных скважин намного выгоднее использовать МБУ.

Сравнительный график монтажа и демонтажа буровых при кустовом бурении

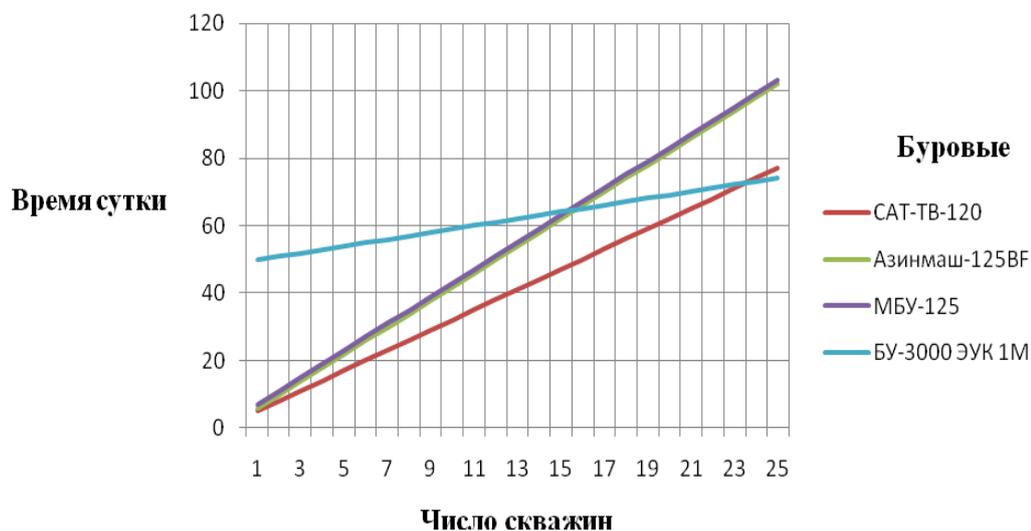


Рис. 1. Время на монтаж и демонтаж буровых при кустовом бурении

Таблица 2

Время на монтаж и демонтаж

Выполняемые работы	CAT-TB-120	Азинмаш-125BF	МБУ-125	ЗД-76
Монтаж и демонтаж, сутки	4-5	5-6	5-7	60-70

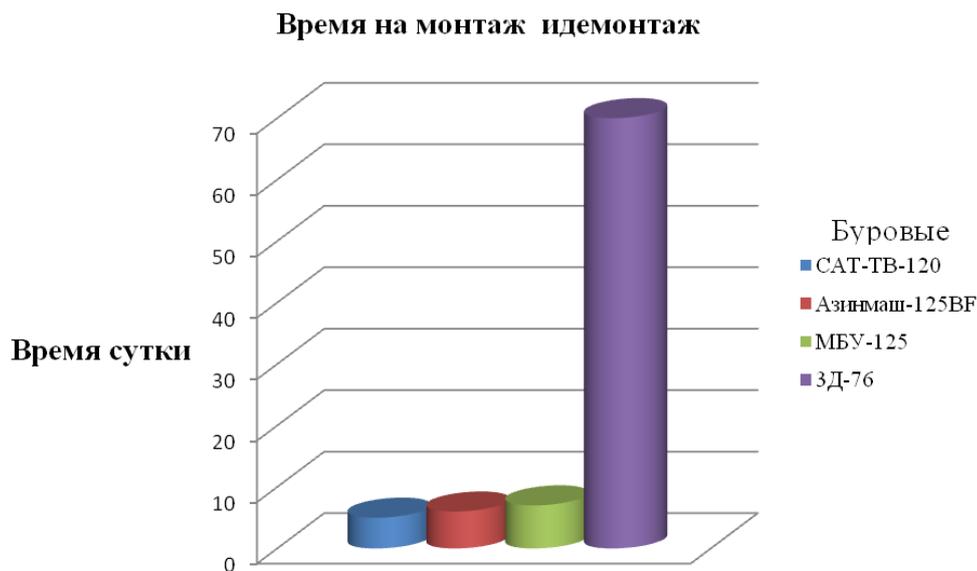


Рис. 2. Время на монтаж и демонтаж

Приведенные диаграммы четко иллюстрируют превосходство мобильных буровых установок над своими стационарными аналогами. Особенно актуально применение мобильных буровых установок будет на месторождения (уровня Ванкорского и др.) с развитой дорожной системой. Также явным является и то, что развитие МБУ не будет стоять на месте и возможно в ближайшем будущем они захватят большую долю рынка буровых сервисных услуг.

Литература

1. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
2. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.:ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.
3. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ СТВОЛА

А.А. Байбулатов

Научные руководитель ассистент А.В. Епихин

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

При разработке продуктивных пластов актуальной остается проблема сооружения горизонтальных, наклонно - направленных, многозабойных скважин. Сооружение таких скважин позволяет добиться увеличения дебита, нефтеотдачи пласта, нормализации пластового давления, а также уменьшения обводненности нефти. Но даже небольшие неточности в сооружении горизонтального ствола могут привести к большим материальным затратам. Поэтому сооружение горизонтальных скважин требует особо внимания и качества проведения процессов.

Как правило, львиная доля сооружения горизонтальных стволов, а также непосредственно самого процесса бурения в различных его модификациях приходится на гидравлические забойные двигатели (ГЗД), а именно турбобуры. На их долю, особенно в последние годы от общего количества пробуренных скважин приходится по разным данным от 80-90 %, в сравнении с роторным способом. В этом нет ничего удивительного: при бурении горизонтальных стволов и других сложных типов скважин турбинное бурение превосходит роторное по различным показателям.

Следует уделить внимание тому, что турбинное бурение известно буровым инженерам уже более века. Идея использования гидравлического двигателя для бурения скважин возникла в 80-е годы XIX в: первый патент на турбину для бурения нефтяных скважин был получен в 1873 г. Гроссом. В 1890 г., Г.Г. Симченко (г. Баку) разработал проект первого забойного круговращательного гидравлического двигателя. В начале 1900-х годов был разработан гидравлический таран, создававший 500-600 ударов в минуту. В 1923 г. М.А. Капелюшников разработал (совместно с С.М. Волохом и Н.А. Корневым) турбинный аппарат названный турбобуром Капелюшникова. Первым работоспособным, оказался гидродвигатель, представляющий собой обращенный насос Муано 1, относящийся к планетарно-роторному типу гидромашин. Работы по созданию ВЗД начались в США и СССР середине 60-х годов. ВНИИБТ в 1966 г. Разработали новый тип ВЗД, рабочие органы которого выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма [2].

В настоящее время производится большое количество различных гидравлических забойных двигателей, что делает необходимым качественно их классифициро-

вать. Ниже представлена общая классификация, которая может быть далее разделена в зависимости от конструктивных особенностей каждого из подтипов.

1. Турбобуры;
2. Винтовые забойные двигатели;
3. Турбинно-винтовые забойные двигатели;
4. Роторно-турбинные и реактивно-турбинные буры типа РТБ.

Несмотря на все многообразие гидравлических забойных двигателей при их использовании возникает множество проблем. В частности, эти проблемы особенно сильно сказываются при сооружении горизонтальных скважин из-за их потенциальной дороговизны, которая может превышать стоимость наклонно-направленных скважин, сооружаемых в сходных условиях, в 2-3 раза.

Недостатки ГЗД как правило выявляются при повышенных температурах так как резиновые уплотнители, сальники, и другие резиновые детали при высоких температурах начинают разуплотняться и сжиматься. Также при бурении сложного участка скважины нагрузка на КНБК в том числе и на забойный двигатель увеличивается в разы, вследствие этого подшипники турбобуров испытывают колоссальные нагрузки, начинается разрушение сепаратора, вкладышей. При дальнейшем использовании без технического обслуживания подшипники впоследствии и сам забойный двигатель становятся непригодными для эксплуатации.

В результате информационного поиска были выделены следующие проблемы:

1. Вибрация забойного двигателя при бурении горизонтальных стволов;
2. Отказы шпиндельной секции. В шпиндельной секции наибольшее число отказов (60%) приходится на осевую опору;
3. Большая аварийность узла соединения шпинделя с турбинной секцией у турбобуров типа ЗТСШ;
4. Снижение изгиба вала шпинделя относительно скважины [3];
5. Низкочастотный шум забойного двигателя;
6. Подшипники гидравлических забойных двигателей работают в экстремальных условиях, подвергаясь тяжелым ударным нагрузкам, впоследствии разрушаясь [3];
7. Износ дорожек качения, трещины кольца и обрезанные края шариков в результате воздействия больших ударных нагрузок [4];
8. Зависимость величины насадки ротора от потока промывочной жидкости [5];
9. Высокая интенсивность разрушения двигателя при температурах свыше 150°C [5];
10. Износ стабилизатора двигателя, что приводит к потере зенитного угла в роторном режиме [5];
11. При прокачке бурового раствора, в то время когда долото не упирается в забой, а находится в подвешенном состоянии, требуется существенная потеря давления для преодоления сил трения между ротором и статором, чтобы заставить вал крутиться [5];
12. Разрушение уплотнения между ротором и статором из-за деформации внутреннего покрытия статора, в результате чего, буровой раствор течет через двигатель, не вращая долото [6];
13. Следующий существенный недостаток заключается в том, что технологические параметры раствора регулируются в пределах, необходимых, прежде всего для обеспечения нормальной работы ГЗД, при этом требования к буровому раствору по отношению к качеству вскрытия становятся второстепенными. Имеется значи-

тельное количество буровых растворов, в среде которых ГЗД не работают - это буровые растворы на углеводородной основе, высоковязкие растворы.

Наличие большого количества проблем, возникающих при эксплуатации забойных двигателей, в процессе сооружения горизонтальных скважин не уменьшает их значимости и преимуществ. Несмотря на это, необходимо разрабатывать методы усовершенствования двигателей для повышения качества их работы и долговечности. Основные направления, модификации забойных двигателей, которые наиболее близки автору и могут быть практически реализованы: снижение вибрации двигателя и низкочастотных шумов за счет применения приспособления для поглощения колебаний; усиление подшипников забойных двигателей за счет применения новых материалов и модификаций; совершенствование уплотнений с подбором наиболее оптимальных материалов для их изготовления.

В развитии работы автор видит в первую очередь окончательный анализ рынка гидравлических забойных двигателей, особенно зарубежным производителям. Кроме того, будет произведена выборка забойных двигателей для проведения лабораторных испытаний. Под лабораторными испытаниями понимается: проведение построения в программном комплексе «Ansys» моделей различных забойных двигателей на горизонтальном участке скважины, задание всех внешних условий и параметров, действующих на двигатель в процессе работы. По результатам эксперимента предполагается в качественном виде получить основные части ГЗД, подверженные износу. На основании результатов предполагается сделать предложения по совершенствованию и изготовить пробную модель нового забойного двигателя специально для сооружения горизонтальных скважин.

Литература

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник/А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: Недра, 2003, – 1003 с.
2. Лягов А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями: Автореф. дисс. на соискание уч. ст. д.т.н., – Уфа, 2005, – 47 с.
3. Панов К.Е. Разработка и совершенствование технических средств и технологий для бурения наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин: Автореф. дисс. на соискание уч. ст. к.т.н., – Тюмень, 2006, – 28 с.
4. neftelib.ru
5. drillings.ru

НАПРАВЛЕНИЕ 9
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ
ТВЕРДЫХ И РЫХЛЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

АСПИРАНТЫ

МЕТОДИКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИННОЙ
ГИДРОДОБЫЧИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ КРУПНООБЪЕМНОГО ОПРОБОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

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

Целесообразность применения метода скважинной гидродобычи (СГД) твердых полезных ископаемых в крупнообъемном геологическом опробовании отмечается отечественными разработчиками этого метода: – В.Ж. Аренсом, Н.И. Бабичевым, А.Д. Башкатовым и др. для повышения степени надежности геологоразведочных данных, особенно, применительно к разведке крупных глубокозалегающих месторождений [1].

В общем объеме геологоразведочных работ, стоимость отбора технологических проб занимает значительную долю. Например, поисково-оценочные работы на Бакчарском железорудном проявлении оценивались в 12.5 млн. руб (2005 г.), а сметная стоимость по оценке применимости способа СГД на месторождении (гос. контракт № ТВ-04-04-2006 от 2006 г.) – 59 млн. р. [5], при сметной стоимости работ по опробованию 5 млн. р. Поэтому повышение технико-экономических показателей (ТЭП) гидродобычи при отборе крупнообъемных проб имеет большое значение.

Промышленный опыт реализации СГД показал, что технология является достаточно сложной из-за большого количества факторов, влияющих на эффективность работы добычных агрегатов [1]. Высокая эффективность СГД может быть получена только при строгой координации всех технологических процессов. В этой связи становится актуальным математическое моделирование системы разработки и работы гидродобычного агрегата, в состав которого входит снаряд СГД и установки, обеспечивающие его работу. Математическое моделирование на стадии проектирования позволит оценить экономический эффект, выбрать рациональные режимные параметры СГД, сравнивать различные технологические схемы добычи с целью выбора оптимальной. Поэтому, основной является разработка методики математического моделирования скважинной гидродобычи и методики последующего анализа полученных моделей с целью выявления оптимальных технических средств и режимов эксплуатации оборудования, обеспечивающих наилучшие ТЭП и качество отбираемых проб.

В полном комплексе геологоразведочных работ ключевую роль играет гидродобычной агрегат (ГДА) и его эффективность работы. Рассмотрим его устройство подробнее. На рис. 1 отображены два комплекса скважинной гидродобычи, которые включают в себя насосный блок 1, подъемник 2, снаряд СГД 3 спущенный в скважину 4. Циркуляция промывочной жидкости осуществляется через приемную емкость 5 [6].

Подъемный агрегат 2 используется для выполнения следующих операций: сборки, спуска снаряда СГД 3 в скважину и извлечения его из скважины; управление снарядом в процессе СГД – спуск и подъем колонн снаряда, нагнетание рабочих

агентов (технической воды) в снаряд; вращение снаряда; транспортировку снаряда в разобранном виде. Сам снаряд 3 представляет собой несколько разобренных колонн, поэтому для работы с ним необходимо несколько талевых систем и лебедок. Грузоподъемным устройством агрегата является мачта 6, оснащенная талевыми системами и лебедками.

Снаряд СГД 3, используется для разрушения – размытия с помощью гидромониторной струи горных пород в добычной камере и последующего подъема образовавшейся смеси отбитой горной породы с водой – пульпы на поверхность с помощью струйного насоса. Снаряд представляет собой несколько труб, спускаемых в скважину рядом. Трубы – магистрали снаряда предназначены для подачи рабочей жидкости под высоким давлением отдельно к струйному насосу и блоку гидромониторов. Раздельная подача рабочей жидкости позволяет управлять процессами разрушения горной породы и подъема ее на поверхность раздельно, что часто бывает необходимо в процессе СГД. Вращая гидромониторную колонну снаряда СГД с помощью подъемника 2 и постепенно подавая ее сверху вниз производится формирование добычной камеры. Подачей всего снаряда СГД 3 целиком производится регулирование процессов всасывания пульпы. На поверхности снаряд через систему сальников-вертлюгов 7, 8 и напорных рукавов 9, 10, 11 связан с насосным блоком. Для контроля процессов СГД снаряд оснащен рядом датчиков, включая акустические – для контроля за обработкой добычной камеры.

Насосный блок 1 состоит из двух водоподающих насосов 12, , шламового насоса для перекачки пульпы к приемной емкости, которая может находиться на значительном расстоянии, при значительном разбросе высотных отметок и системы автоматики и контроля, обеспечивающей непрерывность и безотказность процесса СГД, а также безопасность эксплуатации аппаратов, работающих под давлением.

Приемные емкости (карта намыва) необходимы для отстаивания и отделения отбитой горной массы от технической воды и снабжение технической водой насосных агрегатов. Насосные агрегаты 1 сообщаются с приемными емкостями посредством напорных рукавов 13, 14.

При работе рассматриваемого агрегата будут иметь место следующие технологические процессы:

1. Нагнетание рабочих агентов в снаряд;
2. Транспорт рабочих агентов по магистралям снаряда;
3. Обрушение руды и ее размыв до состояния пульпы;
4. Доставка пульпы к всасу снаряда;
5. Всасывание пульпы;
6. Подъем пульпы на поверхность (нагнетание);
7. Фильтрация подземных вод в добычную камеру или наоборот.

Перечисленные процессы взаимосвязаны, поэтому их необходимо рассматривать их как единую систему. Системный подход позволит оценить производительность СГД, энергозатраты, дебит, время очистки добычной камеры и другие показатели гидродобычи.

Ключевыми в технологии СГД являются процессы разрушения горной породы и подъема ее на поверхность. Остальные процессы оказывают существенное влияние на процесс гидродобычи, но они проще в регулировании и поддержании непрерывности процесса.

Математическое моделирование процесса СГД заключается в математическом описании происходящего процесса формулами во времени и в зависимости от режимных параметров [1]. Для проектирования экономически и технически эффектив-

ных работ по СГД, необходимо выполнить математическое моделирование процесса СГД с последующим анализом полученных моделей и выявлением оптимальных конструкций снарядов и рациональных режимных параметров.

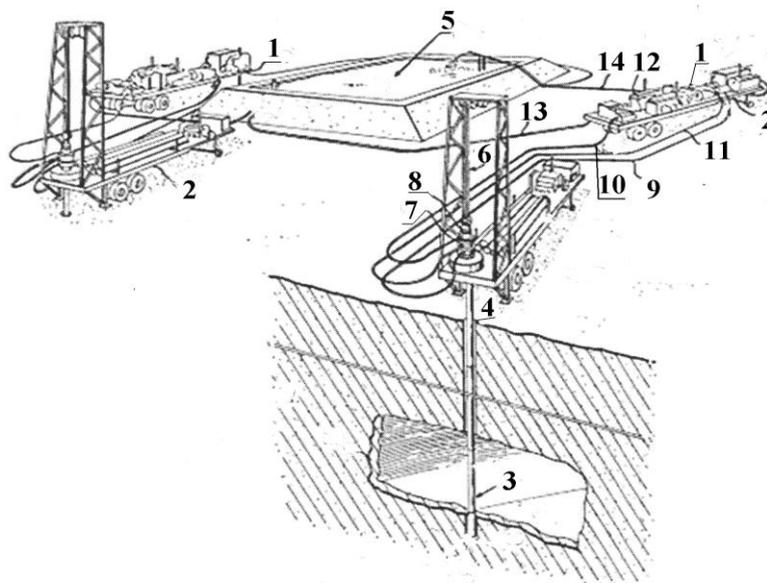


Рис. 1. Устройство гидродобывного комплекса

Прогрессивная методика проектирования эффективных гидродобывных работ должна иметь следующую структуру:

1. Математическое моделирование и анализ доступных технических средств разработки и возможных режимных параметров гидродобычи;
2. Выбор наиболее рациональной технологии гидродобычи и конструкторская проработка;
3. Техническое проектирование и испытание технологии и технических средств гидродобычи;
4. Внедрение в производство.

Математическое описание работы собственно ГДА – одна из самых сложных и неоднозначных задач математического моделирования, решение которой позволяет связать между собой режимные параметры гидродобычи и ТЭП.

Первый этап моделирование – определение его целей и задач:

- математическая интерпретация существующей техники и технологии;
- выбор рациональных технических средств СГД;
- проектирование нового снаряда СГД;
- поиск путей оптимизации работ и оптимизация режимных параметров гидродобычи.

Затем необходимо разработать технологические схемы, которые позволят наглядно представить протекающий технологический процесс (рис. 2) В соответствии с предложенной схемой для каждого ГДА можно выделить 3 группы данных:

- статические факторы (c_i) (горно-техническая информация, константы, жесткие характеристики оборудования)
- режимные (регулируемые, x_i) параметры

ческого моделирования скважинной гидродобычи рекомендуется использовать электронные таблицы (Excel™), редакторы MathCAD, MathLab и др.

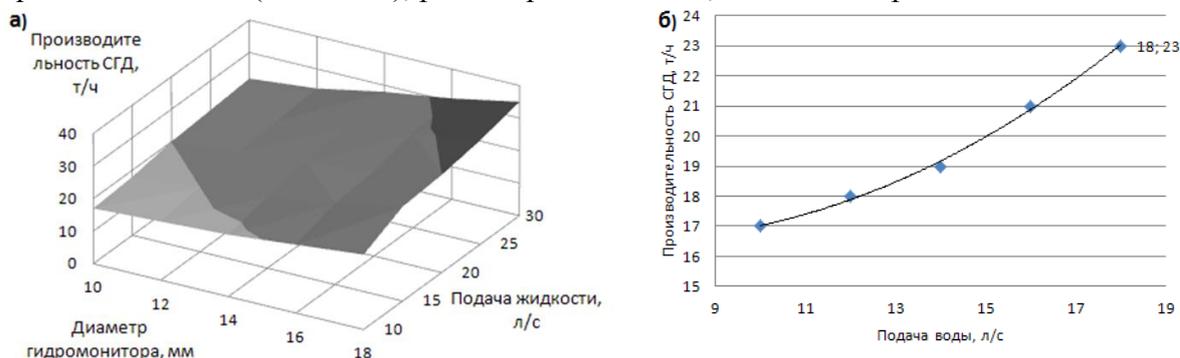


Рис. 3. Форма представления решения системы уравнений с двумя (а), и одной (б) степенями свободы

Решение составленной системы уравнений проще производить числовыми методами. Это позволит снизить вероятность ошибок и упростить процесс решения. Прежде, чем приступить к поиску решения – необходимо определить допустимые интервалы варьирования аргументов функции и доверительный интервал для решения системы (исключить области заведомо бессмысленных данных). Кроме того, следует ограничить возможные режимы ГДА в пределах которых возможно получение представительных технологических проб.

Проверку предложенной методики произведем сопоставляя модель работы ГДА в условиях Бакчарского месторождения с фактическим полученным материалом, по опыту опытно-методических работ по скважинной гидродобыче на месторождении в 2008 г., табл. 1 [5].

Для разработки системы уравнений математической модели используем методику расчета эрлифтных агрегатов, предложенную Гейером В.Г.[3], методику расчета гидромониторов [2], стандартные методы расчета гидравлических сопротивлений [4]. Объединив вышеупомянутые методики в единую систему и решив ее для условий (табл. 1), определим производительность гидродобычи и плотность пульпы: – в среднем 17 т/ч и 1100 кг/м³. Объем руды, который возможно извлечь из добычной камеры, будет составлять 1800 т (без учета того, что на практике полное извлечение массива невозможно). По результатам опытно-методических работ на Бакчарском участке рудопроявления наблюдаемая средняя производительность гидродобычи составляла 15..25 т/ч, плотность пульпы была в пределах 1100 кг/м³, а объем полученной пробы 700 т. Полученные результаты достаточно хорошо сходятся с результатами математического моделирования.

Математическое моделирование процессов скважинной гидродобычи при опробовании и разработке месторождений твердых ископаемых является необходимым этапом проектирования. Моделирование позволяет достаточно точно описывать работу гидродобычных агрегатов, поэтому предложенная методика пригодна для проектирования и математического анализа эффективности проектируемых работ по скважинной гидродобыче.



Рис. 4. Алгоритм математического моделирования

Таблица 1

Исходные данные для моделирования СГД на Бакчарском рудопроявлении

Параметры	Обозначения	Значение
Горно-технические условия		
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	H_K	161
Мощность продуктивного пласта, м	m	6
Предел прочности руды на сжатие, МПа	$\sigma_{ГП}$	0,2
Плотность руды, ρ_r , кг/м ³	$\rho_{ГП}$	2150
Статический уровень вод продуктивного пласта, м	$h_{СТ}$	50
Сведения о снаряде		
Гидромониторные насадки:		
боковые – кол-во, шт. / диаметр, мм	n_B/d_B	2/16
концевые – кол-во, шт. / диаметр, мм	n_K/d_K	1/10
Глубина спуска смесителя эрлифта, м	H	120
Диаметры колонн (наружный / внутренний), мм		
пульпоподъемной	$D_{П}/d_{П}$	168/152
водоподающей	D/d	73,5/67,5
воздухоподающей	D_B/d_B	32/25

Литература

1. Аренс В.Ж., Бабичев Н.И., Башкатов А.Д., и др. Скважинная гидродобыча полезных ископаемых: Учеб. пособие. – М.: Издательство «Горная книга», 2007. – 295 с.
2. Бабичев Н.И. . Технология скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Учебное пособие, Изд-во МГРИ, 1985. – 129 с.
3. Гейер, В. Г. Шахтные вентиляторные и водоотливные установки: Учебник. – М. : Недра, 1987. – 270 с.
4. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
5. Оценка бакчарского железорудного проявления для отработки методом СГД: отчет по государственному контракту № ТВ-0-04-2006. – Томск, 2009.
6. US Patent № 4348058. Coakley; John E.; James J. Method and apparatus for slurry borehole mining. - USA, 1982 г.

ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ГЕНЕРИРУЕМЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ НАГРУЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД**А. В. Епихин**

Научный руководитель профессор В.Д. Евсеев

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

Тема научной работы «Использование релаксационных токов, генерируемых при разрушении горных пород, как способ контроля параметров режима бурения» неразрывно связана с электромагнитным излучением, которое генерируется в процессе разрушения горных пород бурением. Одной из важнейших составляющих любой научной работы является качественный литературный обзор, оценка изученности проблемы и вклада других ученых в ее решение. В данной статье излагается краткая хронологическая история исследований электромагнитных явлений, возникающих при разрушении горных пород различными способами.

Как свидетельствует обширные и лабораторные исследования, теоретические оценки, литосфера является активной средой с электродинамической точки зрения и способна генерировать электромагнитные возмущения в широком диапазоне частот [1-4].

Уже в течение многих лет у ученых не стихает интерес к электромагнитным явлениям, являющимся следствием изменения напряженно-деформированного состояния литосферы. Этот интерес обусловлен новыми возможностями, которые могут быть реализованы с помощью электромагнитного излучения при решении актуальных геолого-геофизических задач.

Первые предположения о существовании электрических явлений в недрах земли в виде гипотезы о «подземной грозе» были высказаны Жоржем Дари в 1885 году [5]. Также об электрических явлениях при механическом воздействии на твердые тела упоминал в своих работах Аштон [5].

В 1940-х годах Ландау и Зельдович делают заключение о том, что при сильном сжатии любое тело обладает металлической электронной проводимостью [7]. Позже Воробьев объяснил это явление как следствие термической ионизации, облегченной сближением электронных уровней при высоких давлениях [8].

Начиная с 1960-х годов электромагнитные явления, возникающие при нагружении и разрушении твердых тел стали вызывать у ученых особый интерес. Этим обусловлено большим количеством различных экспериментов, проводимых в это время. В целом проделанные исследования можно разделить на множество типов по методике проведения. Одним из первых исследований в данном направлении было исследование влияния ударной нагрузки на электропроводность горных пород.

В экспериментах, проводимых Альдером и Кристианом [9] проводились исследования различных кристаллов (CsJ, J₂, CsBr, LiAlH₄, CsJ, тефлон, фосфор и

т.д.), которые подвергались ударному давлению $2,5 \cdot 10^{10}$ Н/м². Было доказано снижение сопротивления и увеличение электропроводности материалов под воздействием таких нагрузок. Позже советскими учеными были проведены исследования электрической проводимости органического стекла, парафина [10] и монокристаллов NaCl [11], которые подвергались ударным нагрузкам. В первом случае давления во фронте ударной волны достигали 10^{11} Н/м², во втором - $50-800 \cdot 10^3$ атм. В обоих случаях было подтверждено возрастание электропроводности материалов на несколько порядков при ударных нагрузках. Позже в исследованиях с использованием ударных нагрузок было получено, что деформируемое тело также излучает электромагнитное излучение. Возникновение подобных явлений объяснялось реакцией материала на прохождение ударной волны [12]. Научный интерес к электризации твердых тел не ослабевает и в настоящее время. В работах Колганова [13] было уделено внимание ударной поляризации гранита. В частности проводились исследования [13] дипольного момента при ударном нагружении гранита с помощью mortar, метающей алюминиевые цилиндры диаметром 50 мм и длиной 50 мм, с созданием ударной волны сжатия 20 бар. Было получено, что дипольный момент в этом случае больше, чем при одноосном сжатии гранита с таким же давлением.

Параллельно исследованиям по изучению электромагнитного излучения телами при ударных нагрузках, в 1960-х годах Беляевым, Мартышевым и Набатовым проводились исследования по царапанию кристаллов алмазной пирамидкой и по их пластической деформации [14]. Авторами было замечено, что основные вспышки возникают в местах пластической деформации кристаллов и могут зависеть от скорости нагружения. Также этими авторами [14] было определено, что количество вспышек уменьшается при увеличении температуры и пластичности минералов, следовательно, эти факторы также влияют на генерацию электромагнитного излучения. Ближе к концу 1960-х годов Мециком [15] в экспериментах по расщеплению кристалла слюды в различных внешних условиях показал, что затраченная работа определяется, в основном, электрическими силами взаимодействия разделяемых поверхностей трещины нормального отрыва.

Отдельным направлением изучения электромагнитных явлений было исследование эмиссии быстрых электронов, возникающих при раскалывании кристаллов в высоком вакууме, показавшее, что величина этого эффекта связана с особенностями строения кристаллов [16-17]. Проводились опыты с оценкой концентрации зарядов при расщеплении слюды и LiF, которые дали результаты 10^3 СГС/см², что достаточно для эмиссии [16].

В конце 1960-х годов ученые стали уделять больше внимания генерации электромагнитного излучения литосферой, в том числе в результате геодинамических событий. В связи с этим в проблемной научно-исследовательской лаборатории электроники, диэлектриков и полупроводников (ПНИЛ ЭДиП) Томского политехнического института по инициативе А.А. Воробьева с конца 1960-х годов начались работы по исследованию естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ) [18]. Чуть позже, в этой же лаборатории под руководством Воробьева были начаты интенсивные исследования параметров электромагнитных сигналов (ЭМС) и характеристик электромагнитной эмиссии (ЭМЭ) при нагреве образцов гетерогенных диэлектрических материалов и горных пород до температуры 1100 °С [19] и при механическом воздействии на них [20].

Первые опыты показали, что в результате нагревания образцов в них возникает интенсивная поляризация за счет накопления объемного заряда. Благодаря достижениям физики твердого тела были обоснованы механизмы накопления объемно-

го заряда в горных породах, его релаксации и, как частный случай, появление литосферных гроз [21]. Первые описания зависимостей температурной проводимости проводились на примере минералов - флюорита, кварца, ортоклаза [22] и некоторых горных пород. А импульсное излучение впервые было зарегистрировано при нагревании образцов слюды мусковита и калиевого полевого шпата [22].

Но основным направлением работы ПНИЛ ЭДиП оставалась оценка величины генерируемого электромагнитного (ЭМИ) в результате геодинамических событий и в целом, как результат напряженно-деформированного состояния литосферы. В 1971 году геолого-геофизический отряд ТПИ проводил измерения частичных разрядов на переменных аномалиях ЕПЗ в районе пос. Майма для подтверждения гипотезы о непрерывности электрических явлений в атмосфере и литосфере. Установлено, что особенно интенсивно излучают электромагнитное излучение контакты горных пород и сульфидные зоны вследствие тектонических движений, сейсмических колебаний, камнепадов, при буровзрывных работах [23]. Подобные исследования проводились в других районах Сибири и сейсмически активных районах Узбекистана.

В период 1970-1980-х годов по результатам опытов было показано наличие генерируемого ЭМИ во всех диапазонах частот при вариациях способов нагружения. Так в работах [24-25] были зарегистрированы, как высокочастотные, так и низкочастотные электромагнитные сигналы при разрушении кристаллов LiF и NaCl. Причем такие результаты были получены, как при раскалывании кристаллов в вакууме Финкелем и др., так и при пластической их деформации в опытах Галусташвили. В работах [19] зарегистрированы сигналы в радиочастотном диапазоне при разрушении минералов и горных пород, а в [26] при изгибе полимерных материалов и стекол. Близкие значения к энергии рентгеновского излучения наблюдались при взрывном разрушении твердых тел в условиях всестороннего сжатия и действия сдвиговых нагрузок [27]. В целом было показано, что генерируемое электромагнитное излучение появляется во всем диапазоне частот от десятков и сотен Гц до десятков МГц.

Причем именно в период 1970-1980-х годов Ивановым, Егоровым, Колмагоровым, Тарасовым и Дырдиным было сделано научное открытие, которое спровоцировало очередной всплеск интереса ученых к исследованиям электромагнитного излучения при изменении напряженно-деформированного состояния вещества. Причем условия осуществления данного открытия еще раз подтвердили актуальность подобных исследований в науках о Земле и отраслях промышленности, связанных с ними [28].

Отдельным направлением исследований была регистрация ЭМИ при одноосном сжатии образца. В [29] проведенное одноосное сжатие ионных кристаллов LiF, NaCl, MgO в вакууме 10^{-7} тор обнаружило, что быстрые электроны появляются задолго до появления в кристаллических образцах крупных трещин или отколов. Кроме того, с 1970-х годов начались широкие исследования ЭМИ при разрушении и деформации горных пород. При нагружении бетонов ЭМС наблюдались Гончаровым [30], в грунтах и горных породах Воробьевым и др., а также известны зарубежные работы по одноосному сжатию кварцсодержащих горных пород [31]. Среди многочисленных минералов и горных пород, в которых возможен эффект Степанова, в экспериментах часто использовались полевые шпаты [32], которые деформировались при одноосном нагружении с регистрацией ЭМИ. Электризация наблюдалась и при деформации осадочных пород, содержащих полевые шпаты, песчаников и алевролитов Кузбасса [32]. В [33] Кузнецовым была установлена связь между количеством генерируемого излучения при одноосном сжатии и степенью разрушения образца. В последние года также проводятся исследования по одноосному сжатию образ-

цов. В [34] при одноосном нагружении образцов, изготовленных из мраморной мелкозернистой плитки, обнаружилась взаимосвязь между числом возникающих локальных разрушений в образце и числом импульсов ЭМЭ, их амплитудами и спектральным составом. В работе Куксенко и Махмудова [35] проводились исследования нагружения мрамора непосредственно в механическом поле (одноосное сжатие), а также при дополнительной поляризации. Показано, что в независимости от величины подаваемого тока при некотором значении нагрузки генерируется сигнал определенного уровня. Также показано, что чем выше давление сжатия, тем выше регистрируемое излучение. Эти исследования еще раз подтвердили механистическую природу регистрируемого излучения.

В [36-37] представлены одни из первых исследований величины генерируемого электромагнитного излучения при взрывных разрушениях твердых тел. А в работах [38-39] представлены результаты многолетних экспериментальных исследований авторов электрических и магнитных полей, генерируемых при различных типах взрывов, в том числе и подземных. Исследования проводились в Институте физики Земли АН СССР в 1960-1980 гг. В рамках исследований было показано, что величина генерируемого ЭМИ при подземном взрыве зависит не только от количества взрывчатого вещества, но и от типа горных пород, в которых происходит взрыв [40]. Подобные исследования также осуществлялись зарубежными учеными [41]. Томизава и Ямада проводили исследования химических взрывов в специально пробуренных скважинах. Но в [41] была только проведена регистрация ЭМИ, а ее зависимость от условий исследования не оценивалась.

Большинство вышеуказанных исследований характеризовались единовременной нагрузкой на образец с регистрацией электромагнитного излучения после, либо во время (в более поздних работах) исследованиях. В последнее десятилетие отечественные ученые стали уделять больше внимания исследованиям с применением циклических нагрузок на образец. К примеру, запатентован стенд [42] для исследования электромагнитного излучения при разрушении тела в виде стержня, причем предусматривается приложение циклических нагрузок на образец. Следует отметить, что такой подход к проведению эксперимента слабо отражает суть процесса разрушения, если оценивать его с точки зрения бурения.

Всплеск интереса буровиков к электромагнитным явлениям на контакте долота и горной породы возник в конце 1990-х годов, когда появились предположения о возможности разработки принципиально нового информационного канала связи с забоем. В качестве «информационного агента» предполагалось использовать релаксационные токи, которые образуются за счет релаксации заряда со стенок трещины различными способами. Первые опыты по регистрации эмиссии при алмазном бурении горных пород были проведены на кафедре техники разведки месторождений полезных ископаемых в ТПУ и показали перспективность использования этого метода, как альтернативного информационного канала связи с забоем скважины [43]. Исследования по регистрации электромагнитной эмиссии при бурении с продувкой воздухом на специальном буровом стенде с использованием алмазных буровых головок диаметром 36 мм показали зависимость генерируемого излучения от типа и направления сланцеватости породы [44]. Основной проблемой, с которой столкнулись ученые – невозможность регистрации токов при использовании промывочной жидкости из-за их экранирования.

Позже на кафедре бурения скважин была решена эта проблема за счет использования замкнутого электрического контура «образец горной породы - режущий инструмент - буровой станок-образец горной породы». По результатам исследований

по разрушению горных пород на установках СКБ-5 (установка для колонкового бурения) и ПОБ-1 показана зависимость генерируемого электромагнитного излучения от типа разрушаемой горной породы и ее твердости [45]. Кроме того, показаны зависимости генерируемого излучения от типа используемой промывочной жидкости [46-47]. Показательно, что некоторые закономерности, полученные в лабораторных условиях, были подтверждены при проведении полевых экспериментов на Игольско-Таловом месторождении Томской области [47].

Как показывает информационный обзор, данная тема актуальна и интересна ученым уже более 100 лет. Она нашла несколько серьезных направлений практического применения. Следует отметить, что при выполнении научной работы необходимо опираться на работы уже проведенные в данной области, потому что они позволят быстрее разобраться со многими спорными вопросами. Есть надежда, что электромагнитные явления при разрушении горных пород найдут свое место в бурении скважин, как науке.

Литература

1. Хархалис, Н.Р. Особенности проявления естественного импульсного излучения на оползневом склоне // Геофизический журнал. – М., 1994. – №4. – С. 58-61.
2. Левшенко, В.Т. Сверхнизкочастотные электромагнитные сигналы литосферного происхождения: Автореф. дис.... д-ра физ.-мат. наук: 04.00.22. / Левшенко Валерий Трифионович; Объединенный институт физики Земли РАН. – М., 1995. 36 с.
3. Богданов, Ю.А., Воронин, В.И., Уваров, В.Н., Черняков, А.М. Электромагнитное проявление структуры недр // Геофизический журнал. – М., 2003. – №4. – С. 117-124.
4. Шуман, В.Н. Электромагнитные сигналы литосферного происхождения в современных наземных и дистанционных зондирующих системах. // Геофизический журнал. – М., 2007. – №2. – С. 3-16.
5. Дари, Ж. Электричество во всех его применениях. – СПб : Б.И., 1903. – 322 с.
6. Ashton, A.W. Note on the electrification of dielectrics by mechanical means // The Philosophical Magazine, 1901. – Vol.2, N 8. – P. 233-235.
7. Зельдович, Я.Б., Ландау Л.Д. Электрическая поляризация твердых тел при ударных нагрузках // ЖЭТФ, 1944. – т.14. – С. 32-33.
8. Воробьев, А.А. Электрический пробой и разрушение твердых диэлектриков. – М : Высшая школа, 1966. – 224 с.
9. Alder, B.I., Christian, P.H. Behavior of strongly shocked carbon // Phys. Rev. – 1956. – Vol.10, N 4. – P. 367.
10. Бриш, А.А., Тарасов, М.С., Цукерман, В.Д. Электропроводность продуктов взрыва конденсированных взрывчатых веществ // ЖЭТФ. – 1960. – т.38. – С. 22-26.
11. Альтшулер, Л.В., Кулешова, Л.В., Павловский, М.Н. Ударное сжатие твердых тел // ЖЭТФ. – М., 1960. – т.39. – С. 1061-1073.
12. Алексеев, Д.В. Возбуждение поляризации в твердых телах с диффузионным механизмом проводимости при распространении ударной волны // ФТТ, 1992. – т.34. – С. 365-370.
13. Колганов, Е.В. Особенности электрической поляризации горной породы при воздействии слабыми ударными волнами // Геофизические процессы в нижних и средних оболочках Земли. – М: ИДГ РАН, 2003. – С. 211.
14. Беляев, Л.М., Мартышев, Ю.А., Набатов, В.В. О свечении при царапании кристаллов фтористого лития // Кристаллография. – М., 1964. – т.9 – С. 117-119.
15. Мецки, М.С. Физика расщепления слюд. – Иркутск: Вост-Сиб. кн. изд., 1967. – 280 с.
16. Кротова, Н.А., Карасев, В.В. Исследование электронной эмиссии при раскалывании твердых тел в вакууме // Доклад АН СССР. – М., 1953. – т.92, – № 3. – С. 607-610.
17. Воллбрандт, И., Хрусталева, Ю.А., Линке Э. Генерирование электронов высоких энергий при разрушении твердых тел // Доклад АН СССР, 1975. – т.225, – № 2. – С. 313-316.
18. Беспалько, А.А. Яворович, Л.В. Вариации электромагнитной эмиссии при изменении напряженно-деформированного состояния массива горных пород после массового взрыва // Становление и развитие научных исследований в высшей школе: Сб. трудов межд. науч. конф., посв. 100-летию со дня рождения профессора А.А. Воробьева – Томск, 14-16 сентября 2009. – Томск: ТПУ, 2009. – С. 306-313.
19. Воробьев, А.А., Беспалько, А.А., Качковский, В.Г., Сальников, В.Н. Наблюдение электромагнитных и электрических явлений в образцах горных пород при нагревании // Физические свойства горных пород и минералов при высоких давлениях и температурах. – Тбилиси, 1974. – С. 115-118.
20. Гольд, Р.М., Марков, Г.П., Могилы, П.Г., Самохвалов, М.А. Импульсное электромагнитное излучение минералов и горных пород, подвергнутых механическому нагружению // Известия АН СССР. Физика Земли. – М., 1975. – № 7. – С. 109-111.
21. Воробьев, А.А. О возможности электрических разрядов в недрах Земли // Геология и геофизика. – М., 1970. – №12. – С. 3-13.
22. Сальников, В.Н., Страгис, Ю.М., Беспалько, А.А. Исследование свечения и электрических явлений, вызванных нагреванием некоторых минералов в вакууме // Тез. докл. IV Всес. Симпоз. по механоэмиссии и механохимии твердых тел. – М: Наука. – 1973. – С. 70-71.

23. Воробьев, А.А., Завадовская, Е.К., Сальников, В.Н. Исследование радиоизлучения, вызванного нагреванием слюды в вакууме // Тез. докл. IV Всес. Симпоз. по механоэмиссии и механохимии твердых тел. – М: Наука. – 1973. – С. 72-73.
24. Воробьев, А.А., Завадовская, Е.К., Приезжев, В.Н., Сальников, В.Н. Применение метода счета частичных разрядов в геологии // Тез. докл.: Вопросы геологии Сибири – Томск: Изд-во ТГУ. – 1971. – С. 234-235.
25. Галусташвили, М.В. Электрические эффекты при пластической деформации кристаллов LiF // ФТТ. – 1970. – т.12. – №4. – С. 1263-1266.
26. Финкель, В.М., Головин, Ю.И., Серeda, В.Б., Куликов, Г.П. Электрические эффекты при разрушении кристаллов LiF в связи с проблемой управления трещиной // ФТТ. – 1975. – т.17. – №3. – С. 770-776.
27. Дмитриевский, В.С., Корнилова, Л.П. Частичные разряды при механическом разрушении твердых диэлектриков // Известия ТПИ. – Томск, 1975. – т.222. – С. 12-15.
28. Гораздовский, Т.Я. Рентгеновское излучение при взрывном разрушении твердых тел // Письма в ЖЭТФ. – М., 1967. – т.5. – №3. – С. 178.
29. Иванов, В.В., Егоров, П.В., Колмагоров, В.М., Тарасов, Б.Г., Дырдин, В.В. Закономерность изменения потенциала естественного электрического поля горных пород под действием механических напряжений: Научное открытие №А-071, 27 марта 1997 года.
30. Закревский, В.А., Пахотин, В.А., Вайткевич, С.К. Электронная эмиссия при одноосном сжимающем нагружении ионных кристаллов // ФТТ, 1979. – т.21. – №3. – С. 723-729.
31. Гончаров, А.И., Корявов, В.П., Кузнецов, В.М., Либин, В.А., Лившиц, В.А., Семерчан, А.А., Фомичев, А.Г. Акустическая эмиссия и электромагнитное излучение при одноосном сжатии // Доклад АН СССР. – М., 1980. – т.255. – №4. – С. 621-624.
32. Warwik, J.W., Stoker, C., Meyer, T.R. Radio Emission Associated With Rock Fracture: Possible Application to the Great Chilean Earthquake of May 22, 196 // Journal of Geophysical Research, 1982. – vol.87. – No.4. – P. 2851-2859.
33. Шевцов, Г.И., Ольховатенко, В.Е., Антонов, Н.Ф. Взаимосвязь напряженного состояния и трещиноватости горных пород с их электризацией. // Отражение современных полей напряжений и свойств горных пород в состоянии скальных массивов. – М: Кол. фил. АН СССР, 1977. – С.112.
34. Кузнецов, С.В. Совместная регистрация электромагнитных и сейсмoeлектрических сигналов // Геофизические способы контроля напряжений и деформаций. – Новосибирск: Ин-т горн. дела СО АН СССР. – 1985. – С. 31-34.
35. Курленя, М.В., Вострецов, А.Г., Кулаков, Г.И., Яковичкая, Г.Е. О структуре сигналов электромагнитного излучения и связанных с ними актах разрушения образцов горных пород // ФТПРПИ. – 2000. – № 1. – С. 5-11.
36. Куксенко, В.С., Махмудов, Х.Ф. Влияние механического поля на поляризацию природных диэлектриков (горных пород) // Письма в ЖЭТФ. – 2004. – т.30. – вып.14. – С. 82-89.
37. Гороздовский, Т.Я., Шленок, В.В. Процессы, происходящие в твердых телах при реологическом взрыве в твердых телах. // Труды Моск. гидромелиорат. ин-та. – М., 1976. – т.50. – С. 92.
38. Тамм, И.Е. Основы теории электричества. – М.: Гостехизданиe, 1957. – 504 с.
39. Соловьев, С.П. Генерация электрического и магнитного поля при взрывах в скважинах // Геофизические процессы в нижних и верхних оболочках земли. – М: ИДГ РАН. – 2003. – т.2. – С. 249-267.
40. Soloviev, S.P., Sweeney, J.J. Generation of electric and magnetic field during detonation of high explosive charges in boreholes // J. Geophys. Res, 2005. – V.110. – P. 123-125.
41. Адушкин, В.В., Соловьев, С.П. Генерация электрического и магнитного поля привоздушных, наземных и подземных взрывах // Физика горения и взрыва, 2004. – т.40. – №6. – С. 42-51.
42. Tomizawa, I., Yamada, I. Generation mechanism of electric impulses observed in explosion seismic experiments // J. Geomag. Geoelectr, 1995. – V.47. – P. 313-324.
43. Пат. 2204128 РФ, МКИ G 01 N 27/60, G 01 N 3/20. Способ и стенд для исследования электромагнитного излучения, деформируемого до разрушения твердого тела в форме стержня.
44. Нейштетер, И.А., Кривошеев, В.В., Ларин, А.А., Гордеев, В.Ф. Генерирование электромагнитного сигнала анизотропной горной породой при изменении параметров режима бурения // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. горно-геол. Академии, 1998. – Вып. 21. – С. 95-109.
45. Кривошеев, В.В., Нейштетер, И.А., Ларин, А.А. Исследование процесса разрушения анизотропных пород при алмазном бурении с использованием метода регистрации электромагнитной эмиссии // Известия ТПУ, 2001 – т.304. – С. 289-306.
46. Евсеев, В.Д., Петухов, М.В., Самохвалов, М.А. Импульсные токи с забоя скважины – источник информации о свойствах горных пород // Известия ТПУ, 2005. – т. 308. – №6. – С. 39-43.
47. Евсеев, В.Д., Самохвалов, М.А., Петухов, М.В. Отчет по НИР Разработка комплекса диагностики эффективности разрушения горных пород при бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 50 с.

КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

И.Б. Бондарчук

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

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

Скважинная гидродобыча (СГД) твердых полезных ископаемых, которая в последнее время находит широкое применение на производстве, реализуется за счет использования специальных технических средств и технологических операций, в ос-

нову которых положены различные гидродинамические процессы, определяющие эффективность разрушения горных пород, транспортирования, всасывания и подъема гидросмеси.

В результате анализа современных представлений о гидродинамическом воздействии на горную породу при бурении и эксплуатации скважин различного назначения была разработана классификация способов гидродинамического разрушения пород при СГД полезных ископаемых, а также технических и технологических решений для их реализации (см. табл.). При разработке данной классификации к основным способам гидродинамического разрушения горных пород нами отнесены: гидромониторный, депрессионный, гидроимпульсный и их комбинации.

Таблица

Классификация способов, технических и технологических решений для реализации гидродинамического разрушения горных пород при СГД полезных ископаемых

Способы разрушения горных пород	Пути реализации способа разрушения	Технические и технологические решения для реализации способов разрушения	
Гидромониторный	Использование высоконапорных струй жидкости, истекающих из гидромониторов различных конструкций	Гидромониторы с жестким стволом	Встроенные (внутренние)
			Выводные (внешние): шарнирные; телескопические; комбинированные
		Гидромониторы с гибким стволом	Управляемые
			Неуправляемые
		Гидроаэродинамические мониторы	
Гидротурбинные мониторы			
Депрессионный	Снижение гидростатического давления на продуктивный пласт, при котором нарушается равновесие сил, обуславливающих напряженное состояние горных пород	Откачивание пульпы эрлифтом	
		Откачивание пульпы эжекторным насосом	
		Закачивание в призабойную зону скважины сжатого воздуха	
		Герметизации призабойной зоны скважины	
Гидроимпульсный	Действие на продуктивный пласт гидравлических ударных волн	Создание гидроимпульсов в призабойной зоне скважины различными методами: эрлифтом; эжекторным насосом; струйными мониторами; пневматическими излучателями; пневматическими излучателями; кавитационными излучателями; взрывами	
Комбинированный	Совместное либо последовательное применение гидромониторного, депрессионного и гидроимпульсного способов	Технические и технологические решения для реализации гидромониторного, депрессионного и гидроимпульсного способов разрушения	

Гидромониторный способ отделения горных пород от массива осуществляется с помощью высоконапорных струй жидкости, истекающих из гидромониторных устройств, входящих в состав скважинных гидродобычных снарядов. Кроме того, роль гидромонитора сводится также к разубоживанию пульпы в призабойной зоне скважины. Существуют различные виды гидромониторных устройств, выбор которых зависит от геолого-технических и экономических условий добычи. В практике СГД можно использовать гидромониторы 2-х видов, определяющими признаками

(параметрами) которых является состояние гидромониторного ствола и характер воздействия на породу.

По первому признаку гидромониторные устройства делятся на:

- гидромониторы с жестким стволом: встроенные (внутренние) и выводные (внешние);
- гидромониторы с гибким стволом: неуправляемые и управляемые.

По второму признаку гидромониторные устройства делятся на:

- гидроаэродинамические мониторы;
- гидротурбинные мониторы.

Депрессионный способ отделения горных пород от массива обеспечивается снижением гидростатического давления в скважине на продуктивный пласт, при котором нарушается равновесие сил, обуславливающих напряженное состояние пород. При этом пластовое давление продуктивного горизонта превышает гидростатическое, что сопровождается обрушением и осыпанием пород либо течением водонасыщенной массы несвязанных твердых частиц – пльвунов [1].

Снижение гидростатического давления в скважине можно осуществить за счет водопонижения подземных вод, при котором статический уровень вод уменьшается до динамического уровня. Данный способ реализуется при откачке пульпы эрлифтом и эжекторным насосом, герметизации скважины пакерными устройствами, а также путем закачивания в призабойную зону большого объема сжатого воздуха [2].

Гидроимпульсный способ отделения горных пород от массива характеризуется созданием мгновенных перепадов давления (гидравлических волн), что приводит к ударным нагрузкам разной интенсивности и появлению фильтрационных потоков, направленных в разные стороны, в результате чего возникают разрушающие напряжения [3]. Импульсное воздействие может быть создано эжекторными насосами, эрлифтами, струйными мониторами, пневматическими и кавитационными излучателями, взрывами в скважине.

Комбинированный способ отделения горных пород от массива достигается совместным либо последовательным применением вышеназванных способов. На практике СГД в основном используются гидродобычные снаряды, в которых реализуются, как минимум, 2 способа гидродинамического разрушения горных пород: гидромониторный и депрессионный. При этом основными функциями гидромонитора на начальном этапе работ по добыче являются первоначальное расширение скважины (на величину действия гидромониторной струи) и разубоживание пульпы. На последующем этапе работ основной функцией гидромонитора является только разубоживание пульпы, а отделение горных пород от массива обеспечивается депрессионным способом (эрлифтом или эжекторным насосом).

Таким образом, предлагаемая классификация систематизирует и обобщает информацию о способах, технологических и технических решениях для реализации гидродинамического разрушения горных пород при СГД, что значительно упростит методику их выбора и усовершенствования для повышения производительности добычи полезных ископаемых.

Литература

1. Квашнин Г.П. Технология вскрытия и освоения водоносных пластов. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
2. Пат. 2038480 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Способ скважинной гидродобычи. Гостюхин П.Д., Болотов В.А., Толочнов И.И. и др. Заявлено 18.02.1992; Опубл. 2.06.1995, Бюл.№35.
3. Сердюк Н.И. Совершенствование технологии кавитационного декольматажа фильтровой области гидрогеологических скважин [Электронный ресурс]: Дис. ... д-ра техн. наук. – М.: РГБ, 2005. – 294 с.

СТУДЕНТЫ

МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЕБАЛАНСНО-ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ОРИЕНТАТОРА ДГО-1-ТПИ ДЛЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ КЛИНОВЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН**Д.Н. Евграфов**

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук

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

Вырезание щелевидного окна в обсадной колонне является одним из основных способов зарезки боковых стволов нефтяных и газовых скважин. При этом ориентирование клиновых отклонителей в скважине является достаточно сложным процессом. В настоящее время существует ряд устройств для ориентирования отклонителей в скважине при направленном бурении.

В наклонных нефтяных и газовых скважин для ориентирования отклоняющей компоновки внутри обсадной колонны используются телеметрические системы с различными каналами связи (ЗИС, ЗТС, ЭТО-2М, Geolink, Sperru-Sun и др.). Применение данных устройств требует дополнительные организационные и финансовые затраты, связанные с привлечением подрядных организаций (геофизических, либо телеметрических партий).

В направленном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые для ориентации отклонителей применяются ориентаторы, которые по принципу действия подразделяются на [1]:

1. Ориентаторы механического типа (ШОК-1, ОП-3);
2. Ориентаторы электромеханического типа («Луч», УШО, КУРС, ОЭ, ОБ);
3. Ориентаторы гидравлического типа (гидравлический сигнализатор «Севкавгеология», ОГШ-3а);
4. Ориентаторы гидромеханического типа (ОШГ, АЗОР-57, ДГО-1-ТПИ).

Применение данных устройств для ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов из обсаженных нефтяных и газовых скважин не приемлемо в связи с их несоответствием габаритным размерам бурового инструмента нефтяного сортамента и технологическим параметрам (расход и давление нагнетания бурового раствора, крутящий момент).

Нами проведены работы по модернизации дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ [2] для ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов нефтяных и газовых скважин.

Схема ДГО-1-ТПИ приведена на рис. 1. Ориентатор работает следующим образом. Ориентатор устанавливается между отклонителем и колонной буровых труб на резьбовых соединениях 22, 23. При этом угол между плоскостью действия отклонителя и кулачком 7 должен соответствовать требуемому направлению бурения. В скважине компоновка низа буровой колонны устанавливается таким образом, чтобы от долота (не показано) до забоя наклонной скважины было не менее 0,3 – 0,5 м. После того, как эксцентричный груз 7, поворачиваясь на подшипниках 21, займет положение устойчивого равновесия, в буровые трубы подается промысловая жидкость, которая через канал 19 попадает в полость корпуса 1. Так как подпоршневые полости цилиндров 2 и 8 каналами 15 и 16 гидравлически связаны с полостью корпуса, то за счет давления промысловой жидкости поршни 3 и 9 перемещаются вверх. Причем скорость перемещения верхнего поршня 3 выше, чем нижнего. Промысловая жидкость из цилиндров 2 и 8 через отверстия 17 и 18 вытесняется в

скважину. Движение верхнего поршня 3 и связанного с ним штока 4 прекращается после зацепления шлицев 11 эксцентричного груза 5 со шлицами 12 корпуса 1. При взаимодействии винтовых поверхностей 13 и 14 нижний кулачок 7 и связанные с ним ось 10 с поршнем 9 поворачиваются относительно верхнего кулачка 6 в направлении, которое определяется геометрией винтовых поверхностей 13 и 14. После смыкания кулачков 6 и 7 ось 10 занимает крайнее верхнее положение, при котором канал 20 находится в полости ориентатора. Через канал 20 промывочная жидкость поступает к отклони телю. При этом понижается давление в нагнетательной линии бурового насоса, что свидетельствует о завершении процесса ориентирования.

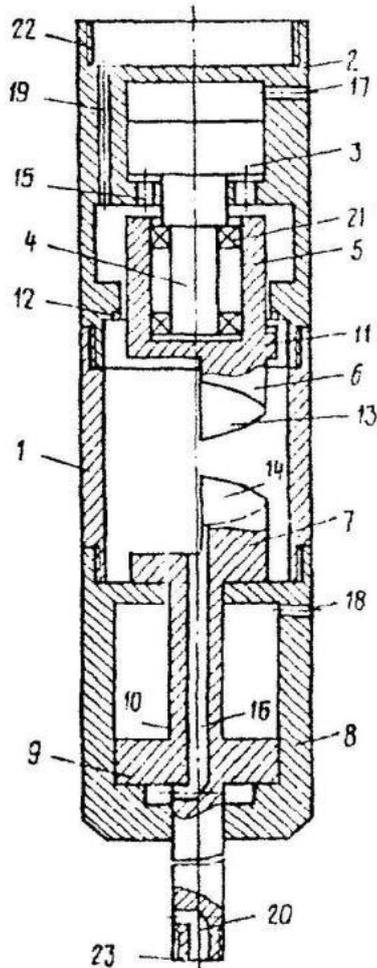


Рис. 1. Схема ориентатора ДГО-1-ТПИ

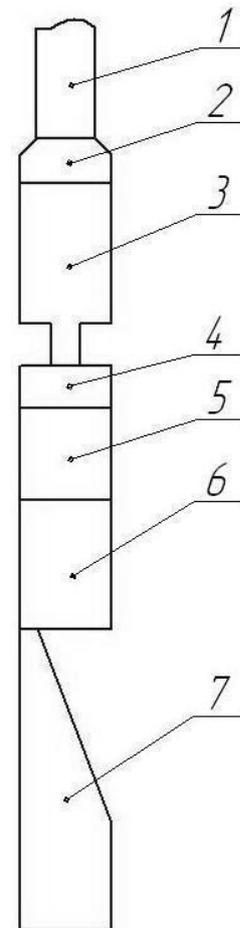


Рис. 2. Схема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне

Модернизация ДГО-1-ТПИ для ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов из обсаженных нефтяных и газовых скважин заключается в изменении габаритных размеров и технологических параметров. Схема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне с использованием данного ориентатора приведена на рис. 2. Она включает бурильные трубы 1, переходник 2, ориентатор 3, переходник 4, фрезу арбузо-образную 5, фрезу стартовую или фрезу старгово-оконую 6, клин-отклонитель 7. В таблице представлена техническая характеристика модернизированного ориентатора.

Таким образом, применение данного устройства позволит использовать его для ориентации клиновых отклонителей силами буровых бригад без привлечения

подрядных организаций. Кроме того, ДГО-1-ТПИ позволяет произвести ориентацию за один цикл, что сокращает время установки отклонителя в нужном направлении.

Таблица

Техническая характеристика ориентатора

Параметры	Значение
Диаметр, мм	112
Минимальный зенитный угол скважины, град	5
Давление срабатывания, МПа	5–7
Время, затрачиваемое на ориентацию, мин	1–2
Точность ориентации (по методике ЗабНИИ)	0,95–0,98

Литература

1. Нескоромных В.В., А.Г. Калинин. Направленное бурение: Учебное пособие. – М: Изд-во ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. – 384 с.
2. Пат. 1541362 Россия МКИ Е 21 В 7/08. Ориентатор отклонителя. Дельва В.А., Кривошеев В.В., Сулакшин С.С. Заявлено 24.11.1987; Оpubл. 07.02.1990, Бюл.№ 5 – 3 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКИ ТВЕРДЫХ СПЛАВОВ НА ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

А.Н. Масловский

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков

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

Эффективность бурения зависит от эксплуатационных показателей породоразрушающего инструмента (ПРИ), к которым относятся углубка на коронку, механическая скорость бурения, расход алмазов и твердых сплавов. Эксплуатационный показатель определяется физико-механическими характеристиками материалов из которых изготовлен ПРИ.

При разрушении горной породы на забое скважины происходит процесс изнашивания ПРИ, т.е. постепенное изменение размеров и геометрии резцов (твердосплавных или алмазных).

Для улучшения эксплуатационных показателей инструмента используют методы поверхностного упрочнения и объемного упрочнения.

Ранее был выполнен анализ упрочнения породоразрушающего инструмента и материалов, из которых изготавливаются ПРИ, в том числе твердые сплавы, композиционные алмазосодержащие материалы. Показано, что максимальным эффектом обладают методы, позволяющие производить объемное упрочнение (криогенная обработка, облучение малыми дозами гамма-квантов и др.).

При криогенной обработке основными режимными показателями являются: время обработки, исходная температура, количество циклов обработки.

Перед нами стояла задача исследования влияния двух параметров на физико-механические свойства твердых сплавов: время обработки в жидком азоте и исходная температура образцов твердого сплава. Для исследований использовались образцы твердого сплава ВК 8 формы Г511 и Г51. Для оценки микротвердости до и после криогенной обработки использовался микротвердомер ПМТКЗ.

На каждый образец приходилось 10 точек измерений. Режимы криогенной обработки изменялись в разных диапазонах. Многообразие режимов определялось необходимостью выбора наиболее эффективного из них, который в дальнейшем можно взять за основу при модификации свойств твердого сплава или при упрочнении готового рабочего инструмента.

Исследования показали, что для твердого сплава ВК 8 форма Г 51 изменение исходной температуры в диапазоне от 0 до 300 °С приводит к увеличению микротвердости на 25 % (рис. 1).

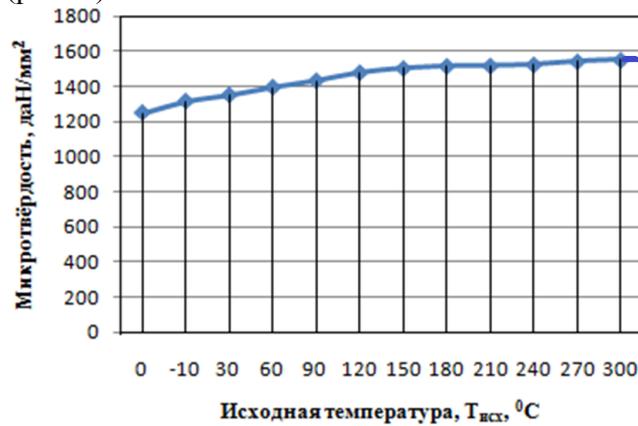


Рис. 1. Твердый сплав ВК-8 форма Г51

Увеличение исходной температуры более 300 °С нецелесообразно, и категорически не рекомендуется доводить температуру до 600–700 °С, так как это сопровождается разрушением твердого сплава (рис. 2).

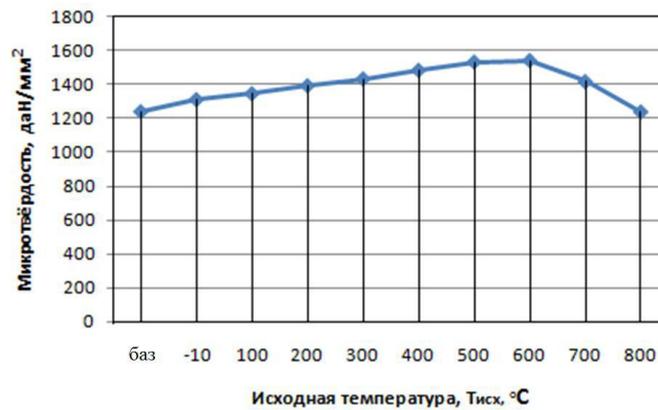


Рис. 2. Твердый сплав ВК-8 форма Г51I



Рис. 3. Твердый сплав ВК-8 форма Г51I

Оптимальная температура до 300 0С . Для того, чтобы не усложнять технологию, в некоторых случаях можно понижать температуру до 200 °С. Так же большой эффект приводит выдержка образца в жидком азоте (рис.3).

Эффективное время составляет в интервале 20–25 мин, которое приводит к увеличению микротвердо-сти на 30 %.

ГИДРОТУРБИННЫЙ СНАРЯД ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

С.В. Шац

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

На территории России располагается ряд крупных и перспективных месторождений твердых полезных ископаемых, которые можно разрабатывать методом скважинной гидродобычи (СГД). К таким месторождения относятся: Бакcharское железорудное, Туганское и Георгиевское месторождение титано-циркониевых песков, Таловское месторождение бурых углей (Томская область), Кормиловское месторождение кварцевых стекольных песков, Тарское циркон-ильменитовое месторождение (Омская область), Ордынское циркон-ильменитовое месторождение (Новосибирская область), Бешпагирское циркон-ильменитовое месторождение (Ставропольский край), железные руды Курской магнитной аномалии и др.

Скважинная гидродобыча – метод подземной добычи твердых полезных ископаемых, основанный на разрушении и доставке горных пород к всасу добычного снаряда и выдачи в виде гидросмеси на поверхность. Современные конструкции гидродобычных снарядов содержат гидромониторный, пульпоприемный и пульпоподъемный узлы.

Анализ опыта проведения СГД различных полезных ископаемых показывает, что повышение эффективности добычи достигается за счет вихревого воздействия гидромониторной струи на горную породу [1 – 3]. При этом вращение снаряда с поверхности технически сложно, трудоемко и аварийно опасно. Исходя из данного недостатка, нами были проведены работы по разработке гидромониторных устройств (на стадии эскизного проекта), вращение которых обеспечивается за счет реактивной силы струи жидкости. За основу разработки приняты устройства, предложенные в источниках [4, 5].

Одна из конструкций разработанных устройств приведена на рисунке.

Данное устройство работает следующим образом. После спуска в скважину гидромониторного устройства через радиальные отверстия 2 полого вала 1, подводящие каналы 10 и кольцевую полость 12 под давлением подается рабочая жидкость на боковые 7 и забойную 8 гидромониторные насадки. За счет того, что насадки 7 расположены тангенциально, при истечении из них гидромониторной струи, возникают реактивные силы, приводящие к вращению корпуса 3. При этом происходит размыв горной породы с образованием очистной камеры. Забойная гидромониторная насадка предназначена для обеспечения в процессе добычи углубки скважины, а также для разрыхления пульпы.

Таким образом, данная конструкция устройства повысит эффективность работы снаряда при СГД полезных ископаемых за счет вихревого воздействия гидромониторной струи на горную породу.

Следующим шагом по внедрению предложенного гидромониторного устройства являются разработка рабочей документации, создание опытного образца и его испытания в реальных геолого-технических условиях.

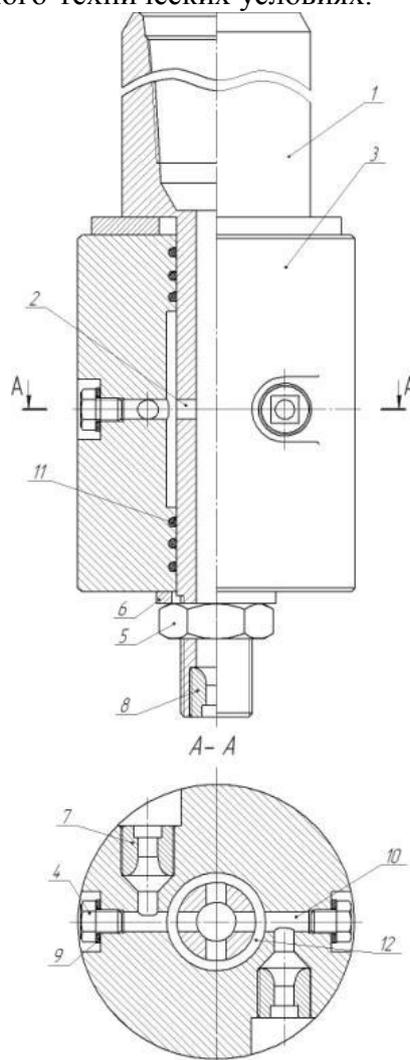


Рис. Гидромониторное устройство: 1 – полый вал; 2 – радиальное отверстие; 3 – корпус; 4 – болт; 5 – гайка; 6 – шайба; 7 – боковая гидромониторная насадка; 8 – забойная гидромониторная насадка; 9 – сальниковое уплотнение; 10 – подводящий канал; 11 – резиновое кольцо; 12 – кольцевая полость

Литература

1. Бабичев Н.И., Николаев А.Н., Либер Ю.В. Скважинная технология добычи титано-циркониевых песков Тарского месторождения // Горная промышленность, 1998. – №2. – С. 50 – 54.
2. Колесников В.И., Стрельцов В.П. Скважинная гидродобыча железных руд. – М.: НИА – Природа, 2005. – 260 с.
3. Лунев В.И., Усенко А.И., Бондарчук И.Б., Скрипко О.К., Иванюк И.М. Состав продуктов скважинной гидродобычи Бакcharской железной руды // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009 – С. 66 – 76.
4. Пат. 84917 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Гидромониторное устройство для образования полостей в подземных формациях через скважины. Бондарчук И.Б., Рябчиков С.Я., Зыков В.М., и др. Заявлено 20.03.2009; Опубл. 20.07.2009, Бюл.№ №7.
5. Пат. 85196 Россия МКИ Е 21 С 45/00. Снаряд для скважинной гидродобычи полезных ископаемых. Бондарчук И.Б., Шац С.В., Павлов В.В, Рябчиков С.Я., Зыков В.М., и др. Заявлено 06.07.2009; Опубл. 10.12.2009, Бюл.№ №12.

НАПРАВЛЕНИЕ 10
ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

АСПИРАНТЫ

**КОНТРОЛЬ СДВИЖЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО МАССИВА ПРИ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НИСХОДЯЩЕМ ПОРЯДКЕ СИСТЕМАМИ С ТВЕРДЕЮЩЕЙ
ЗАКЛАДКОЙ**

Д.В. Барышников

Научный руководитель профессор С.В. Сердюков
*Институт горного дела Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Новосибирск, Россия*

Применение систем разработки с закладкой выработанного пространства – наиболее перспективный способ рационального использования недр, обеспечивающий повышение безопасности горных работ с минимальными потерями и разубоживанием [1]. Одним из вариантов разработки высокоценных и слабоустойчивых руд является слоевая система с твердеющей закладкой и нисходящий порядок их выемки.

В отличие от восходящей выемки слоев, обеспечивающей монолитность формируемого искусственного массива, последовательное создание слоев закладки сверху вниз сопровождается накоплением пустот в отработанном и заложенном пространстве (на границах смежных слоев) вследствие технологического недозаклада, усадки и компрессионного сжатия закладки. По мере отработки запасов создается искусственный массив блочной структуры, объем пустот в котором постепенно накапливается. Данное обстоятельство может привести со временем к активизации процесса сдвижения в подрабатываемой толще заложенного пространства и, как следствие, негативно отразиться на безопасности горных работ. От успешности решения вопросов управления и контроля состояния подрабатываемого закладочного массива во многом зависит эффективность и безопасность дальнейшей отработки месторождения. Опыт применения данной системы разработки на руднике «Интернациональный» АК «Алроса» показал, что в ряде случаев имели место обрушения искусственной кровли очистных заходок.

Прогнозировать расчетными методами поведение блочных сред с неизвестными границами на контактах слоев (вследствие технологических недозакладов) и в условиях значительных изменений механических свойств закладки от времени ее формирования практически невозможно. Поэтому единственным надежным методом определения вертикальных смещений является инструментальный контроль.

Одним из методов контроля вертикальных сдвижений является метод скважинной инклинометрии, основанный на измерении углов наклона обсаженной полиэтиленовой трубой субгоризонтальной скважины, пробуренной в контролируемом слое закладки [2,3]. Результатом измерений является накопление массива данных по углам наклона трубы $V_i(x)$ на глубинах x_i от устья измерительной скважины. Расчет вертикальных отметок профиля скважины h_i на расстоянии x_i от устья x_0 по дискретным данным углов наклона обсадной трубы $V_i(x)$ определяется с помощью интегрирования по формуле:

$$h_i = \int_{x_0}^{x_i} v(x) dx, \quad (1)$$

Величина прогиба скважины (слоя закладки), вызванная сдвижением закладочного массива при его подработке, определяется по изменениям отметок профилей в процессе режимных наблюдений относительно исходного (начального) положения. Периодичность повторных циклов наблюдений зависит от интенсивности ведения горных работ при подработке слоя, оценить который можно по разности двух смежных циклов

Поскольку измерение угла $V(x)$ в (1) носит дискретный характер, то интегрирование заменяем аппроксимацией методом трапеции:

$$S_n = \frac{\pi}{180} \Delta l \left(\frac{\varphi_0}{2} + \sum_{i=1}^n \varphi_i \right), \quad (2)$$

где S_n – смещение скважины в вертикальном направлении в точке n ; Δl – шаг продвижения вдоль скважины; φ_0 – угол в устье скважины; φ_i – текущий угол, измеренный через Δl .

Величина прогиба (вертикального сдвижения) подрабатываемого слоя рассчитывается по изменениям углов наклона наблюдательной скважины относительно ее исходного состояния.

В ИГД СО РАН разработан малогабаритный зонд, выполненный на основе двух перпендикулярно расположенных датчиков углов наклонов – инклинометров. Он позволяет вести наблюдения по субгоризонтальным скважинам и контролировать возможные вертикальные смещения подрабатываемого толщи закладки [4]. Первый датчик, установленный в плоскости продольной оси инклинометрического зонда, является основным измерительным элементом, обеспечивающим контроль углов наклона обсадной трубы в вертикальной плоскости. Второй расположен ортогонально первому и используется для установки зонда в вертикальной плоскости (рис. 1).



Рис.1. Блок-схема инклинометрического комплекса

Порядок проведения наблюдений принят следующий:

1. Установка зонда в вертикальное положение (с помощью 2-ого датчика)
2. Снятие i -ого отсчета (аналоговый сигнал через АЦП передается на ПК)
3. Продвижение зонда до через равные интервалы (с выполнением п. 1 и 2) до забоя скважины в «прямом» и «обратном» направлениях
4. Сохранение результатов измерений на ПК с последующей обработкой в MS Excel

Лабораторные тесты показали, что стандартное отклонение при определении угла наклона трубы в точке составляет $0,02^\circ$. При проведении испытаний в шахтных условиях (путем проведения четырех циклов «прямо-обратно») в 40 м обсадной трубе установлено, что среднеквадратическая ошибка определения углов по длине скважины с интервалом установки через 0,5 м (80 точек) не превышает $7'$, а погрешность определения отметок в профиля составляет менее 1мм на 1м длины скважины.

Натурные испытания инклинометрического зонда проведены на руднике «Интернациональный» АК «Алроса» при переходе на слоевую нисходящую систему разработки. Предложенный метод вошел составной частью в проект геомеханического мониторинга, разработанного ИГД СО РАН для контроля состояния очистных выработок при отработке запасов на глубоких горизонтах.

В качестве примера реализации метода приведем результаты наблюдений вертикальных сдвижений разрезного слоя 34 (блок 7/8) при его подработке. Первый (начальный) цикл измерения в оборудованной скважине 7.010 был проведен, когда в слое 33 были отработаны ленты 11 и 14 (рис. 2а). После отработки лент 8, 9 и 12 (рис. 2б) выполнен второй цикл измерений, а третий – когда слой 33 был отработан и заложен полностью.

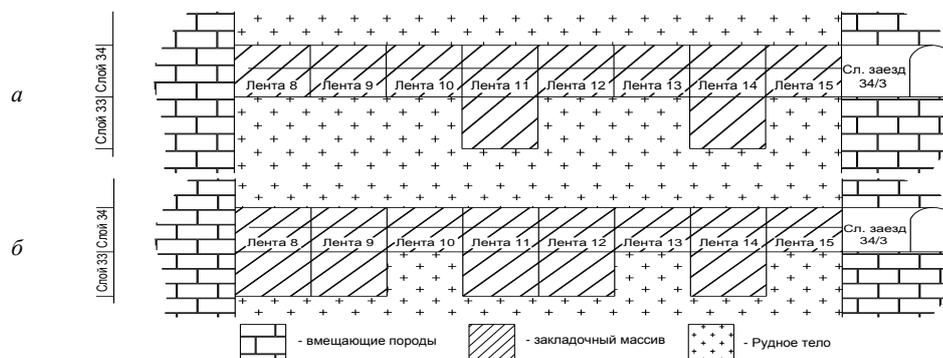


Рис. 2. Состояние горных работ при проведении первого (а) и второго (б) цикла наблюдений

На рис. 3 представлены профили и вертикальные смещения наблюдательной скважины. Из рисунков видно, что смещения после полной отработки слоя составили около 300 мм.

Проведенные испытания разработанного инклинометрического зонда в шахтных условиях свидетельствуют об эффективности его использования для контроля параметров процесса сдвижений массива, вызванных его подработкой.

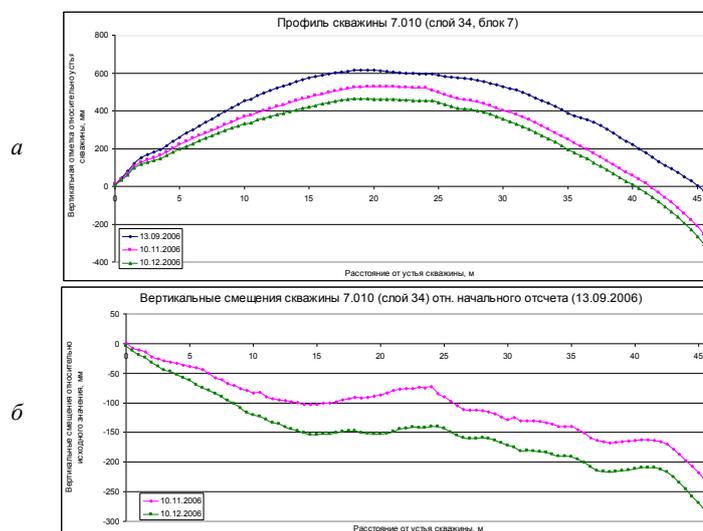


Рис. 3. Изменения профиля скважины за три цикла наблюдения (а); вертикальные смещения скважины относительно исходного состояния (б).

Литература

1. Разработка месторождений с закладкой. /Под ред. Гранхольма С. – Москва: Мир, 1987 г.
2. Фрейман Э.В., Кривошеев С.В., Лосев В.В. Особенности построения алгоритмов ориентации гироскопических инклинометров на базе одноосного гиросtabilизатора – СПб.: ГНЦ РФ – ЦНИИ «Электроприбор», 2002.

3. Ковшов Г.Н., Коловертнов Г.Ю. Приборы контроля пространственной ориентации скважин при бурении: Монография, УГНТУ, 2001 г.
4. Сборник материалов международного научного конгресса ГЕО-СИБИРЬ- Новосибирск: Изд-во СГГА, 2007 г.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕССА «TINIUS OLSEN» ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ, ПРОИЗВЕДЁННЫХ НА МАШИНЕ ДЛЯ ХОЛОДНОГО ОКУСКОВАНИЯ ТОРФА

К.В. Епифанцев

Научный руководитель профессор А.В. Михайлов
**Санкт-Петербургский государственный горный институт,
г. Санкт – Петербург, Россия**

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. Это позволяет максимально приблизить производство местного топлива к потребителям, снизить издержки на перевозки продукции. Использование в котельных торфяного мелкокускового топлива позволит решить ряд энергетических и экологических проблем, а также будет способствовать созданию новых рабочих мест в регионах [1].

Цель работы – оценить качество готовой продукции – торфяных гранул при их испытании разрушающей нагрузкой.

Предельное напряжение сдвига и его влияние на уплотнение торфа в формующих машинах наиболее детально рассмотрено в работах И.Н. Чистого. Напряжение сдвига характеризует прочность структуры вязко-пластичного торфа. Оно зависит от влагосодержания, давления на торф, числа частиц в единице объема и связей между ними. Согласно данным С. С. Овчинникова и В. И. Цветкова, с увеличением нормального давления и скорости сдвига сопротивление торфа сдвигу возрастает в 3-4 раза. Однако в зоне высоких влажностей ($\omega \leq 83\%$) влияние давления на величину θ значительно уменьшается. Таким образом, можно сделать вывод, что качественного формования торфа через мундштуки нельзя достичь только созданием значительного избыточного давления. Противодавление в мундштуке уменьшается с увеличением диаметра [2]:

$$\sigma = \frac{4l\tau}{d}$$

где τ — касательное напряжение сдвига,

L и d — длина и диаметр мундштука.

Следовательно, при движении в мундштуке сдвиг происходит непосредственно у стенки мундштука или вблизи наружной поверхности движущегося потока торфяной массы. Это явление подтверждено, экспериментально М. П. Воларовичем и Н. В. Лазовской при рентгенографическом исследовании движения торфа в цилиндрических насадках.

Для изучения оборудования для переработки торфяного сырья были исследованы гранулы, произведённые на Экструдере Института обогащения твёрдого топлива (ИОТТ, г. Люберцы Московской обл.) сконструированного и изготовленного научным коллективом института под руководством зав. Лабораторией брикетирования и гранулирования, Академика Международной академии Минеральных ресурсов С.С. Будаева.

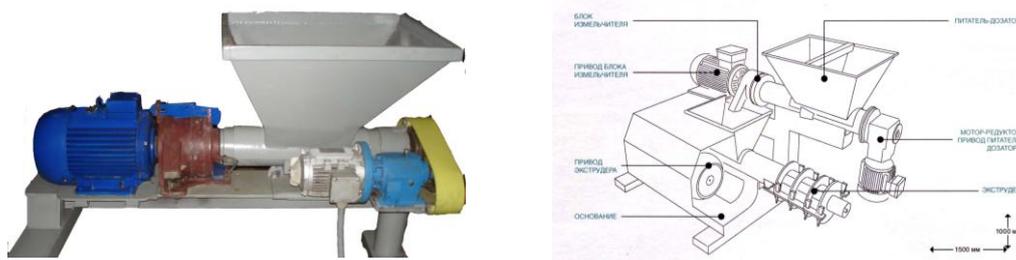


Рис.1. Экструдер ИОТТ

Для формования был использован торф с месторождения Саккало (Ленинградская область). Созданный экструдер производит измельчение материала с механической активацией, которая достигается за счет высокоскоростной передачи энергии при непрерывной его подаче через питающую трубу и центральную часть ротора. При прохождении материала через центр ротора происходит его разделение на отдельные потоки. Частицы материала, выходящие из ротора по касательной траектории к направлению движения, попадают во вращающуюся с большой скоростью высоконасыщенную среду. Под воздействием центробежной силы материал устремляется по каналам ротора в зону помола. В зоне помола образуется участок самоизмельчения материала посредством создания давления на материал. Давление производится центробежными силами при вращении ротора и взаимного сдвига материала [3]. Экструдер (Рис. 1) оснащен двухступенчатым шнеком с переменным шагом витков, реализующим уплотнение формуемой массы методом сдавливания со сдвигом по продольно скручиваемому профилю. Производительность машины – 150-250 кг\час, мощность электродвигателя – 3 кВт.

Для изучения прочностных характеристик сформованного топлива были проведены испытания гранул на прессе Tinius Olsen (США). Для 5 гранул различной влажности были проведены испытания в горизонтальном (3 образца гранул для каждой влажности) и вертикальном положениях (2 образца гранул для каждой влажности) до полного разрушения гранул. Результаты были занесены в таблицу.

Таблица 1

Результаты испытаний

№ образца	Исходная средняя влажность,	Средний предел разрушения	Средний предел разрушения	Ø Гранулы внешний, мм	Ø Гранулы внутренний,	Длина гранулы,	Плотность, кг/м ³
1	63.7	1611	109,93	30,256	9,86	31,8	857,2
2	67.3	2523,3	139,3	28,608	7,86	30,3	828,8
3	67.6	1928	178,25	29,664	8,54	31,2	695,5
4	50.94	1674,6	41,2	29,664	8,62	31,8	749,1
5	70.65	2720	313,05	28,302	5,2	31	800,4

На основании полученных результатов были построены диаграммы, в которых возможно проследить зависимость предела разрушения от влажности торфа, из которого были сформованы гранулы.

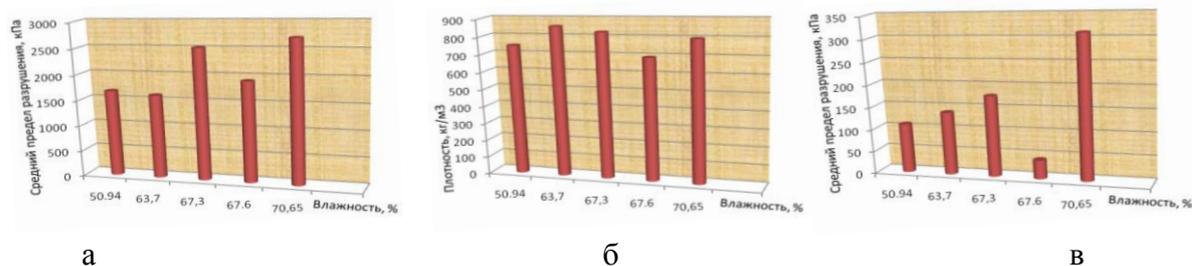


Рис. 2 – Графики, полученные на основании: а – испытания гранул в горизонтальном положении; б – соотношении плотности и влажности гранул; в – испытания гранул в вертикальном положении

Таким образом, максимально высокий средний предел разрушения был зафиксирован при $w_{cp} = 70.65\%$. Данные показатели необходимы для определения крошимости гранул, так как при их транспортировании на достаточно протяжённые расстояния торфяное формованное топливо должно иметь крошимость не более 10%. Для визуального представления процесса испытания гранулы в вертикальном и горизонтальном положении при $w_{cp} = 70.65\%$ представлены графики из программной среды пресса Tinius Olsen.

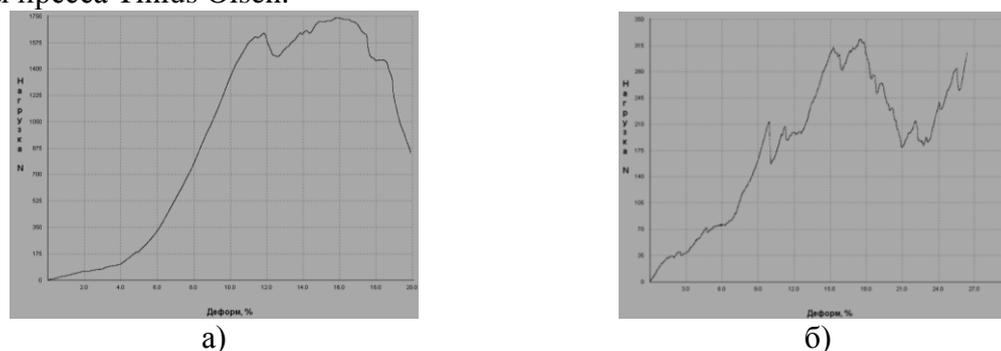


Рис. 3 – Графики, полученные в программной среде Tinius Olsen при испытаниях гранулы при $w_{cp} = 70.65\%$: а – в вертикальном положении; б – в горизонтальном положении

Литература

1. Михайлов А.В., Селеннов В.Г., Торфяная промышленность России / Горное оборудование и электромеханика. – М., 2009. – №9.
2. Чистый И.Н. Производство гранулированного торфа. – Мн.: Наука и техника, 1980, 144 с.
3. Официальный сайт Института обогащения твёрдого топлива <http://www.iott.ru/>. Время обращения 08.11.2010

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗДУШНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕН С ПОМОЩЬЮ ПЕНОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПЫЛЕПОДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ШПУРОВ В ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТКАХ

А.В. Филатова

Научные руководители профессор В.Г. Лукьянов, доцент А.А. Щукин
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Проведение горно-разведочных выработок отличается большой трудоемкостью и стоимостью по сравнению с другими видами работ, так как проведение в скальных породах осуществляется буро-взрывным способом.

Низкие отрицательные температуры в зимний период резко ограничивают применение общеизвестных средств гидрообеспыливания. В связи с этим запыленность воздуха в сотни раз превышает предельно допустимую концентрацию. Особенно опасна для здоровья проходчиков витающая (менее 12 мкм) кварцевая пыль, смачиваемая водой в процессе бурения, а также при взрывных работах.

В связи с тем, что по нашим данным целенаправленные исследования по использованию пены для пылеподавления в горных выработках производились недостаточно, целью настоящей работы является анализ опыта ее применения и постановка задачи исследований применительно к строительству транспортных сооружений. Как известно, пена – это одна из разновидностей дисперсий. Пена представляет собой дисперсную систему, состоящую из ячеек – пузырьков газа (воздуха), разделенных тонкими пленками жидкости. Получение пены с заданными свойствами – важная прикладная проблема. Для оценки свойств пены используют следующие показатели: кратность, дисперсность, устойчивость. Во многом важны ее структурно-механические свойства, теплофизические свойства, плотность и электропроводность. Вязкость пены определяется вязкостью газа, жидкости и объемным соотношением газа и жидкости.

Пенообразование на сетках является единственным способом получения высокократной пены. Имеется несколько разновидностей устройств подобного рода. Образование пены с помощью сеток происходит только в определенном интервале скорости потока воздуха, предельное значение которой от концентрации пенообразователя и размеров ячеек сетки. Кратность генерируемой пены зависит от давления раствора, концентрации пенообразователя, размера ячеек, температуры, скорости и давления раствора. Пеногенератор с перфорированной внутренней трубой позволяет улучшить условия пенообразования за счет турбулизации потока.

Образование пыли при строительстве транспортных сооружений в скальных породах связано с бурением шпуров, взрывными работами и погрузкой породы. Пылеподавление при бурении шпуров традиционно выполняется с помощью промывки шпуров водой и водосолевым раствором и пылеотсосом.

Из приведенного выше анализа следует следующие выводы.

Отсутствуют сведения об использовании пены для пылеподавления при бурении шпуров.

Целесообразность пылеподавления пеной в условиях отрицательных температур может быть определена в процессе проведения лабораторных и производственных исследований.

Существенное снижение запыленности воздуха при строительстве транспортных сооружений возможно при использовании комбинированного метода пылеподавления, а именно:

- а) При взрывных работах – применение гидрозабойки шпуров из гидропаст и заполнение призабойного пространства выработки пеной кратностью 600-800;
- б) При бурении шпуров – промывка шпуров пеной кратностью 80-200.

Цель работы – разработка практических рекомендаций по внедрению прогрессивной технологии при проведении горно-разведочных выработок. Пеногенератор, изготовленный по чертежам кафедры горного дела Томского политехнического университета, предназначен для создания пенных растворов кратностью 80-200 из водного раствора сульфоната концентрации 0,05-0,1% в целях эффективного подавления вредной пыли.

Результаты проведенных испытаний в одной из экспедиций Якутии подтверждают эффективность предлагаемого способа пылеподавления при бурении шпуров.

СТУДЕНТЫ

РАЗРАБОТКА НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ФУНДАМЕНТА ЛЕНТОЧНОЙ ПИЛОРАМЫ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.И.Хижняков

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

Надежность работы любого механического агрегата, будет зависеть от величины вибрации, которая пагубно сказывается на его техническом состоянии. При вибрации отдельные детали и узлы испытывают воздействие знакопеременных нагрузок. В результате этого понижается прочность деталей и в конечном итоге может наступить разрушение [1].

Через подшипники, опоры и фундаментные рамы вибрация от агрегата передается на фундамент. При этом происходит ослабление соединения этих узлов между собой, нарушается общая жесткость конструкции. От фундамента вибрация передается на грунт. В результате механического воздействия происходит нарушение природной структуры грунта. Рассмотрим данный вопрос на примере ленточной пилорамы [2].

На ленточной пилораме в основном возникает механическая вибрация, обусловленная неуравновешенностью вращающихся частей, дефектами геометрии вала, плохой установкой машин на фундаменте, дефектами в подшипниках и т.п. Искривление ротора электродвигателя из-за несимметричности нагрева (например, межвитковое замыкание в обмотке возбуждения) или несимметричного охлаждения также рассматривается как механическая причина вибрации связанная с неуравновешенностью.

Таким образом, устранение вибрации работающих механизмов приобретает первостепенную важность, но является порой очень сложной задачей.

Так, проведенный литературный анализ, позволил выделить основные источники вибрации на ленточной пилораме:

- неуравновешенные массы;
- несоосность валов электродвигателя и редуктора;
- дефекты в подшипниках.

Первый источник вибрации – неуравновешенность. Возникает в случае появления на роторе одной точечной неуравновешенной массы m , что приводит к смещению центра тяжести. Основным способ устранения проведение балансировки, но балансировка проводится в условиях завода. Вне заводских условий балансировку провести сложно.

Второй источник вибрации – несоосность. Возникает в случае несовпадения осей электродвигателя и редуктора. В случае возникновения несоосности произойдет разрушение втулочной – пальцевой муфты [3].

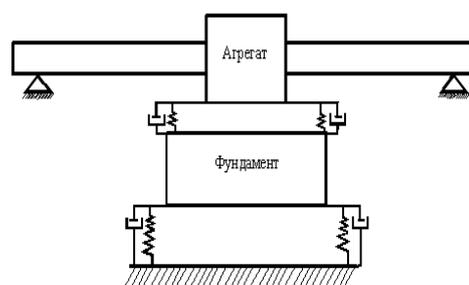


Рис.1. Схема взаимодействия пилорамы и грунта

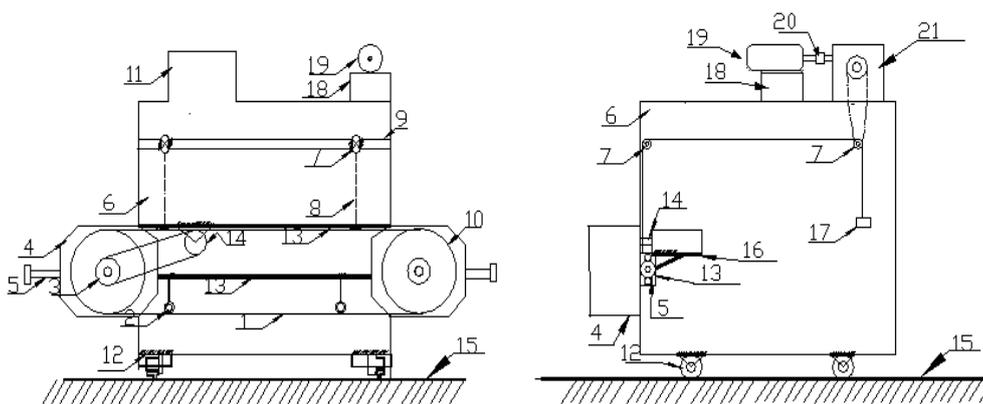


Рис.2. Ленточная пиорама

Третий источник вибрации – дефекты в подшипниках. Возникает при разрушении опор. При этом увеличивается подвижность подшипниковых узлов, а следовательно увеличивается подвижность у колес 3,10 (см. рис.2), вызывая при этом дополнительные колебания.

Перечисленные причины вибрации являются общими для всех механических средств оснащенных электродвигателями.

Ленточная пиорама имеет свои особенности, например, максимальная вибрация, возникает при пропиливании бревна. Конструкция пиорамы представлена на рис. 2. Устройство содержит каркас 6, на котором находятся все составные части пиорамы. Металлическая труба 9 с закрепленной звездочкой 7, по которой перемещается цепь 8 с противовесом 17. Вращение цепи происходит с помощью редуктора 21, который передает крутящий момент от электродвигателя 19 с помощью муфты 20. Электродвигатель установлен на подставке 18. Составные части конструкции — барабаны 4, — состоят из ведущего колеса 3 и ведомого 10. Положение колес можно изменить с помощью юстировочных винтов 5. При вращении колес происходит вращение ленточной пилы 1. Пила должна отработать 2 часа, но в большинстве случаев данные технические требования не выполняются. Следовательно, при наработке более 2 часов ленточная пила затуплена. В результате пила не пропиливает бревно, а “перегрызает”, что приводит к дополнительному нагружению электродвигателя и уменьшению скорости пропила, следствием чего является возникающая вибрация.

Одним из объектов определяющим надежность пиорамы является фундамент, так как именно его колебания оказывают главное воздействие на качество изготавливаемой продукции. В основном на ленточных пиорамах применяется бетонный фундамент, на котором находятся уголки, с закрепленными на них рельсами. Фундамент обычно устанавливается на просадочных грунтах, например суглинки. Для уменьшения просадки используют следующие методы: а) уплотнение и устройство подушек из непросадочных местных грунтов б) устройство свайных фундаментов с прорезкой всей толщи просадочного слоя грунтов с целью передачи давления на непросадочные подстилающие слои [1].

В процессе эксплуатации ленточной пиорамы происходит колебания резьбовых соединений на рельсах и деформация бетона. Вибрация передается от агрегата на фундамент, а от фундамента на грунт (см. рис.1). Это приводит к необходимости остановки производства и проведению ремонтных работ. Межремонтный период составляет полгода, а продолжительность ремонта – около 2 дней.

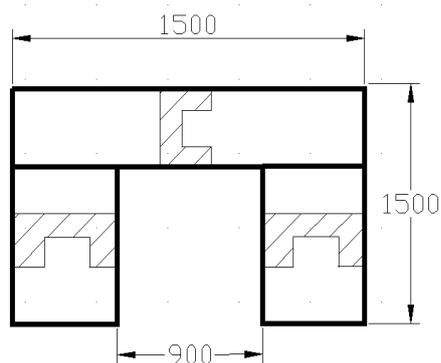


Рис.3. Конструкция из трех швеллеров

Для увеличения межремонтного периода предлагается усилить конструкцию фундамента. Для гашения вибрации между рельсами 15 (рис. 2) и фундаментом актуально применить демпфирующие прокладки, которые будут работать по принципу амортизаторов. Для увеличения жесткости конструкции и снижение уровня вибрации воздействующего на грунт целесообразно использовать закладные (см.рис.3), которые представляют собой металлический каркас из трех швеллеров (№30). Данная конструкция позволит максимально погасить вибрацию и повысить надежность фундамента.

Данная рекомендация позволяют не только обеспечить безотказную работу пилорамы, но и сэкономить средства на ремонте. Применение рекомендуемой конструкции фундамента разработанной с участием автора на одном из производств, показало следующие результаты: за 5 лет работы не было произведено ни одного планового ремонта фундамента.

Литература

1. Иванов П.П., Строкова Л.А. Механика грунтов, основания и фундаменты. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 228 с.
2. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: Недра, 2004. – 621 с.
3. Соколов А.П., Нестерко В.П. Динамические реакции вращающихся тел. – Томск: Изд-во ТПУ, 1994. – 22 с.

РАЗРАБОТКА АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА АНАЛИЗА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДАМИ СЕДИМЕНТАЦИИ И МИКРОСКОПИИ

Г.А. Еремян, И.С. Сулейманов

Научный руководитель профессор А.Т. Росляк

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

Научная разработка авторов направлена на решение актуальной проблемы, связанной с определением механических свойств горных пород, в частности гранулометрического состава осадочных пород. Современные методы анализа гранулометрического состава не обеспечивают достаточную достоверность, так как не позволяют одновременно учитывать форму частиц и их седиментационный диаметр, играющий важную роль в процессах осадконакопления. Отсюда следуют грубые ошибки в оценке, в частности, фильтрационно-емкостных свойств углеводородосодержащей породы и в подсчете запасов нефти и газа на конкретном месторождении.

Для существенного совершенствования методик анализа гранулометрического состава осадочных горных пород необходима разработка аппаратурно-программного комплекса, обеспечивающего анализ размеров частиц во всем диапа-

зоне для данного образца породы. Кроме того, физические принципы анализа должны коррелировать с физическими основами образования осадочных пород и учитывать форму частиц. Этим условиям наиболее полно удовлетворяет сочетание методов микроскопического и седиментационного анализа размеров частиц. Однако до сих пор не разработаны методики, приборы и программные продукты, обеспечивающие корреляцию численного (микроскопия) и массового (седиментация) распределения частиц по размерам с автоматической оценкой достоверности анализа.

В связи с этим авторами сделана попытка разработать и реализовать на программном уровне методику микроскопического анализа размеров частиц с автоматической оценкой погрешностей измерений, и совместно разработать методику нового способа седиментационного анализа с использованием стартового слоя. Данный метод обеспечивает прямое измерение скорости осаждения частиц и веса накопленного осадка на приемной чашке седиментометра. В настоящее время авторы заканчивают работу над созданием единого аппаратурно-программного комплекса.

Изучение гранулометрического состава проводилось с помощью микроскопического анализа с использованием современного компьютеризированного микроскопа фирмы «Олимпус» с программным обеспечением, позволяющим сохранять изображения проб и систематизировать частицы по размерам. Микроскоп комплектуется программным обеспечением «Image 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.

В институте природных ресурсов ГПУ разработан метод весовой седиментации частиц из так называемого стартового слоя, который обеспечивает прямое измерение скорости осаждения частиц и веса накопленного осадка на приемной чашке [2]. По сравнению с приборами седиментации из объема весовая седиментация из стартового слоя значительно расширяет диапазон измеряемых размеров частиц (0,001 – 0,5 мм), обеспечивает запись непрерывной кумулятивной функции накопления осадка и, соответственно, непрерывное распределение частиц по размерам без аппроксимации эмпирическими уравнениями, прямое измерение скорости осаждения частиц, в том числе и частиц неправильной формы.

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

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

Компьютер через блок связи анализирует сигнал, пропорциональный количеству осевших частиц в зависимости от времени и в соответствии с физически обоснованными законами сопротивления и методами аппроксимации рассчитывает гранулометрический состав пробы.

Расчет размеров частиц ведется не только по закону Стокса, но и по другим, более точными, законам в соответствии со скоростью осаждения частиц. Чувстви-

тельная система прибора, измеряющая количество осевших частиц во времени, работает строго в диапазоне закона Гука, когда микроперемещение чашки приема осадка прямо пропорционально весу осевших частиц. Расчет процентного содержания фракции каждого размера ведется компьютером относительно общей массы данной пробы. Поэтому не требуется точное взвешивание пробы перед анализом.

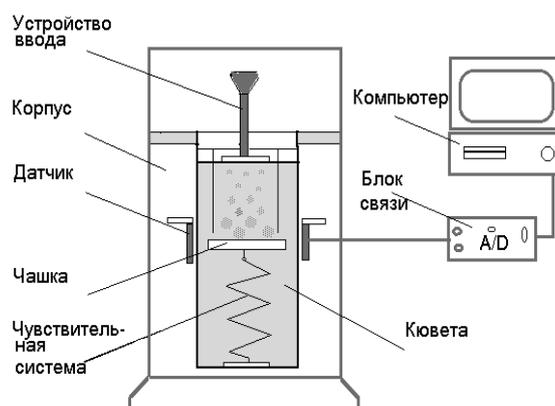


Рис.1 Принципиальная схема седиментометра ВС-4

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

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

В соответствии с изложенной методикой проведен микроскопический анализ подситовой фракции измельченного керна с оценкой относительных погрешностей определения процентного содержания каждой фракции. Результаты анализа представлены на рис.2. Этот же материал анализировался на весовом седиментометре (рис.3).

Как видно из представленных результатов предварительных исследований, данные микроскопического и седиментационного анализов одной пробы материала существенно различаются. Это различие вызвано, прежде всего, тем, что в основе измерений каждого метода заложены различные физические принципы.

В микроскопии используется метод непосредственного наблюдения, измерения размеров и счета частиц каждого размера. В седиментации размер частиц определяется по скорости их осаждения в жидкости из соответствующих законов сопротивления (например, по формуле Стокса для шарообразных частиц). Соответственно каждому методу присущи свои систематические ошибки.

Это подтверждает необходимость создания комплексной методики анализа гранулометрического состава, которая позволяла бы учитывать ошибки каждого метода и выдавала результаты анализа, наиболее корректно описывающие данную пробу.

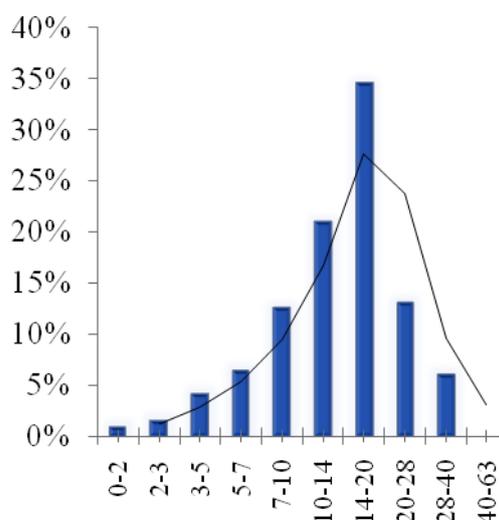


Рис. 2. Микроскопический анализ

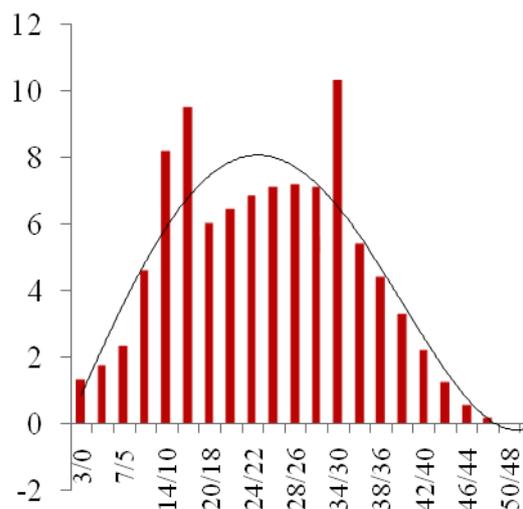


Рис.3. Седиментационный анализ

Практическая реализация данной работы на стадии экспериментального образца возможна уже в первый год выполнения исследований. Этому способствуют полученные авторами проекта результаты практически реализованных методик микроскопического анализа с автоматической оценкой погрешностей измерений и седиментационного анализа с использованием стартового слоя. Также разработан и имеется в экспериментальных образцах принципиально новый прибор седиментационного анализа с использованием стартового слоя – весовой седиментометр ВС-4.

Литература

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

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФАБРИКИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ РУД

Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.Г.Крец

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

По данным, полученным от директора обогатительной фабрики Александровой Т.Н., ООО «Востокказмедь» ТОО «Корпорация Казахмыс», Белоусовский ГОК (частное сообщение), при проектировании обогатительной фабрики часто возникают проблемы подбора оборудования таким образом, чтобы технологический процесс переработки рудной продукции шел стабильно при максимальной производительности фабрики. Часто приходится отталкиваться от производительности наименее мощного оборудования, в виду того, что при повышении производительности на фабрике в целом появляется большая вероятность возникновения разлива или застоя руды на этом участке, что приводит к нарушению технологии переработки руды. Повышение мощности отдельного технологического участка (наименее мощного оборудования) не дает желаемого результат, поскольку мощности других машин ос-

таются прежними, и при запуске технологического процесса снова приходится от-талкивать от другой, наименее мощной машины

В результате необдуманного согласования оборудования на обогатительной фабрике происходит потеря ценного сырья и предприятие несет нежелательные убытки или из-за недостаточно высокой скорости производства технического продукта предприятие не укладывается в поставленный план.

Моделирование технологических процессов находит применение на практике в различных отраслях промышленности. В работе [1], в которой был предложен метод моделирования транспортных потоков с помощью схмотехнического моделирования. Используя методику, приведенную в работе, предполагается, что таким же образом можно решить поставленную задачу «Смоделировать технологические процессы обогатительной фабрики для оптимизации производства». Многим известно, что технологические процессы можно заменять электрическими моделями, но будет ли электрическая модель являться полной аналогией производственного процесса неизвестно.

В качестве объекта исследования была взята одна из обогатительных фабрик ООО «Востокказмедь», ТОО «Корпорация Казахмыс», Белоусовский ГОК, Восточно-Казахстанская область. Фабрика представляет собой ряд технологических блоков (переделов), схема которых представлена на рис. 1.

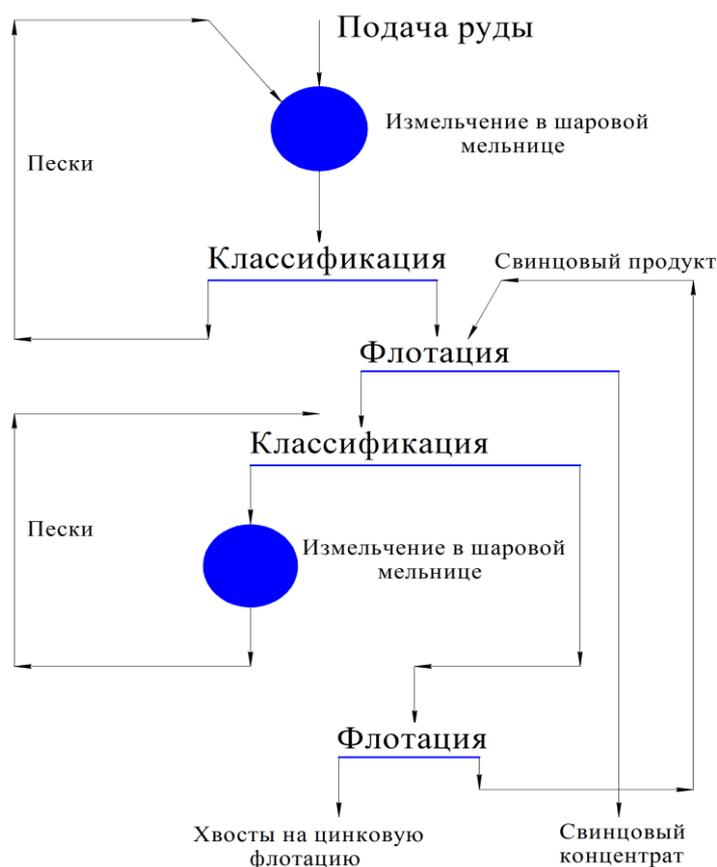


Рис. 1. Схема рассматриваемой фабрики по измельчению полиметаллических руд

Предположим, что руды в наличие имеется достаточно, практически в неограниченном количестве, но фабрика за час перерабатывает определённое количество руды. Фабрика имеет несколько стадий переработки руды. Номером 1 на рис. 2 обозначен первый узел переработки руды (подача руды), номером 5 конечный узел перера-

ботки (получение готовой продукции – свинцового концентрата), номерами 2, 3, 4 – промежуточные узлы переработки руды. На схеме участок 1,2 – флотация, 1, 5 – пески, 2,5 – свинцовый концентрат, 2,3 – классификация, 3,2 – измельчение в шаровой мельнице, 3,4 – флотация, 4,2 – свинцовый продукт, 4,5 – хвосты на цинковую флотацию. Направление движения руды указано стрелками. Каждый участок фабрики (определенное оборудование) может пропустить за единицу времени не более определённого числа тонн руды. Назовём это число пропускной способностью и будем считать его известным для каждого из участков пути (для каждого оборудования). Пропускную способность оборудования возьмём из справочных данных по каждому переделу. Пропускную способность участка, ведущего из пункта i в пункт j (участка $i-j$), обозначим через a_{ij} (т/ч). Так как пропускная способность первой машины измельчения руды и классификации наибольшая из всех возможных пропускных способностей фабрики (то есть поток внутри данных участков равен общему потоку руды на фабрике), то пропускную способность данных участков не учитываем.

Допустим, что необходимо получать как можно больше свинцового концентрата в каждую единицу времени. Не следует думать, что для этого нужно отправлять ежедневно a_{12} тонн по участку 1-2 и a_{23} тонн по участку 2-3: может оказаться, что из-за недостаточной пропускной способности участков, по которым движется руда, могут образоваться застои руды, в результате чего движение нарушится или прекратится совсем. Например, если $a_{12} > a_{25} + a_{23}$, то застой руды возникнет в пункте 2 (флотация). Для наилучшего (оптимального) измельчения полиметаллических руд необходимо определить, сколько тонн руды нужно ежедневно проводить по каждому участку фабрики измельчения полиметаллических руд, чтобы при этом не превысить пропускной способности ни одного из участков, не создать ни одного зстоя в промежуточных пунктах и чтобы выходное количество ежедневно получаемой готовой продукции (свинцового концентрата) было наибольшим.

Искомое количество руды, проходимым по участкам $i-j$ ежедневно, обозначим через x_{ij} (т/ч).

Схема на рис. 2 – ориентированный граф, точки на этом графе являются вершинами, а стрелки – дугами графа. Каждая дуга имеет определённое направление, поэтому одна из соединяющих её вершин – начальная, другая – конечная; дуга выходит из начальной вершины и входит в конечную. Вершина, которая является для всех связанных с ней дугами начальной (конечной), называется входом (выходом) графа (на рис. 2 – вершины 1 и 5 соответственно). Ориентированный граф с одним входом – это и есть схема обогащения (рис. 2). Вершины схемы обогащения, не являющиеся входом или выходом, называются промежуточными.

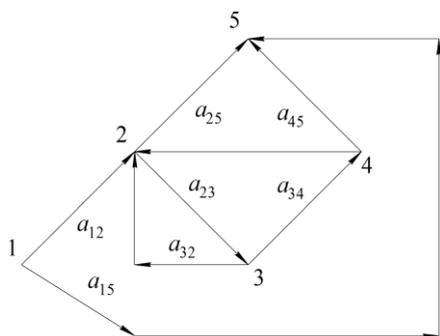


Рис. 2. Схема модели потоков продуктов технологического передела обогатительной фабрики

являющиеся входом или выходом, называются промежуточными.

Искомую величину объёма пропускаемой руды x_{ij} назовем потоком по дуге $i-j$, а сумму потоков по всем дугам, выходящим из входа сети (в нашем случае $x_{12}-x_{15}$), потоком по сети.

Задача о максимальном потоке. Дана схема обогащения, для каждой дуги которой указана пропускная способность. Требуется определить потоки по дугам сети, не превосходящие соответствующих пропускных способностей, так, чтобы для любой промежуточной вершины сумма потоков по входящим

дугам была равна сумме потоков по выходящим дугам («условие непрерывности потока») и чтобы поток по сети был наибольшим из возможных.

Рассматриваемая задача – частный случай о максимальном потоке (условие непрерывности потока – это условие отсутствия рудных застоев). Пользуясь введёнными обозначениями её можно сформулировать так:

Найти такие величины x_{ij} потоков по дугам, при которых достигает максимума величина потока по сети

$$X = x_{12} + x_{15} \quad (1)$$

при следующих условиях:

а) ограниченность пропускных способностей дуг:

$$\begin{aligned} x_{12} \leq a_{12}, x_{23} \leq a_{23}, x_{32} \leq a_{32}, x_{25} \leq a_{25}, \\ x_{34} \leq a_{34}, x_{45} \leq a_{45}, x_{42} \leq a_{42}, x_{15} \leq a_{15} \end{aligned} \quad (2)$$

б) непрерывность потока в промежуточных вершинах:

$$\begin{aligned} x_{12} + x_{42} + x_{32} - x_{23} - x_{25} - x_{45} = 0, \\ x_{23} - x_{34} - x_{32} = 0, \\ x_{34} - x_{42} - x_{45} = 0. \end{aligned} \quad (3)$$

При установившемся потоке количество руды, пропускаемой через вход 1, должно быть равно количеству руды, пропускаемой за то же время на выход 5 (иначе нарушилось бы условие непрерывности потока):

$$X = x_{12} + x_{15} = x_{23} + x_{45} + x_{15} \quad (4)$$

Рассмотрим уравнения (3). Если схему обогащения считать электрической цепью, а объёмы пропускаемой руды x_{ij} – величинами тока в соответствующих ветвях цепи, то уравнение (3) выражают первый закон Кирхгофа для промежуточных узлов цепи: алгебраическая сумма токов в узле равна нулю (т.е. сумма токов, втекающих в узел, равна сумме токов, вытекающих из узла).

Следует заметить, что эта аналогия не полная, поскольку закон Кирхгофа обычно формулируется для замкнутой цепи и относится к любому её узлу; у нас же цепь не замкнута, а условия (3) неверны для крайних узлов 1 и 5. Можно так видоизменить задачу о потоке, что отмеченное расхождение устранится. С этой целью введём в схему обогащения дополнительную дугу из выхода во вход сети (на рис. 3 это дуга X).

Пропускной способностью новой дуги ограничивать не будем, а поток по ней примем равным X, т.е. потоку по сети. По полученной обобщенной сети поток будет совершать уже замкнутый путь от входа к выходу по заданной схеме обогащения, а затем от выхода на вход по дополнительной дуге.

Тогда нашу задачу можно переформулировать: определить такие объёмы пропускаемой руды x_{ij} , при которых достигается максимум величина X (поток по сети) при ограничениях (2) и условиях (3) и (4) непрерывности потока во всех узлах:

$$\begin{aligned} X - x_{12} - x_{15} &= 0 \\ x_{12} + x_{42} + x_{32} - x_{23} - x_{25} - x_{45} &= 0 \\ x_{23} + x_{45} + x_{15} - X &= 0 \\ x_{34} - x_{42} - x_{45} &= 0 \end{aligned}$$

Получилась полная аналогия с законом Кирхгофа, и поэтому возникает вопрос: «нельзя ли построить электрическую модель схемы обогащения, в которой искомым потоком по дугам соответствовали бы токи в ветвях, определяемые непосредственным измерением без каких-либо вычислений?»

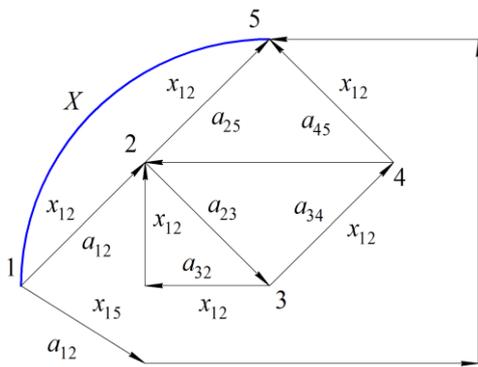


Рис. 3. Схема модели потоков продуктов технологического передела обогатительной фабрики

модель соответствовала задаче, нужно обеспечить прохождение по каждой из основных ветвей цепи (соответствующих дугам исходной схемы обогащения) тока заданного направления, не превышающего определённой величины (равной пропускной способности дуги сети). С этой целью дугу $i-j$ заменим в модели ветвью $i-j$ электрической цепи с параллельно включенным диодом (пропускающим ток в нужном направлении) и источником тока, сила которого численно равна пропускной способности a_{ij} этой дуги.

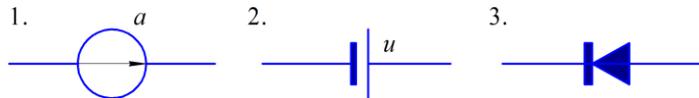


Рис. 4. Используемые детали для построения модели: 1) источник тока; 2) источник напряжения, где u – величина напряжения в ветви; 3) диод

Все указанные элементы цепи считаются идеальными: предполагается, что источник тока обеспечивает постоянную силу тока в ветви (независимо от напряжения на её концах); источник напряжения поддерживает постоянное напряжение в ветви (независимо от силы проходящего по ней тока); диод пропускает ток лишь в одном направлении и при этом не оказывает сопротивления (т.е. при прохождении в этом направлении тока через диод не происходит падения потенциала). Кроме того, все проводники в цепи также считаются идеальными, их сопротивления полагаются равными нулю. Идеальных элементов в этом смысле в действительности не существует.

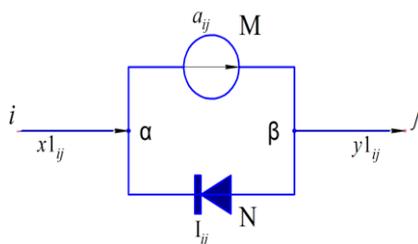


Рис. 5. Элемент электрической цепи, заменяющий определенный технологический участок на схеме обогатительной фабрики

значим I_{ij} , точки в ветвях $i-\alpha$ и $\beta-i$ обозначим через x_{lij} и y_{lij} соответственно, направления этих токов указаны на схеме.

Применение закона Кирхгофа дает:

Покажем, что такую модель построить можно.

Дугам сети в этой модели должны соответствовать ветви электрической цепи, а вершинам – узлы цепи.

Замечание. Будем пользоваться следующими обозначениями (рис. 4.):

Для прохождения тока по цепи необходимо наличие в ней электродвижущей силы. Поэтому включим в дополнительную ветвь цепи источник единичного напряжения – батарею, создающую в ветви 5–1 напряжение $U=1$ (положительный контакт батареи соединим с узлом 1). Чтобы

Однако в пределах ограниченной точности модели, сделанные нами предположения допустимы.

Заменяем дугу $i-j$ ветвью электрической цепи, схема которой изображена на рис. 5.

При этом в схеме ветви появились узлы α и β , которых в схеме обогащения не было. Направление и величина тока в ветви $\alpha-M-\beta$, содержащей источник тока, определяются этим источником; направление тока в ветви $\alpha-N-\beta$ определяется диодом; величину тока в ней обозначим I_{ij} .

1) в узле α : $x_{1ij} + I_{ij} = a_{ij}$ или $I_{ij} = a_{ij} - x_{1ij}$ по свойству диода $I_{ij} \geq 0$, следовательно, $x_{1ij} \geq a_{ij}$ (5).

2) в узле β : $a_{lij} = I_{ij} + y_{lij}$, т.е. $y_{lij} = x_{lij}$.

Значит, по основной ветви $i-j$ цепи идет ток заданного направления (от узла i к узлу j), величина которого x_{lij} не превосходит пропускной способности a_{ij} соответствующей дуги схемы обогащения.

От каждого узла расходятся участки, на которых совершается работа, поэтому узлы должны обладать запасом энергии по перемещению единичной массы руды. Электрическим аналогом этого является потенциал узла. Произведение разности потенциалов двух узлов на ток в узле прямо пропорционально мощности потока. Именно поэтому введём в рассмотрение потенциалы узлов цепи, обозначая через p_i потенциал i -го узла. Разность потенциалов (напряжение) между узлами i и j будем обозначать u_{ij} : $u_{ij} = p_i - p_j$. в силу сделанного предположения на ветвях $i-\alpha$ и $j-\beta$ нет падения потенциала, поэтому $u_{ij} = u_{\alpha\beta}$.

По свойству идеального диода, если ток $I_{ij} > 0$, то разность потенциалов $u_{\alpha\beta} = u_{ij} = 0$. При $I_{ij} = 0$ u_{ij} может принимать любое, не отрицательное значение, так как по цепи ток не может идти из j -го узла в i -й. Учитывая, что $I_{ij} = a_{ij} - x_{lij}$, можно написать $u_{ij}(a_{ij} - x_{lij}) = 0$; $u_{ij} \geq 0$ (6).

Теперь можем построить модель всей схемы обогащения. Ее схема представлена на рис. 6. Ток и напряжение в ветви обозначены через X_1 и U соответственно; по правилам построения модели $U = 1$.

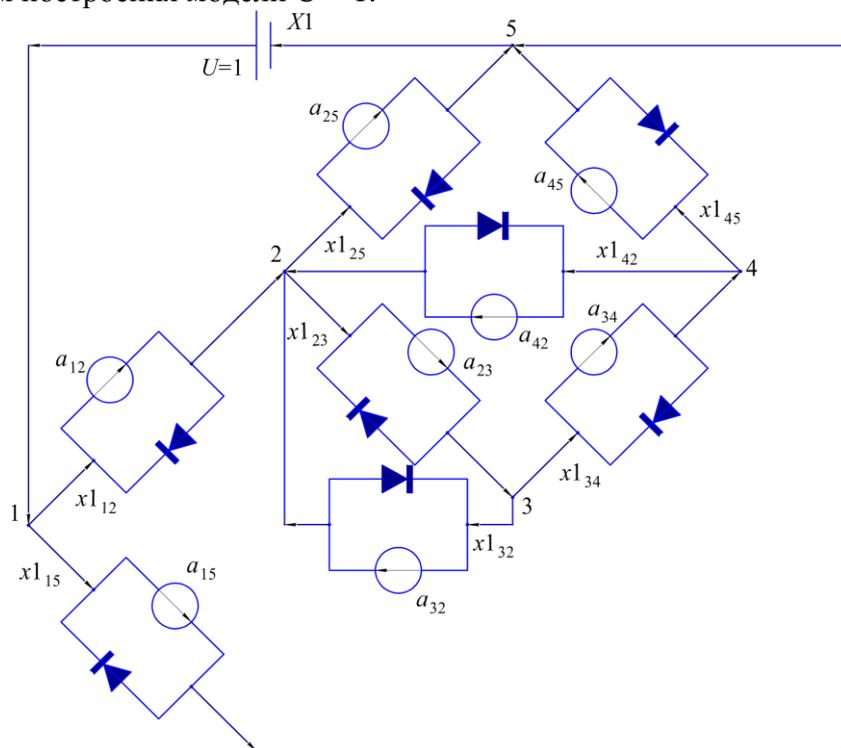


Рис. 6. Схема принципиальная эквивалентного замещения потоков продуктов технологического передела обогатительной фабрики.

Токи x_{lij} , устанавливающиеся в основных ветвях электрической модели схемы обогащения, численно равны объёмам пропускаемой руды по соответствующим дугам и даёт решение задачи о максимальном потоке для этой схемы. При этом ток X_1 в дополнительной ветви модели численно равен максимальному потоку по сети.

Построенная модель полностью решает поставленную задачу: достаточно приведя модель в действие, измерить амперметром токи x_{ij} в ветвях. Основные результаты. Электрическая модель обогатительной фабрики позволяет оперативно определить текущую производительность непосредственно измерением общего потока электрической модели обогатительной фабрики.

Применение моделирования при оптимизации технологических процессов позволит вести производство горно-обогатительного комбината более стабильно.

Литература

1. Транспортные сети и электрические цепи // Квант. 2006. URL:
2. http://kvant.mirror1.mccme.ru/1975/02/transportnye_seti_i_elektriche.htm (дата обращения: 30.02.2007).
3. Краснощеков П.С., Петров А.А. Принципы построения моделей. – М.: Фазис, 2000. – 412 с. – (Математическое моделирование; Вып. 1).
4. Богданов О.С. Справочник по обогащению руд. – М.: Недра, 1982, – 448 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 11
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ
(ОБОГАЩЕНИЕ, ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА И ДР.)
И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО
СЫРЬЯ

АСПИРАНТЫ

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ РЕАКТОРНОГО БЛОКА ПРОЦЕССА
ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ ПАРАФИНОВ

И.М. Долганов

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

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

Основной задачей развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности на ближайшие годы является дальнейшее углубление переработки нефти и повышение качества нефтепродуктов. Увеличение глубины переработки нефтяного сырья требует как проектирования и строительства новых установок, так и реконструкции и модернизации уже действующих. Поставленные задачи практически невозможно решить без применения метода математического моделирования и широкого внедрения в практику исследовательской и проектно-конструкторской работы методов и средств компьютерного моделирования на физико-химической основе.

Целью настоящей работы стало создание компьютерной моделирующей системы производства линейных алкилбензолов (ЛАБ), являющихся основным компонентом синтетических моющих средств, которые широко применяются как для бытовых нужд, так и в промышленности. Основной задачей являлась разработка математической модели и на ее основе программного модуля, позволяющего рассчитывать различные варианты синтеза химико-технологической схемы (ХТС). Это позволило бы повысить выход целевых продуктов за счет более эффективного использования сырьевых ресурсов.

Комплекс для производства ЛАБ включает в себя три технологически связанных реакторных блока: дегидрирования парафинов с получением олефинов, гидрирования побочных продуктов процесса дегидрирования - диолефинов до олефинов, а так же блок алкилирования бензола олефинами с получением ЛАБ [3].

В процессе дегидрирования проектом принята сравнительно низкая конверсия парафинов – порядка 10% [1]. Для повышения конверсии возможна организация различных вариантов рециркуляции непрореагировавшего сырья (потoki 1, 2, 3 на рис.1).

На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики Национального исследовательского Томского политехнического университета была разработана компьютерная моделирующая система «LAB-LABS», базирующаяся на физико-химической сущности протекающих процессов [2]. Система учитывает реакционную способность углеводородов, дезактивацию катализатора, а так же влияние технологических параметров на показатели каталитических процессов.

На основании математической модели процесса дегидрирования, была разработана методика расчета ХТС с различными вариантами организации рецикла сырья, и программа была дополнена соответствующим модулем расчета. Разработанная компьютерная моделирующая система позволяет рассчитывать текущие показатели

стадий производства ЛАБ, а так же различные варианты реконструкции системы в автоматическом режиме, кроме того система позволяет тестировать катализаторы и обладает прогнозирующей способностью.



Рис. 1. Блок-схема комплекса производства ЛАБ

Были проведены расчеты процессов дегидрирования и гидрирования для схемы производства ЛАБ с рециклом после реактора дегидрирования. Расчет процесса дегидрирования проводился на высокоселективных и активных платиновых катализаторах КД-1 и КД-2.

Результаты расчета показали, что соотношение рециркуляции равное 0,3 является наиболее оптимальным, так при этом наблюдается: для катализатора КД-1 (рис. 2) - увеличение выхода олефинов, по сравнению со схемой без рецикла, более чем на 55 кг на тонну свежего сырья (на 45%) при увеличении выхода диолефинов менее чем на 2 кг на тонну сырья; для катализатора КД-2 (рис. 3) - увеличение выхода олефинов приблизительно на 50 кг на тонну сырья (на 50%) при увеличении выхода диолефинов менее чем на килограмм на тонну сырья.

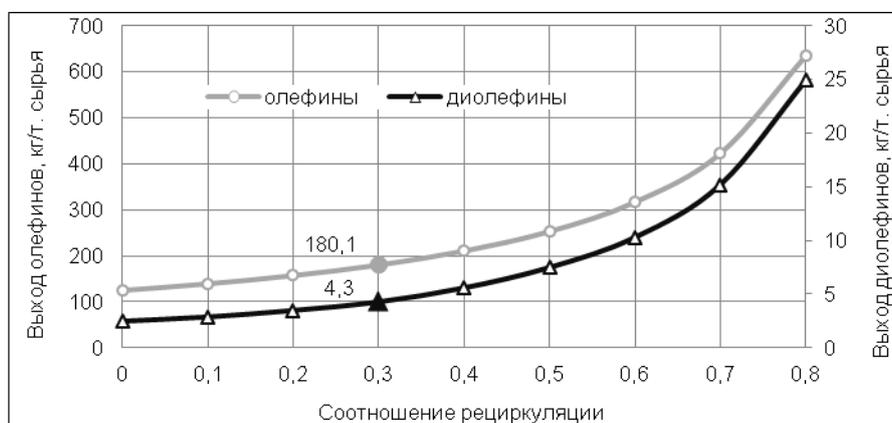


Рис. 2. Зависимость выхода олефинов и диолефинов на тонну сырья от соотношения рециркуляции на катализаторе КД-1

Из представленных данных становится очевидным, что, при одинаковом соотношении рециркуляции катализатор КД-2 является более предпочтительным, так как при использовании данного катализатора достигается достаточно высокий выход целевых продуктов – олефинов, при сравнительно более низком выходе побочных продуктов – диолефинов (более чем в два раза). То есть данный катализатор является более селективным.

Кроме того было установлено что высокое содержание парафинов и низкое содержание циркулирующих ЛАБ в исходном сырье оказывает положительное влияние на выход как олефинов так и диолефинов.

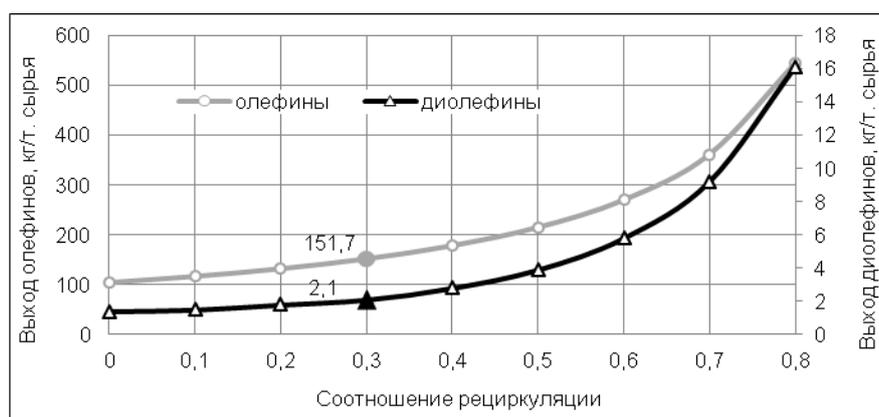


Рис. 3. Зависимость выхода олефинов и диолефинов на тонну сырья от соотношения рециркуляции на катализаторе КД-2

Таким образом, с помощью моделирующей системы были выбраны оптимальные параметры рециркуляции, которые позволят увеличить эффективность процесса дегидрирования парафинов, и тем самым повысить выпуск ЛАБ. Кроме того был выбран наиболее предпочтительный катализатор без необходимости проводить испытания на реально действующем объекте.

Разработанная модель и созданные на ее основе программы пригодны для контроля и технического сопровождения работы установки, а так же найдут свое широкое применение в качестве тренажеров и экспертных систем для инженерно-технического персонала завода.

С помощью разработанной программы было установлено, что введение рецикла сырья после реактора дегидрирования позволяет увеличить выход олефинов более чем на 400 тонн в год за счет более эффективного использования сырьевых ресурсов.

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001 – 330 с.
2. Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М., Кравцов А.В., Козлов И.А., Фетисова В.А. Промышленный мониторинг работы установки по получению моноолефинов с применением технологической моделирующей системы//«Мир нефтепродуктов». – Москва, 2009. – № 1. – С. 25 – 32.
3. Кравцов А.В., Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М., Иванчина Э.Д. IT-технологии в решении проблем промышленного процесса дегидрирования высших парафинов. – Томск: STT, 2008 – 229 с.
4. Кравцов А.В., Хадарцев А.Ч., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Юрьев Е.М. и др. Компьютерное моделирование процесса дегидрирования n-парафинов на Pt-катализаторах//«Нефтепереработка и нефтехимия». – Москва, 2007. – № 5. – С. 35 – 40.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ СОВМЕЩЕННЫМИ РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННЫМИ ПРОЦЕССАМИ НА ПРИМЕРЕ СИНТЕЗА МТБЭ

О.Е. Митянина

Научный руководитель профессор А.В. Кравцов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Доводка эксплуатационных и экологических свойств автомобильных бензинов до требований мирового рынка является важнейшей проблемой выживания любого НПЗ России и конкурентоспособности российской нефтепереработки в целом. Для достижения в России требований мировых стандартов на экологически чистые автобензины необходимо не только исключить из технологии применение тетраэтилсвинца, но и существенно снизить содержание в товарных бензинах ароматики

и, в частности, бензола. Осуществить замену ароматики на изопарафиновые углеводороды возможно путем введения в состав бензинов высокооктановых кислородосодержащих добавок, которые, наряду с положительным эффектом по снижению содержания в выхлопных газах окиси углерода и углеводородов, обеспечат прирост октанового индекса автобензинов. Самым эффективным средством является метилтрет-бутиловый эфир (2-метил-2-метоксипропан) (МТБЭ). При этом наиболее перспективным и экономически выгодным способом реализации процесса синтеза МТБЭ, в сравнении со стандартными схемами, где блок разделения следует за реакционным аппаратом, является реакционная ректификация.

Сегодня разработка ресурсоэффективных технологий и управление сложными технологическими системами невозможны без использования метода математического моделирования. Эти методы лежат в основе программных комплексов для автоматизированного проектирования и используются в современных стратегиях управления процессами, где математические модели, встроены непосредственно в алгоритм управления.

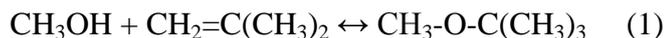
В настоящее время опубликовано большое количество научных работ, посвященных исследованиям на модели и анализу динамического поведения процесса получения МТБЭ в колонне реакционной ректификации, в которых отмечается наличие множественных стационарных состояний с сильно различающимися выходами целевых продуктов. Множественные стационарные состояния порождают сложности моделирования процессов, поскольку затрудняют сходимость расчетов, которые зачастую приводят к неверным результатам. Кроме того, при эксплуатации, профили температуры и концентраций могут скачкообразно изменяться от желательного к нежелательному стационарному состоянию, что вызывает наблюдаемое непредсказуемое и неуправляемое поведение промышленных установок.

Причиной множественных стационарных состояний является нелинейность уравнений материального и теплового балансов, нелинейность кинетики и парожидкостного равновесия, наличие рециркуляционных потоков, множественность мест ввода питания. Существующие модели процесса либо слишком сложны и требуют для анализа больших вычислительных и временных затрат, либо пригодны только в узкой области изменения параметров, используемых для управления.

Поэтому одной из актуальных задач современной химической технологии является разработка нелинейных моделей пригодных для анализа процесса и создания алгоритмов управления.

Целью данной работы стала разработка математических моделей для проектирования, эксплуатации, оптимизации и управления реакционно-ректификационными процессами на примере синтеза МТБЭ.

Главным объектом исследования является колонна реакционно-ректификационного синтеза МТБЭ (рис. 1), в которой происходит следующая химическая реакция:



Расходы компонентов питания колонны, представленной на рис.1: $F_{\text{изобутилен}} = 702$ кмоль/час; $F_{\text{метанол}} = 775,8$ кмоль/час; $F_{\text{н-бутен}} = 1080$ кмоль/час.

Количество тарелок ректификационной зоны – 2 (не считая конденсатора); количество тарелок реакционной зоны – 8; количество тарелок отпарной зоны – 5 (не считая кипятильника).

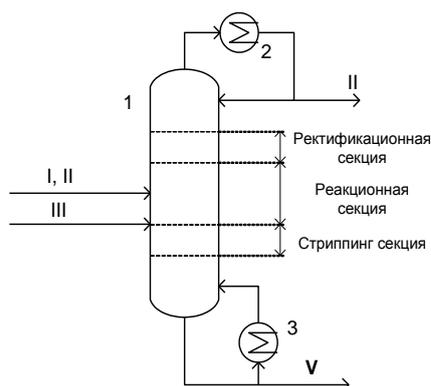


Рис. 1. Колонна реакционной ректификации:

I, II, III, IV – потоки изобутилена, н-бутена, метанола и МТБЭ соответственно; 1 – реакционно-ректификационная колонна; 2 – полный конденсатор; 3 – рубойлер.

С помощью математической модели в среде HYSYS были проведены исследования по нахождению оптимального флегмового и парового чисел реакционно-ректификационной колонны синтеза МТБЭ, а также, оптимальные расходы реагентов в питании. Поскольку целевым продуктом процесса является МТБЭ, на рисунках 2–5 представлены зависимости мольной доли МТБЭ в дистилляте и кубовом остатке от флегмового и парового чисел.

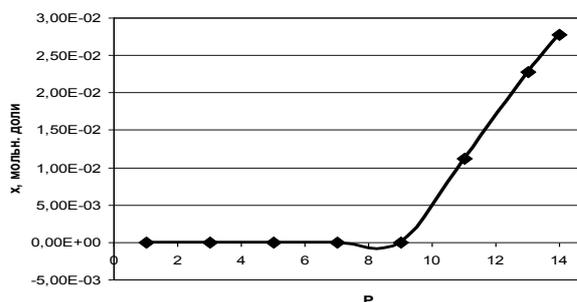


Рис. 2. Зависимость доли МТБЭ в потоке дистиллята от парового числа

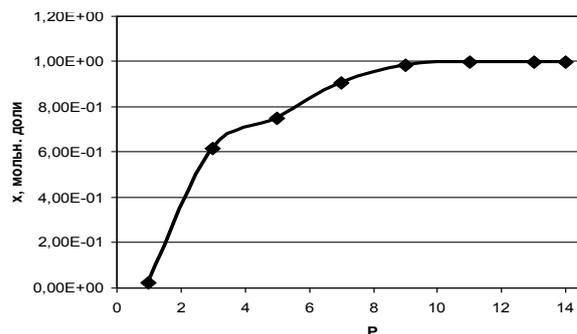


Рис. 3. Зависимость доли МТБЭ в потоке кубового остатка от парового числа

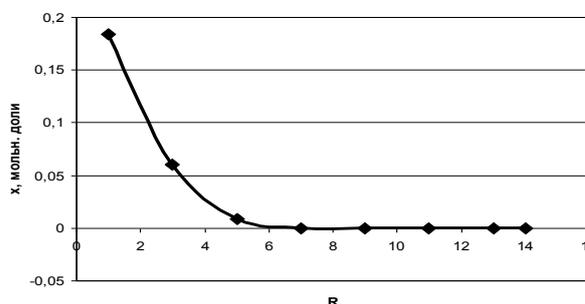


Рис. 4. Зависимость доли МТБЭ в потоке дистиллята от флегмового числа

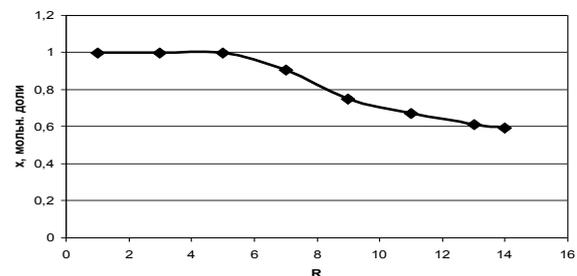


Рис. 5. Зависимость доли МТБЭ в потоке дистиллята от флегмового числа

Поскольку МТБЭ является целевым продуктом именно в кубовом остатке, повышение парового числа выше 9 является невыгодным. Исследование по флегмовому числу показывает, что максимум продукта реакции в остатке наблюдается при $R=4$. Повышение флегмового числа выше этого значения также невыгодно.

Также проведено исследование по расходу метанола и н-бутена, как компонентов, наиболее сильно влияющих на парожидкостное равновесие в системе (рис. 6-7).

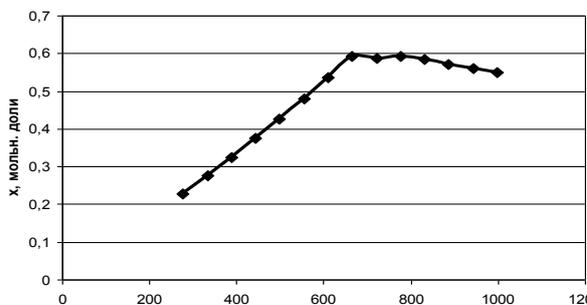


Рис. 6. Зависимость доли МТБЭ в потоке кубового остатка от расхода метанола в потоке питания

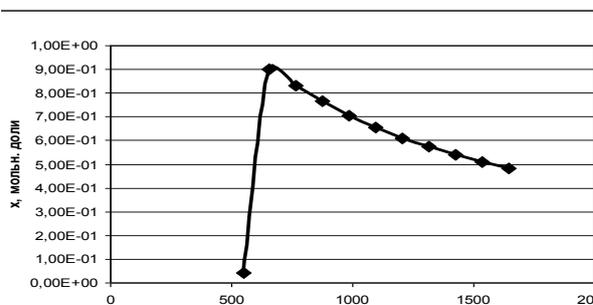


Рис. 7. Зависимость доли МТБЭ в потоке кубового остатка от расхода н-бутена в потоке питания

Согласно рис. 6, оптимальный расход метанола лежит в пределах от 750 до 810 кг/час. Это соответствует небольшому стехиометрическому избытку метанол : изобутилен, приблизительно, как 1,2:1, по сравнению с действующим режимом работы колонны. В то же время, увеличивать избыток метанола выше этого соотношения нецелесообразно, поскольку, далее идет уменьшение содержания целевого продукта в кубе. Вероятно, чрезмерный избыток метанола ведет к тому, что азеотропная смесь метанол – МТБЭ не образуется, и более тяжело кипящий метанол отделяется в кубе колонны.

Оптимальный расход инертного компонента н-бутена составляет 700-720 кмоль/час, что практически в 1,5 раза меньше, чем при действующем режиме работы колонны.

Таким образом, исследование технологических режимов работы колонны, а также анализ стационарных состояний показали, что:

- значительное влияние как на парожидкостное равновесие в колонне, так и на скорость химической реакции оказывает метанол;
- оптимальный расход метанола, при котором наблюдается максимальный выход продукта, соответствует его соотношению к изобутилену как 1.2:1;
- анализ стационарных состояний процесса показал, что концентрация метанола – один из потенциальных источников множественности в системе. Таким образом, уменьшение рекомендованного соотношения метанола к изобутилену нежелательно.
- На основе проведенных исследований можно выделить ряд практических рекомендаций по эксплуатации установки (рис.1):
- Оптимальное флегмовое число (R) = 4;
- Оптимальное паровое число (P) = 9;
- Оптимальный расход метанола в питании ($F_{\text{метанол}}$) = 750-810 кмоль/час;
- Оптимальный расход н-бутена ($F_{\text{н-бутен}}$) = 700-720 кмоль/час;
- Оптимальный расход изобутилена ($F_{\text{изобутилен}}$) = 670-700 кмоль/час.

Технологические критерии, гарантирующие работу в области единственного стационарного состояния:

- Флегмовое число (R) не выше 4;
- Расход метанола не ниже соотношения метанол:изобутилен – 1.2:1.

Литература

1. Steinar Hauan, Terje Hertzberg, and Kristian M. Lien. Why methyl tert-butylether production by reactive distillation may yield multiple solutions // Industry engineering chemical research. 1995;
2. Toor H. L. Prediction of efficiencies and mass transfer on a stage with multicomponent systems /H. L. Toor // AIChE J. — 1964. — Vol. 10, № 4. — P. 545–548.
4. SONG Yiming, SONG Jinrong, GONG Ming, CAO Bin, YANG Yanhong and MA Xiaoxun. Modeling of Mass Transfer in Nonideal Multicomponent Mixture with Maxwell-Stefan Approach // SEPARATION SCIENCE AND ENGINEERING Chinese Journal of Chemical Engineering, 18(3) 362—371: 2010.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО МЕХАНИЗМА РЕАКЦИЙ СИНТЕЗА МЕТАНОЛА НА
Zn-Cu-AL-КАТАЛИЗАТОРЕ**

Е.В. Попок

Научный руководитель профессор А.В. Кравцов

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

Метанол является одним из важнейших крупнотоннажных продуктов органического синтеза, на основе которого базируется производство целой гаммы химических соединений – формальдегида, уксусной кислоты, диметилтерефталата, метилметакрилата и других важных продуктов химической индустрии [1].

При использовании высокоактивных Zn-Cu-Al-каталитических систем происходит снижение селективности синтеза метанола по сравнению со старыми катализаторами. Поэтому возникает необходимость ее сохранения и создания условий по ингибированию побочного процесса синтеза углеводов по реакции Фишера-Тропша на металлических центрах катализатора, образовавшихся в условиях термического распада Zn-Cu-кластеров.

Целью данной работы было создание адекватной математической модели синтеза метанола, учитывающей механизмы протекания реакций на поверхности катализатора и основные диффузионные сопротивления.

Описание этого процесса с использованием различных физико-химических подходов позволяет учесть механизм формирования активного центра на поверхности Zn-Cu-Al-катализатора и режимы активации кластера. А использование метода математического моделирования позволяет также решить проблему тестирования катализаторов различных марок для синтеза метанола.

Существует несколько представлений о механизме синтеза метанола на Zn-Cu-Al-катализаторах. Авторами работ [2, 3] как наиболее точный и обоснованный был выбран механизм с образованием положительно заряженного хемосорбированного комплекса на поверхности слабовосстановленного катализатора и растворением водорода в приповерхностном слое катализаторной системы. В ходе последовательных стадий (1-4) происходит насыщение активным водородом связи Me-CO и отщепление конечного продукта – метанола. Основной побочной реакцией является образование углеводов по реакции Фишера-Тропша на динамично возникающих в процессе эксплуатации металлических центрах Zn-Cu-Al-катализатора, которые в промышленном синтезе метанола непрерывно пассивируются CO₂, присутствующей в исходном синтез-газе в концентрации порядка 8 % об.

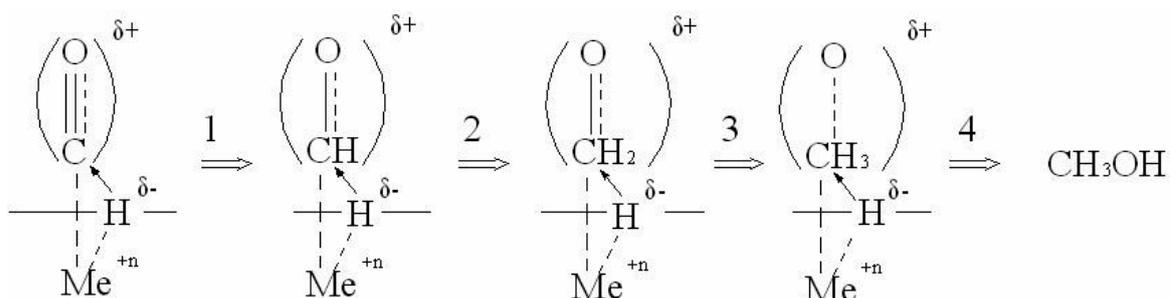


Рис. 1 Поверхностный механизм синтеза метанола по целевой реакции

Для выяснения структуры активного центра и возможности адсорбции молекулы CO на поверхности катализатора были проведены квантово-химические расчеты. Для расчетов были выбраны следующие вероятные структуры активного центра (рис. 2).

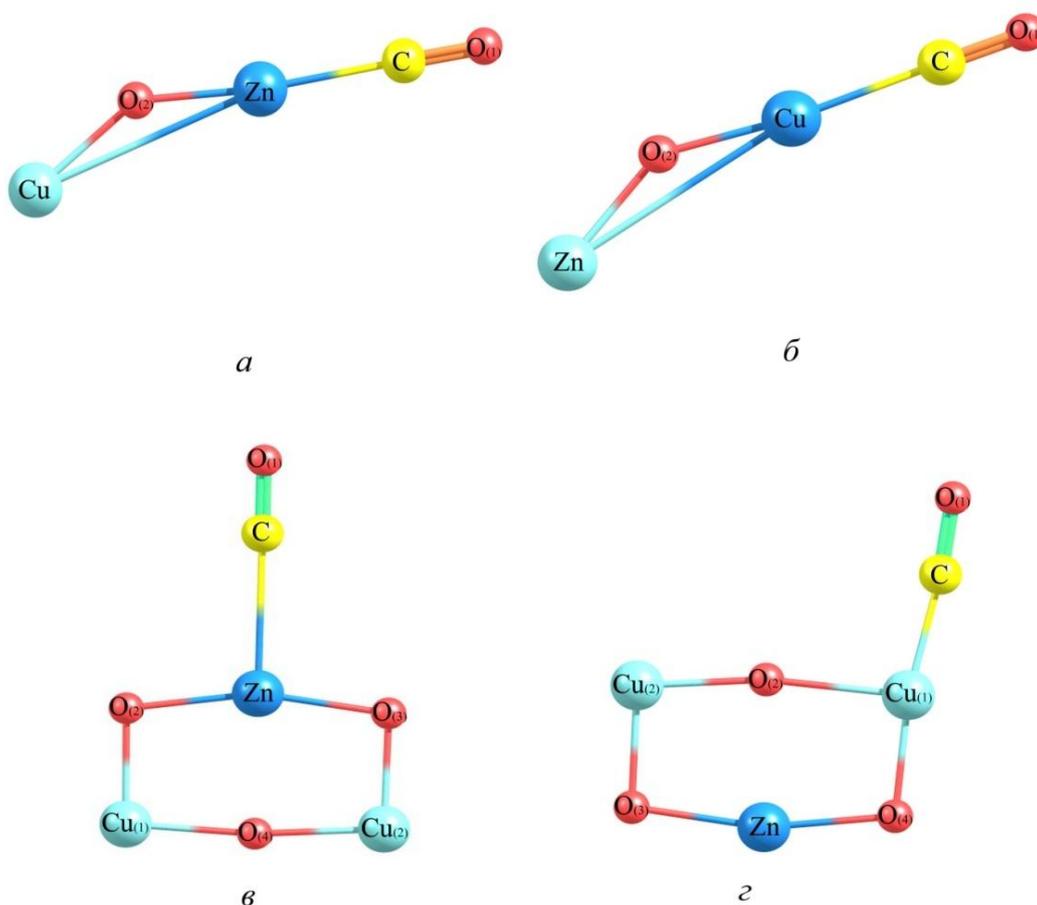


Рис. 2 Структура активного центра катализатора синтеза метанола

Основным критерием возможности существования активного центра заданного строения является энергия связи между адсорбированной молекулой CO и активным центром. В результате расчета с использованием программы Gaussian, метода DFT и базиса V3LYP/6-311G** были получены результаты, приведенные в таблице 2.

Исходя из полученных результатов было принято, что наиболее вероятным активным центром катализатора является трехатомная структура с адсорбцией молекулы CO на атоме меди (рис. 2, б).

Таблица 1

Геометрические параметры оптимизированных структур

Структура	Геометрические параметры
<i>a</i>	$r(O_{(1)}-C)=1,1129\text{E}$, $r(Zn-C)=1,9923$, $r(O_{(2)}-Zn)=1,7043$, $r(O_{(2)}-Cu)=1,8142$, $r(Zn-Cu)=3,3471$, $\angle(Zn-C-O_{(1)})=179,179$, $\angle(C-Cn-O_{(2)})=174,225$, $\angle(C-Zn-Cu)=167,231$, $\angle(Cu-Zn-O_{(2)})=18,544$, $\angle(Cu-O_{(2)}-Zn)=144,073$, $\angle(Zn-Cu-O_{(2)})=17,383$
<i>б</i>	$r(O_{(1)}-C)=1,1199$, $r(Cu-C)=1,852$, $r(O_{(2)}-Cu)=1,8098$, $r(O_{(2)}-Zn)=1,7434$, $r(Zn-Cu)=3,2549$, $\angle(Cu-C-O_{(1)})=179,746$, $\angle(C-Cu-O_{(2)})=174,269$, $\angle(C-Cu-Zn)=162,550$, $\angle(C-Cu-O_{(2)})=174,269$, $\angle(Cu-O_{(2)}-Zn)=132,669$, $\angle(Cu-Zn-O_{(2)})=24,119$
<i>в</i>	$r(O_{(1)}-C)=1,1435$, $r(Zn-C)=2,5227$, $r(O_{(3)}-Zn)=1,8799$, $r(O_{(3)}-Cu_{(2)})=1,821$, $r(O_{(4)}-Cu_{(2)})=1,8327$, $r(O_{(4)}-Cu_{(1)})=1,8327$, $r(O_{(2)}-Cu_{(1)})=1,8217$, $r(O_{(2)}-Zn)=1,8795$, $\angle(Zn-C-O_{(1)})=179,69$, $\angle(C-Zn-O_{(2)})=98,561$, $\angle(C-Zn-O_{(3)})=98,114$, $\angle(Zn-O_{(3)}-Cu_{(2)})=97,428$, $\angle(O_{(3)}-Cu_{(2)}-O_{(4)})=94,412$, $\angle(Cu_{(2)}-O_{(4)}-Cu_{(1)})=173,013$, $\angle(O_{(4)}-Cu_{(1)}-O_{(2)})=94,492$, $\angle(Cu_{(1)}-O_{(2)}-Zn)=97,33$
<i>г</i>	$r(O_{(1)}-C)=1,1494$, $r(Cu_{(1)}-C)=1,8439$, $r(O_{(2)}-Cu_{(1)})=1,9906$, $r(O_{(2)}-Cu_{(2)})=1,7981$, $r(O_{(3)}-Cu_{(2)})=1,81$, $r(O_{(3)}-Cu)=1,8648$, $r(Zn-O_{(4)})=1,8319$, $r(O_{(4)}-Cu_{(1)})=1,8075$, $\angle(Cu_{(1)}-C-O_{(1)})=174,597$, $\angle(C-Cu_{(1)}-O_{(2)})=97,422$, $\angle(C-Cu_{(1)}-O_{(4)})=171,854$, $\angle(O_{(2)}-Cu_{(2)}-O_{(3)})=95,228$, $\angle(Cu_{(1)}-O_{(2)}-Cu_{(2)})=170,63$, $\angle(Cu_{(2)}-O_{(3)}-Zn)=96,667$, $\angle(O_{(3)}-Zn-O_{(4)})=165,728$, $\angle(Cu_{(1)}-O_{(4)}-Zn)=101,023$

Таблица 2

Энергии связи адсорбированных молекул CO и центров катализатора

Энергия	Вид активного центра, рис. 2			
	<i>a</i>	<i>б</i>	<i>в</i>	<i>г</i>
E_{CO} , а.е.	-113,3000	-113,3000	-113,3000	-113,3000
E_{CLST} , а.е.	-3494,7903	-3494,7903	-5286,0201	-5286,0201
$E_{CLST-CO}$, а.е.	-3608,1982	-3608,2078	-5399,3252	-5399,3643
$E_{CLST+CO}$, а.е.	-3608,0903	-3608,0903	-5399,3201	-5399,3201
$E_{св}$, а.е.	0,1079	0,1175	0,0051	0,0442
$E_{св}$, ккал/моль	67,679	73,675	3,180	27,720
$E_{св}$, кДж/моль	283,36	308,46	13,31	116,06

Исходя из полученных результатов было принято, что наиболее вероятным активным центром катализатора является трехатомная структура с адсорбцией молекулы CO на атоме меди (рис. 2, б).

Для расчета термодинамических параметров промежуточных соединений, образующихся в процессе синтеза на поверхности катализатора использовался тот же пакет данных DFT B3LYP/6-311G**. Исходя из представленных выше результатов в качестве активного центра выбрана трехатомная структура, молекула CO адсорбируется на меди. Расчет проводился при температуре 543 К и давлении 60 атмосфер. Таким образом, для расчета были использованы следующие структуры:

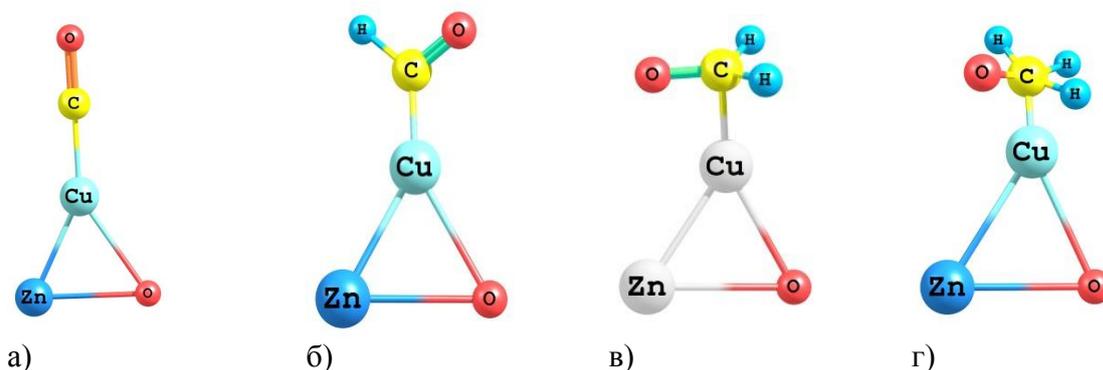


Рис. 3 Промежуточные соединения на поверхности катализатора

В результате оптимизации структур произошло некоторое изменение геометрии молекул. В структурах в и г (рис. 3) произошел «переворот» адсорбированного на кластере соединения, то энергетически более выгодной оказалась связь между медью и кислородом. Этот результат согласуется с работой [4], в которой происходит такое же изменение структуры молекулы, с перемещением адсорбированных атомов на соседний активный центр.

После оптимизации структур был проведен расчет колебаний для полученных соединений для нахождения основных термодинамических параметров. В результате расчета не было получено ни одной мнимой частоты колебаний, что говорит о том, что эти данные можно использовать для составления математической модели процесса и обоснования механизма синтеза метанола.

Таким образом, в данной работе с помощью квантово-химических методов расчета был подтвержден механизм синтеза метанола на низкотемпературных цинк-медь-алюминиевых катализаторах, основанный на образовании положительно заряженного хемосорбированного комплекса. Подтверждена структура активного кластера, состоящего из трех атомов. Установлено, что центром адсорбции на поверхности катализатора является медь. Были рассчитаны основные термодинамические параметры соединений, образующихся на поверхности катализатора. Данные параметры возможно использовать для создания прогнозирующей математической модели процесса синтеза метанола.

Литература

1. Булкатов А.Н. Современные технологии производства метанола и проблемы экологической безопасности // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2008. – № 6 – С. 28–32.
2. Плясова Л.М., Юрьева Т.М., Кригер Т.А., Макарова О.В., Зайковский В.И., Соловьева В.П., Шмаков А.Н. Формирование катализатора синтеза метанола // Кинетика и катализ. – М., 1995. – №3 – С. 464–472.
3. Кравцов А.В. О динамических особенностях механизма реакции гидрирования окиси углерода // Вопросы кинетики и катализа: Межвузовский сборник. – Иваново: Изд. – 1980. – С. 33–40.
4. Sharif F. Zaman and Kevin J. Smith. A study of synthesis gas conversion to methane and methanol over a Mo6P3 cluster using density functional theory// Molecular Simulation, Vol. 34, Nos. 10–15, September–December 2008, 1073–1084

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАТАЛИЗАТОРОВ В РЕАКТОРАХ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ ПАРАФИНОВ Р.В. Романовский

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Дегидрирование парафинов для получения соответствующих олефинов имеет фундаментальное значение для нефтехимической промышленности. По сравнению с монометаллическими катализаторами типа Pt/Al₂O₃ биметаллические катализаторы

типа Pt-Sn/Al₂O₃ обеспечивают более высокую селективность и стабильность в процессах дегидрирования парафинов [1].

Процесс дегидрирования высших парафинов осуществляется в реакторе радиального типа при температуре 460...495 °С и давлении 0,2 Мпа на содержащем платину катализаторе [2]. Характеристики процесса сильно зависят от типа используемого катализатора, поэтому выбор лучшего из них определяет эффективность производства в целом.

Решить проблему выбора и тестирования катализаторов позволяет метод математического моделирования. Вместе с тем, возникает сложность с определением кинетических параметров реакций, входящих в уравнения математической модели. Разработчики математических моделей промышленных каталитических процессов широко используют методы, позволяющие путем сопоставления данных промышленной эксплуатации катализаторов и расчетных значений решить обратную кинетическую задачу (ОКЗ) и, тем самым, определить эффективные значения кинетических параметров [3].

Кинетические параметры реакций определяются химическим составом катализатора и набором структурных физических свойств, таких как удельная поверхность, порозность и др. [4]. Поэтому данные параметры, определенные в ходе решения ОКЗ, можно подтвердить инструментальным анализом физических свойств образцов катализаторов. Установление связи между конкретными физическими свойствами катализаторов и кинетическими параметрами реакций, происходящих на их поверхности, обеспечивает более высокий уровень подтверждения адекватности математической модели.

Скорости целевой реакции дегидрирования парафинов до моноолефинов уменьшаются в ряду от первого образца к третьему, аналогичная тенденция характерна и для скоростей двух побочных реакций, ведущих к снижению качества целевого продукта и к закоксуванию катализатора.

В обсуждение выявленных решением ОКЗ закономерностей целесообразно включить их сопоставление с результатами экспериментальных исследований образцов катализаторов. В соответствии с этим была проведена серия экспериментов, направленных на определение набора некоторых физических свойств образцов катализаторов трех типов.

Для определения количественного элементного состава образцов методом сканирующей электронной микроскопии было использовано оборудование Нано-Центра ТПУ – растровый электронный микроскоп JSM-7500FA. Результаты анализа показали (табл. 1), что все образцы представляют собой платину и промоторы, нанесенные на носитель Al₂O₃. При этом в ряду катализаторов от первого образца к третьему снижается содержание основного дегидрирующего компонента – платины. Это позволяет снизить себестоимость производства катализатора. Однако качество работы катализаторов определяется в равной степени содержанием как основного компонента – платины – так и содержанием дополнительных компонентов, и промышленные исследования на установке дегидрирования высших парафинов показывают, что в этом же ряду катализаторов характеристики (активность, селективность и срок жизни) повышаются.

В металлическом состоянии олово может являться каталитическим ядом, тогда как в связанном состоянии оно выполняет функцию промотора [5].

В данном ряду образцов катализаторов отмечено снижение содержания меди с возрастанием каталитических свойств. Медь усиливает дегидрирующие свойства платины, увеличивая долю побочных реакций гидрирования до ди- и триолефинов.

Однако небольшое количество этого промотора в составе катализатора положительно сказывается на его активности.

Таблица 1

Массовое содержание элементов в катализаторах дегидрирования высших парафинов

Содержание, 30басс. %	Образец 1	Образец 2	Образец 3
C	4,11	5,46	7,45
O	46,61	48,50	44,11
Na+K	0,22	0,15	0,91
Al	46,91	43,69	44,43
Cl	0,16	0,74	1,55
Cu	0,33	0,09	0,11
Sn	0,57	0,42	0,50
Pt	1,06	0,99	0,92

Изучению влияния добавок щелочных металлов, таких как Li, Na и K, на свойства катализаторов дегидрирования, посвящено несколько работ [5]. Добавка щелочного металла может повлечь за собой следующие эффекты: изменение рассеянности металла; блокирование кислотных центров носителя; активация водорода; снижение количества образующегося на катализаторе кокса (не только на носителе, но и на металлических центрах) и увеличение доли чистой металлической платины после отложения углерода.

Повышение селективности катализатора подразумевает сдерживание побочных реакций, таких как крекинг, изомеризация, полимеризация и др. на кислотных центрах катализатора. Известно, что добавка щелочного металла уменьшает кислотность носителя [5]. Сильные льюисовские кислотные центры, существующие на поверхности алюминия, становятся слабыми при введении в катализатор щелочного металла как показано на рис. 1

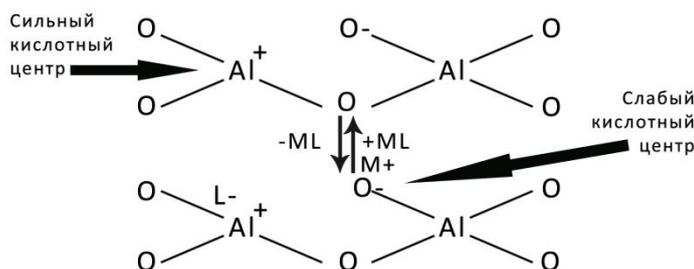


Рис. 1. Возможный механизм превращения сильных кислотных центров на поверхности γ - Al_2O_3

В исследованном ряду катализаторов (табл. 1) существенно повышается содержание щелочных металлов – натрия и калия. Причем первые два образца содержат относительно небольшие количества щелочных металлов, тогда как третий содержит их намного больше. Очевидно, щелочные элементы вводятся в катализатор для блокирования кислотных центров катализатора, активации водорода в процессе и снижения интенсивности коксообразования.

Хлор в составе образцов входит в соединения промотирующих металлов, используемые при приготовлении катализатора.

Анализ эксплуатационных характеристик трех платиновых катализаторов различных марок (табл. 2), показал, что:

Образец 1 является катализатором «старого» поколения, о чем свидетельствует более высокий температурный интервал проведения процесса, необходимый для выработки заданного количества целевого продукта. Это в конечном итоге привело к высокой скорости закоксования катализатора и уменьшению срока его эксплуатации. Вместе с тем у этого катализатора (образец 1) отмечается высокая дегидрирующая способность, что подтверждается относительно высоким выходом олефинов, но и диолефинов.

Образец 2 отличается высокой селективностью и стабильностью по сравнению с образцом 1. При загрузке катализатора второго образца поддерживался более мягкий температурный режим (плавный подъем температуры, компенсирующий дезактивацию катализатора). Это позволило при высокой селективности по моноолефинам эксплуатировать катализатор более длительное время. Вместе с тем, уровень побочных продуктов наблюдался гораздо ниже, чем при работе катализатора первого образца.

Для катализатора образца 3 характерен более низкий температурный профиль, что приводит к существенному продлению его срока эксплуатации при высоком выходе целевого продукта и низкой концентрации побочного продукта по сравнению с катализаторами образцов 1 и 2.

Таблица 2

Основные эксплуатационные характеристики катализаторов дегидрирования различных марок, определенные решением ОКЗ

Параметр	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Содержание кокса при моделировании с одинаковыми параметрами процесса, 307асс. %	1,3	0,4	0,3
Средняя продолжительность цикла (суток)	180	200	250
Стоимость партии катализатора (15 т) по сост. на 2007 г.	Нет данных	31,362 млн. р.	26,415 млн. р.
Температура в реакторе, °С	472–490	470–485	467–480
Средний за цикл выход, 307асс. %			
– олефинов	10,36	12,39	12,96
– диолефинов	0,75	0,62	0,60

Различные эксплуатационные характеристики работы катализаторов дегидрирования обусловлены разным химическим составом, структурными характеристиками, а также природой носителей.

В этой связи возникла необходимость проведения дополнительных экспериментальных исследований с целью определения структурных физико-химических характеристик катализаторов дегидрирования – удельной поверхности, объема и размеров пор, фаз, степени кристалличности, формы кристаллической решетки и дисперсности металла на поверхности катализатора.

В результате проведения экспериментальных исследований были получены следующие результаты (табл. 3).

Таблица 3

Физико-химические характеристики катализаторов дегидрирования

Характеристики образцов	Образец 1	Образец 2	Образец 3
Удельная поверхность (по БЭТ), м ² /г	140	37	40
Средний объем пор, см ³ /г	0,640	0,151	0,110
Размер пор, Å	183	164	110
Фазы	γ -Al ₂ O ₃	α -Al ₂ O ₃ , Mg ₂ Al ₄ Si ₅ O ₁₈ , MgSiO ₃ , SiO ₂	α -Al ₂ O ₃ , Mg ₂ Al ₄ Si ₅ O ₁₈ , MgSiO ₃ , SiO ₂
Степень кристалличности, %	60	83	83
Форма кристаллической решетки	кубическая	гексагональная	гексагональная
Дисперсность металла на поверхности катализатора, %	95	54	64

Полученные результаты количественного элементного анализа образцов катализатора предполагают соответствующие изменения каталитических свойств – активности, селективности и скорости дезактивации. Для решения ОКЗ использована разработанная компьютерная моделирующая система для выполнения расчета параметров работы установки дегидрирования и гидрирования в процессе получения линейных алкилбензолов. Эта система учитывает различия в свойствах катализаторов через кинетические параметры, соответствующие каждому конкретному образцу. С другой стороны, аналогичные изменения свойств наблюдаются и при компьютерном моделировании – динамика соответствующих коэффициентов и констант, используемых при расчетах работы установки с загруженным катализатором определенного типа коррелирует с динамикой изменения содержания соответствующих промоторов.

На рис. 2 показаны скорости подъема температуры при работе установки с разными катализаторами, но одинаковым сырьем. Разный состав и структурные свойства образцов обуславливают разные скорости закоксования поверхности катализаторов, что проявляется в неодинаковости темпов подъема входной температуры в реакторе дегидрирования. Смягчение температурных профилей дегидрирования обеспечило продление срока службы катализаторов до 10 месяцев вместо 6–7 месяцев (образец 3 в сравнении с образцом 1).

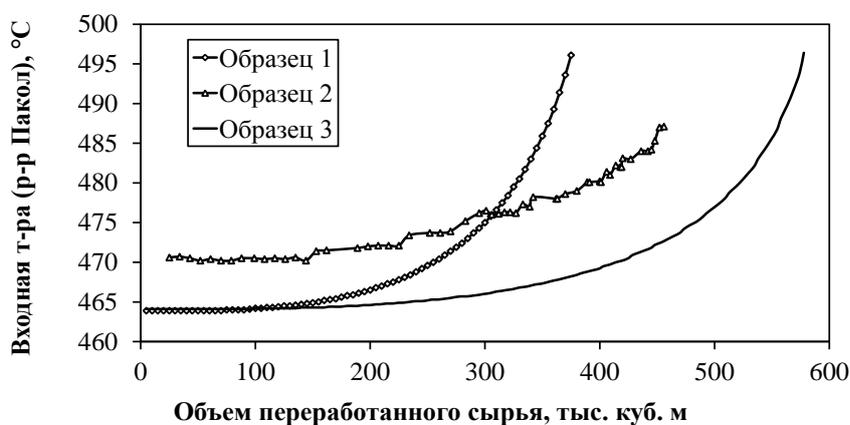


Рис. 2. Скорости подъема температур на различных катализаторах дегидрирования

Таким образом, проведены экспериментальные анализы на элементный состав и некоторые физические свойства платиновых катализаторов дегидрирования. Установлено соответствие между физическими свойствами платиновых катализаторов дегидрирования и их кинетическими характеристиками. Сформированы предпосылки для прогнозирования эксплуатационных свойств Pt-катализаторов дегидрирования на основе их химического состава и структурных характеристик. Полученные результаты используются для компьютерного прогнозирования оптимальных режимов эксплуатации Pt-катализаторов дегидрирования (включая следующие взаимосвязанные этапы: выявление и систематизирование физико-химических закономерностей превращения углеводородов; формализация механизма протекания целевых и побочных реакций; оценка кинетических параметров реакций решением обратной кинетической задачи; учет в модели закономерностей дезактивации катализатора вследствие коксообразования, отравления и старения).

Литература

1. Songbo He, Chenglin Sun, Ziwu Bai, Xihai Dai, Bin Wang. Dehydrogenation of long chain paraffins over supported Pt-Sn-K/Al₂O₃ catalysts: A study of the alumina support effect // Applied Catalysis A: General. – 2009. – № 356. – P. 88–98.
2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.
3. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н. Системный анализ химико-технологических процессов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 96 с.
4. Боресков Г.К. Катализ. Вопросы теории и практики. Избранные труды. – Новосибирск: Наука, 1987. – 537 с.
5. Gokak D.T., Basrur A.G., Rajeswar D., Rao G.S., Krishnamurthy K.R. Lithium promoted Pt-Sn/Al₂O₃ catalysts for dehydrogenation of n-decane: Influence of lithium metal precursors // React. Kinet. Catal. Lett. – 1996. – V. 59. – № 2. – P. 315–323.

МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА

О.И. Славгородская

Научный руководитель доцент В.Г. Бондалетов

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

Под нефтеполимерными смолами понимают класс синтетических олигомеров, получаемых полимеризацией непредельных алкенилароматических и олефиновых соединений жидких продуктов пиролиза. В качестве исходного сырья для синтеза НПС используют, главным образом, фракции, выделенные из продуктов пиролиза жидкого и газообразного нефтяного сырья, некоторые продукты каталитического и термического крекинга. Однако, смолы, используемые в качестве заменителей дефицитных натуральных продуктов, обладают недостаточно высокими эксплуатационными характеристиками. Повышенная окисляемость и низкая адгезия, устранение которых, а также расширение области применения НПС могут быть достигнуты путем их модификации – введением различных функциональных групп в структуру молекулы с одновременным уменьшением ее непредельности [1].

В настоящее время одним из наиболее распространенных реагентов при модификации НПС является пероксид водорода. Доступность и дешевизна реагентов, протекание реакции в мягких условиях, экономичность и экологичность процесса определяют достоинства этого метода. [2].

Представленная работа посвящена изучению процесса каталитического окисления НПС пероксидом водорода. Объектом модификации является смола марки «Политер» завода «Сланцы», полученная термической полимеризацией непредельных соединений фракции С₉.

В данной работе процесс окисления НПС осуществляли путем добавления 37 %-го водного H_2O_2 в 30%-й раствор НПС в ксилоле. Соотношение НПС : H_2O_2 изменяли от 1 : 0,25 до 1 : 2,5 (в пересчете на 100 % H_2O_2). В качестве катализатора окисления использовали ванадат и молибдат аммония (NH_4VO_3 , $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$) в количестве 0,05 % от общей реакционной массы. Для эффективного эмульгирования и гомогенизации реакционной массы использовали агент межфазного переноса- тетрабутиламмоний йодистый $\text{N}(\text{C}_4\text{H}_9)_4\text{I}$ в количестве 1% от веса органической фазы, который, являясь поверхностно-активным веществом, облегчает экстракцию окислителя из водной фазы в органическую. Раствор H_2O_2 добавляли к реакционной массе одинаковыми порциями в течение 1 часа при температуре 40 °С, после чего раствор смолы выдерживают 1 час при постоянном перемешивании при температуре 40 °С для обеспечения полного израсходования H_2O_2 . Разделение полученной эмульсии проводили нагреванием реакционной массы до 80 °С в течение 1 часа. Выделение исследуемой ниже части смолы проводили переосаждением органической фазы в этанол.

Структура исходной и окисленных образцов была исследована методом ИК-спектроскопии. ИК-спектры представлены на рисунке 1

При окислении пероксидом водорода (спектры 2 и 3, рис.1) происходит увеличение интенсивности поглощения в области 3440 см^{-1} , 1704 см^{-1} , данный факт свидетельствует об увеличении количества карбоксильных групп. Причем при использовании в качестве катализатора окисления $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ изменения прослеживаются более заметно.

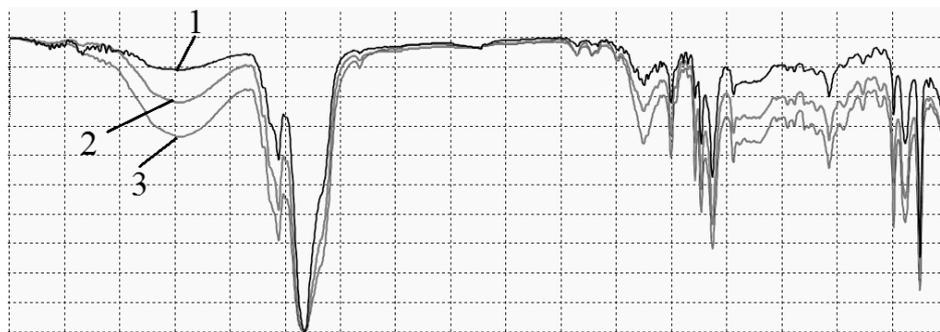


Рис. 3 ИК-спектры исходной (1) и окисленной с использованием NH_4VO_3 (2) и $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ (3) при соотношении НПС: $\text{H}_2\text{O}_2=1:0,5$

Структура образцов НПС, полученных по описанной методике, также была исследована методом ЯМР ^1H - спектроскопии. Предполагается, что при модификации НПС пероксидом водорода с использованием указанной каталитической системы наблюдается образование карбоксильных групп по месту разрыва двойных связей в исходной молекуле [3].

При рассмотрении ЯМР ^1H - спектров, приведенных на рис. 1, при окислении НПС C_9 пероксидом водорода наблюдается снижение значений относительной интегральной интенсивности (I) протонов в области 6,2...4,0 м.д. (рис. 1),

При увеличении соотношения НПС : H_2O_2 до 1:0,5 происходит заметное снижение содержания олефиновых протонов (рисунок 3). При дальнейшем увеличении соотношения H_2O_2 : НПС не наблюдается существенного изменения содержания олефиновых протонов. Незначительное увеличение значений относительной интегральной интенсивности протонов в области 6,2...4,0 м.д. при повышении соотношения НПС : H_2O_2 от 1 : 1,75 до 1 : 2,5 вызвано вкладом процессов бензильного

окисления ароматических фрагментов и π -аллильного окисления непредельных фрагментов НПС.

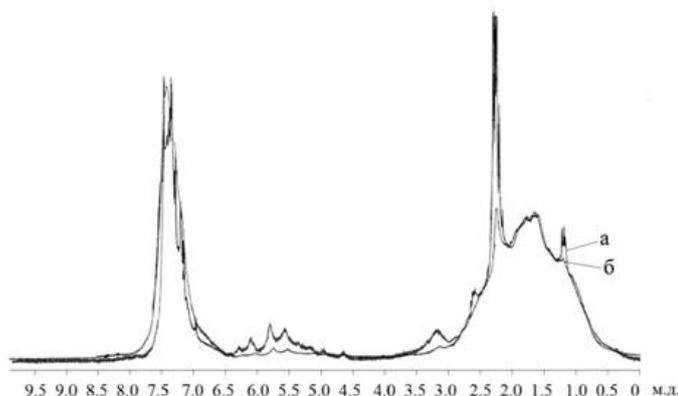


Рис. 4. ЯМР ¹H- спектры НПС исходной (а) и окисленной (б) пероксидом водорода (1:0,5 масс.)

Значительное влияние на глубину окисления оказывает катализатор окисления. Так, при использовании ванадата аммония окисляется только 22 % двойных связей, а при использовании молибдата аммония – 30 %.

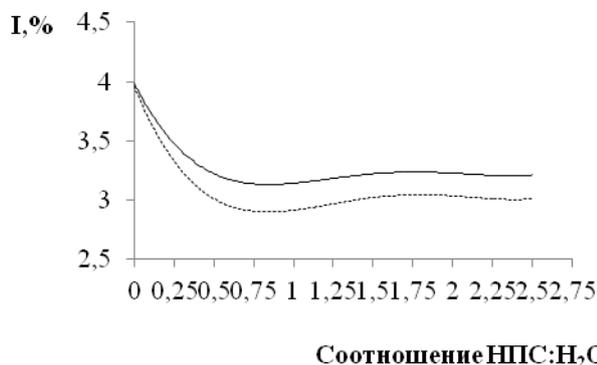


Рис. 5. Зависимость значений относительной интегральной интенсивности в области 6,2...4,0 м.д. от соотношения H₂O₂:НПС (— - NH₄VO₃; --- - (NH₄)₆Mo₇O₂₄)

Содержание двойных связей контролировалось значением бромного числа (рис. 4).

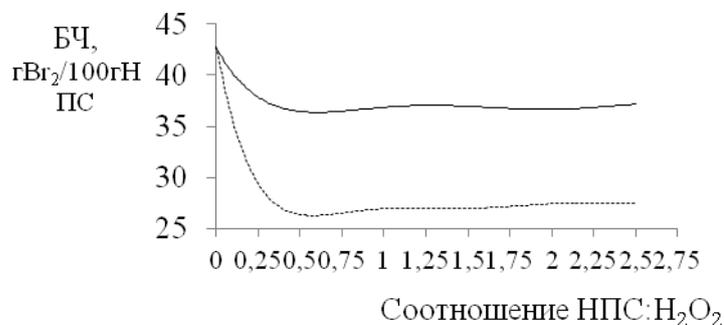


Рис. 6. Зависимость значений бромного числа от соотношения H₂O₂: НПС

Анализ данных бромного числа подтверждает результаты, полученные при анализе ЯМР ^1H -спектров. Наблюдается заметное снижение содержания двойных связей уже при соотношении НПС : H_2O_2 , равном 1 : 0,5, а дальнейшее увеличение количество пероксида водорода не приводит к изменению глубины окисления. Использование в качестве катализатора окисления $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ приводит к заметно более глубокой модификации.

На основе исходной и окисленной смолы были получены полимербитумные композиции (ПБК). В настоящей работе в качестве основного исходного сырья для получения ПБК использовали битум марки БН 70/30 с содержанием асфальтенов 30% масс., в качестве модифицирующей добавки использовали НПС марки «Политер» (НПС_{Политер}) а также окисленный образец этой смолы (НПС^{ок}_{Политер}). Окисление НПС проводили пероксидом водорода в соотношении НПС: H_2O_2 , равном 1:0,5, в присутствии катализатора окисления $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ и катализатора межфазного переноса $\text{N}(\text{C}_4\text{H}_9)_4\text{I}$.

Характеристики исходного сырья для получения ПБК представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики исходного сырья для получения ПБК

Образцы	Прочность при ударе, см	Адгезия, балл	Эластичность, мм	Температура размягчения по КиШ, °С
БН 70/30	10 (8/5/<3)*	1	>1	80
НПС _{Политер}	<3	1	3	94
НПС ^{ок} _{Политер}	<3	4	>1	96

*после 24 ч в воде / 20% КОН (водн.) / 3% NaCl (водн.)

ПБК готовили по «холодной» технологии: предварительно готовили 50%-ные растворы нефтяного битума и нефтеполимерных смол в ксилоле, затем смешивали их в необходимых количествах, доводя композиционный состав до однородной консистенции. Количество вводимого модификатора варьировали от 2,5 до 15%.

Одним из определяющих параметров при эксплуатации ПБК – их температура размягчения. На рисунке 5 представлены зависимости температуры размягчения от количества и типа используемого модификатора.

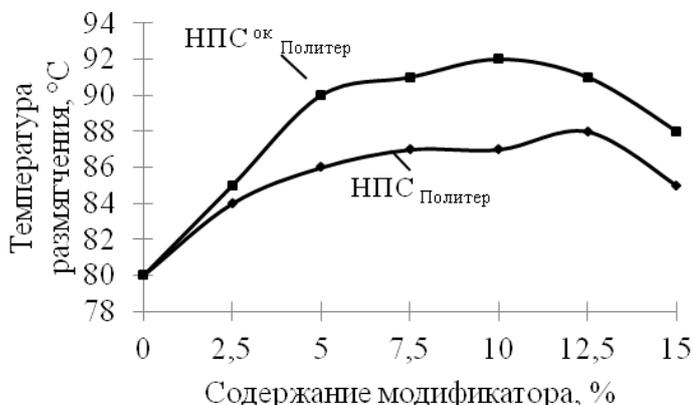


Рис. 5. Зависимость температуры размягчения ПБК от типа и количества модификатора

Кривые зависимости температуры размягчения ПБК от типа и количества модификатора не имеет экстремумов, однако они имеют перегиб в области 10-15%. Очевидно что наибольшее значение температуры размягчения достигается при использовании неокисленной смолы в количестве 10%, а окисленной 12,5%. Использование неокисленной смолы приводит к увеличению $T_{разм}$ на 5-7°C, а использование окисленного образца – на 10-12 °С.

Были получены и исследованы покрытия на основе охарактеризованных ранее.

Характеристики покрытий на основе полученных ПБК представлены в таблице 2.

Таблица 2

Характеристики покрытий на основе полученных ПБК

Кол-во модификатора, %	Прочность при ударе, см	Стойкость к растворам					
		Вода		20% КОН (водн.)		3% NaCl (водн.)	
		Внешний* вид	Прочность при ударе, см	Внешний вид	Прочность при ударе, см	Внешний вид	Прочность при ударе, см
НПС _{Полимер} / НПС ^{ОК} _{Полимер}							
2,5	10/10	ТК	9/9	БК	5/8	ТК	4/3
5	10/11		9/11		5/8		4/5
7,5	10/15		9/12		5/10		5/7
10	10/17		10/13		9/14		5/7
12,5	11/45	БК	11/30		10/35		7/7
15	11/45		11/30		11/45		БК

*ТК – точечная коррозия

БК – без признаков коррозии

При использовании в качестве модификатора для битума указанных НПС происходит улучшение эксплуатационных характеристик, хотя сами НПС не обладают таковыми. Эластичность всех полученных ПБК не превышает 1-2 мм, а адгезия не превышает 1. Окисление НПС_{Полимер} приводит к более значительному улучшению ударопрочности и водо-, соле-, щелочестойкости.

Таким образом, по результатам работы можно сформулировать следующие выводы:

1. Процесс окисления НПС пероксидом водорода идет по двойным связям олефиновой цепи с образованием карбоксильных групп и одновременным уменьшением непердельности.
2. Предельная степень окисления достигается при двукратном избытке НПС по отношению к 100%-ому пероксиду водорода.
3. При использовании $(\text{NH}_4)_6\text{Mo}_7\text{O}_{24}$ в качестве катализатора окисления эффективность модификации увеличивается в 1,4 раза по сравнению с NH_4VO_3 .
4. Покрытия на основе окисленных образцов обладают улучшенными прочностными характеристиками, что позволяет расширить область применения НПС.
5. При использовании в качестве модификатора для битума исходной и окисленной НПС происходит улучшение эксплуатационных характеристик полимербитумных покрытий.
6. Окисление НПС_{Полимер} приводит к более значительному улучшению ударопрочности и водо-, соле-, щелочестойкости.
7. Производство полимербитумных композиций может быть организовано как на предприятиях, имеющих побочные продукты пиролиза, так и непосредственно на строительных предприятиях.

Литература

1. Думский Ю.В. Нефтеполимерные смолы. – М.: Химия, 1988. – 168 с.
2. Пай З.П., Толстиков А.Г. //Известия РАН. Серия химическая. – М., 2005. – №8. – С. 1794-1801.
3. Уотерс О. Механизм окисления органических соединений. – М.: Мир – 1966. - 178 с.

СТУДЕНТЫ

МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНОЙ СМОЛЫ, ПОЛУЧЕННОЙ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИИ С₉ ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА**Л.С. Богданова**

Научные руководители доцент В.Г. Бондалетов, инженер А.А. Троян
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Одним из перспективных направлений в переработке жидких продуктов пиролиза, образующихся при пиролизе углеводородного сырья, является их олигомеризация с целью получения нефтеполимерных смол (НПС). НПС в настоящее время используют как заменители дефицитного натурального сырья в лакокрасочной, резиновой, целлюлозно-бумажной отраслях промышленности. Специфика применения НПС обусловлена их способностью к пленкообразованию, высокой температурой размягчения, совместимостью с окислированными растительными маслами, водостойкостью [1].

Наряду с достоинствами НПС обладают некоторыми недостатками – невысокой адгезией к различным поверхностям и пониженной устойчивостью к окислению кислородом воздуха. Для улучшения эксплуатационных характеристик НПС и расширения области применения необходимо осуществлять их модифицирование. Перспективным решением задачи модифицирования НПС является озонирование. Это связано с тем, что озон взаимодействует практически с любыми органическими соединениями, вступая с ними либо в реакции электрофильного присоединения, либо в радикально-цепные окислительные реакции. Кроме того, формирование в структуре молекул НПС реакционноспособных групп открывает возможности дальнейшей направленной химической модификации и направленного регулирования этого процесса.

В связи с этим, целью данной работы являлось исследование процесса модифицирования нефтеполимерных смол озонированием и аминированием.

Объектом исследования является НПС (НПС_{C₉}), полученная полимеризацией непредельных соединений фракции С₉ жидких продуктов пиролиза в присутствии каталитической системы TiCl₄–Al(C₂H₅)₃. Для исследования строения и структурного состава НПС, т. е. характера и сочетания предельных, непредельных и ароматических структур в их молекулах, использовали методы ИК- и ЯМР ¹H-спектроскопии.

В ЯМР ¹H-спектрах НПС выделяли протоны шести типов с определенными значениями химического сдвига δ (м. д.) и определяли значение нормализованной интегральной интенсивности (табл. 1).

Из данных табл. 1 видно, что в структуре НПС содержится значительное количество ароматических фрагментов (тип А и С) и олефиновых протонов (тип В). Разветвленность парафиновой цепи число групп СН₃ незначительна (тип F).

Характер ЯМР ¹H-спектра НПС согласуется с данными ИК-спектроскопии. Наличие в спектре НПС сильной полосы поглощения при 2930 см⁻¹ и полосы средней интенсивности при 1450 см⁻¹, относящихся, соответственно, к валентным и деформационным колебаниям в группах СН₂, а также слабой полосы поглощения в области деформационных колебаний в группах СН₃ (1370 см⁻¹) свидетельствуют о не-

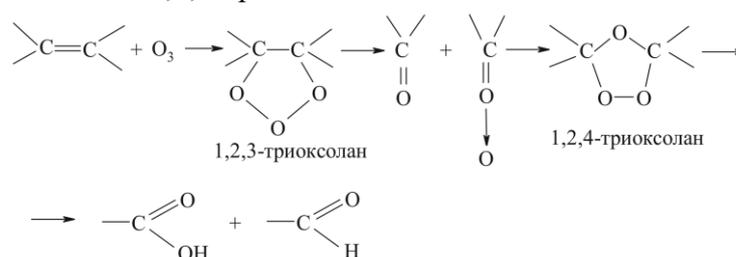
значительной разветвленности углеводородных цепей. Присутствие ароматической группы обнаруживается по полосам поглощения средней интенсивности (1600 см^{-1}).

Таблица 1

Значений нормализованных интегральных интенсивностей I протонов

Тип протона, д (м. д.)	I , %
Ароматические А (6,2–8,0)	20,89
Олефиновые В (4,0–6,2)	7,04
Метильные и метиленовые в б-положении к бензольному кольцу С (2,0–3,6)	30,07
Метиновые парафинов и нафтенев D (1,5–2,0)	19,59
Метиленовые парафинов и нафтенев E (1,05–1,5)	13,11
Метильные F (0,5–1,05)	4,96

Таким образом, НПСС₉ представляет собой олигомерный продукт и содержит значительное количество непредельных связей (бромное число – 50 г Br₂/100 г), что дает возможность проводить модификацию НПС с использованием озон-кислородной смеси. Взаимодействие озона с ненасыщенными связями включает ряд последовательных превращений: 1,3-диполярное циклоприсоединение озона к двойным связям с образованием 1,2,3-триоксоланов, их распад на карбонильные соединения и карбонилороды, 1,3-диполярное циклоприсоединение промежуточных соединений с образованием 1,2,4-триоксоланов:



Озонирование 10 %-го раствора НПС в п-ксилоле осуществляли в реакторе барботажного типа при температуре 5 °С и продолжительности процесса 40 мин. Для получения озон-кислородной смеси использовали генератор озона. Расход кислорода составляет 38,5 л/ч концентрация озона в смеси 1 % об. Свойства озонированной НПС (ОНПСС₉) представлены в таблице 2, которые можно сравнить со свойствами исходной НПСС₉.

Таблица 2

Физико-химические характеристики ОНПС

Характеристика	ОНПСС ₉	НПСС ₉
Активный кислород, %	1,68	0
Температура размягчения (по КиШ), °С	82	62
Молекулярная масса, у. е.	500	450
Цвет 50 %-го раствора в ксилоле, мг I ₂ /100 мл KI	700	900

Установлено, что процесс озонирования НПС сопровождается увеличением содержания активного кислорода (суммы озонидных, пероксидных и гидропероксидных групп). Появление в процессе озонирования полярных групп приводит к увеличению температуры размягчения, молекулярной массы и улучшению цвета раствора ОНПС.

Данные ИК-спектра ОНПС показывают появление полос поглощения в области 1080 см^{-1} , свидетельствующей об образовании С–О связей 1,2,4-триоксолановых циклов, что соответствует изменению содержания активного кислорода, и полос поглощения в области валентных колебаний карбонильных групп ($1740\text{--}1700\text{ см}^{-1}$) и гидроксильных групп ($3400\text{--}3000\text{ см}^{-1}$), образующихся в результате частичного распада озонидных групп.

По данным ЯМР ^1H -спектроскопии ОНПС (Приложение А) были определены значения нормализованных интегральных интенсивностей шести основных типов протонов (табл. 3).

Таблица 3

**Значений нормализованных интегральных интенсивностей
I протонов ОНПС**

Тип протона, д (м. д.)	I, %	
	ОНПС _{С9}	НПС _{С9}
Ароматические А (6,2–8,0)	22,72	20,89
Олефиновые В (4,0–6,2)	6,39	7,04
Метильные и метиленовые в б-положении к бензольному кольцу С (2,0–3,6)	31,45	30,07
Метиновые парафинов и нафтенон D (1,5–2,0)	16,72	19,59
Метиленовые парафинов и нафтенон E (1,05–1,5)	11,85	13,11
Метильные F (0,5–1,05)	4,55	4,96

Как видно из полученных результатов для ОНПС_{С9} характерно снижение интегральной интенсивности олефиновых протонов, что свидетельствует об уменьшении количества непредельных связей в процессе озонирования.

Появление в результате озонирования НПС реакционноспособных кислородсодержащих групп дает возможность проведения вторичной модификации смол с использованием этаноламинов – моноэтаноламина (МЭА), диэтаноламина (ДЭА) и триэтаноламина (ТЭА).

Аминирование 10 %-го раствора ОНПС_{С9} в ксилоле проводили в стеклянном реакторе снабженным обратным холодильником и перемешивающим устройством, при температуре 80°C и продолжительности процесса 120 мин. Соотношение ОНПС:этанолламин составляло 10:1. В результате аминирования были получены смолы (АНПС), свойства которых представлены в таблице 4.

Таблица 4

Физико-химические характеристики НПС

Характеристика	ОНПС _{С9}	АНПС _{С9} ^{МЭА}	АНПС _{С9} ^{ДЭА}	АНПС _{С9} ^{ТЭА}	НПС _{С9}
Активный кислород, %	1,68	0,08	0,16	0,24	0
Температура размягчения (по КиШ), $^\circ\text{C}$	82	67	71	68	62
Молекулярная масса, у. е.	500	570	550	720	450
Цвет 50 %-го раствора в ксилоле, мг $\text{I}_2/100\text{ мл KI}$	700	1800	>2000	>2000	900

Из данных таблицы 4 видно, что аминирование ОНПС сопровождается значительным снижением содержания активного кислорода, что свидетельствует о взаимодействии озонидных групп с этаноламинами, незначительным уменьшением температуры размягчения АНПС и увеличением молекулярной массы.

По данным ЯМР ^1H -спектроскопии АНПС были определены значения нормализованных интегральных интенсивностей шести основных типов протонов (табл. 5).

Таблица 5

Значений нормализованных интегральных интенсивностей I протонов АНПС

Тип протона, д (м. д.)	I , %				
	ОНПС _{С9}	АНПС _{С9} ^{МЭА}	АНПС _{С9} ^{ДЭА}	АНПС _{С9} ^{ТЭА}	НПС _{С9}
А (6,2–8,0)	22,72	21,72	19,92	20,91	20,89
В (4,0–6,2)	6,39	7,20	6,80	8,20	7,04
С (2,0–3,6)	31,45	31,16	29,9	31,90	30,07
Д (1,5–2,0)	16,72	16,48	23,67	17,59	19,59
Е (1,05–1,5)	11,85	11,94	8,55	10,23	13,11
Ф (0,5–1,05)	4,55	4,45	4,3	4,0	4,96

Для АНПС_{С9} наблюдается увеличение интегральной интенсивности олефиновых протонов в области 4,0–6,2 м. д., что объясняется появлением протонов аминных групп. Поглощение протонов N–H аминов лежит в пределах 1–5 м. д., и часто его можно обнаружить лишь по данным интегрирования. Поглощение протонов группы –СО–NH– амидов проявляются как широкий низкий горб, смещенный в слабое поле 5–8 м. д. [2].

По данным ИК-спектров были определены относительные интенсивности полос поглощения (табл. 6), т. е. отношения интенсивностей данных полос поглощения к интенсивности полосы поглощения при 1445 см^{-1} [3], соответствующей деформационным колебаниям группы CH_2 (внутренний стандарт).

Таблица 6

Относительные интенсивности полос поглощения НПС

Функциональные группы	НПС _{С9}	ОНПС _{С9}	АНПС _{С9} ^{МЭА}	АНПС _{С9} ^{ДЭА}	АНПС _{С9} ^{ТЭА}
$I_{3390/1445}$ [–ОН]	0,402	0,588	0,647	0,632	0,800
$I_{1710/1445}$ [–C=O]	0,609	0,772	0,319	0,684	0,710
$I_{1080/1445}$ [–O–O–]	0,366	0,860	0,888	0,579	0,600

Данные спектрального анализа согласуются с данными химического анализа. Наблюдаемое уменьшение относительной интенсивности полосы поглощения АНПС в областях 1080 см^{-1} и 1710 см^{-1} (табл. 6) соответствует изменению содержания активного кислорода (табл. 4) и подтверждает взаимодействие между озонидными группами и этаноламинами. Незначительное увеличение относительной интенсивности полосы поглощения АНПС_{С9}^{МЭА} в области 1080 см^{-1} объясняется наличием в этой области полос поглощения N–H группы.

На основе исходной и модифицированных НПС были получены покрытия и исследованы их свойства, представленные в таблице 7.

Вторичное модифицирование НПС приводит к значительному улучшению эластичных и адгезионных характеристик покрытий, также наблюдается улучшение прочностных характеристик. Наилучшие результаты были получены при модификации ОНПС диэтаноломином (табл. 7).

Таким образом, озонирование НПС приводит к существенному изменению их функционального состава, появлению пероксидных, карбоксильных, карбонильных групп, что позволяет использовать их для дальнейшей модификации этаноламинами. Аминированные смолы, благодаря улучшенным адгезионным и эластичным характеристикам, могут быть использованы как компоненты лакокрасочных материалов.

Таблица 7

Характеристики покрытий, полученных на основе НПС

Характеристика	ОНПС _{С9}	АНПС _{С9} ^{МЭА}	АНПС _{С9} ^{ДЭА}	АНПС _{С9} ^{ТЭА}	НПС _{С9}
Цвет 50 %-го раствора в ксилоле, мг I ₂ /100 мл KI	700	1800	>2000	>2000	900
Адгезия, балл	4	3	1	1	4
Прочность при ударе, см	<3	5	5	5	<3
Прочность при изгибе, мм	20	8	1	1	20

Литература

1. Думский Ю.В. Но Б.И., Бутов Г.М. Химия и технология нефтеполимерных смол. – М.: Химия, 1999. – 312 с.
2. Р. Моррисон, Р. Бойд. Органическая химия. – М.: Мир, 1974. – 1133 с.
3. Солиенко О.В. // Инструментальные методы исследования нефти. – Новосибирск: Наука, 1987. – С. 18 – 38.

КОМПОЗИЦИОННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЕК ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ АНОДНОЙ МАССЫ

А.П.Горохов, А.С. Дамбинова, П.А. Лобова

Научный руководитель профессор О.И. Дошлов

**Национальный исследовательский Иркутский государственный
технический университет, г. Иркутск, Россия**

Сибирь - бурно развивающийся регион с постоянно растущими объемами производства алюминия. С целью поддержания экологического баланса внутри региона, наиболее актуальна проблема поставки качественной и экологичной углеродной продукции для металлургических предприятий Иркутской области и Восточно-Сибирского региона.

В настоящее время резко повысились требования к качеству углеродных материалов и санитарно-гигиеническим условиям, связанным с получением и переработкой пеко-коксовых композиций в виде графитовых электродов, анодной массы, обожженных анодов, конструкционных материалов, электроугольных изделий.

Широко используемые для приготовления этих углеродных материалов каменноугольные пеки отличаются довольно высоким содержанием бенз(а)пирена (1,2 – 4%), чем обусловлена их канцерогенная активность [1]. Бенз(а)пирен относится к первому классу опасности и опасен для человека даже при малой концентрации, поскольку обладает свойством биоаккумуляции. Поэтому в мировой практике известны попытки перевода предприятий на использование нефтяных пеков, которые обладают более низким содержанием канцерогенных веществ. Концентрация бенз(а)пирена по результатам исследований [1,2] составляет в пеках из крекинг-остатков 0,04 – 0,1%, в пиролизных пеках – 0,03 – 0,08%. Многолетний опыт исследования различных видов сырья и качественных показателей получаемых нефтяных пеков показывает, что для их производства в наибольшей степени пригодны высокоароматизированные продукты: смолы пиролиза этиленового производства и крекинг-остатки [3-4]. Но полученные нефтяные пеки из этого вида сырья, по сравнению с каменноугольными, содержат меньшее количество поликонденсированных

ароматических соединений, имеют более низкое соотношение С/Н и, следовательно, значительно меньший выход коксового остатка.

Таблица

Сравнительная характеристика нефтяного и каменноугольного пеков

Наименование показателя продукции (работ, услуг)	Величина показателя	
	Нефтяной пек (АНХК)	Каменноугольный пек (марка А)
Массовая доля воды в твердом пеке, % не более	Отсутствует	4
Температура размягчения, °С	95-106	10-80
α-фракция, %	18-25	19-21
Выход летучих веществ, %	60-66	53-63
Зольность, % не более	0,08	1,2-4
Содержание бенз(а)пиренов, %	отсутствует	1,2-4
Плотность	1,25-1,32	1,285-1,33

Производство нефтяного пека ПНД может быть реализовано на установке ПС-100 на Нефтеперерабатывающем заводе ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» НК Роснефть с учетом особенностей организации производственных процессов внутри предприятия.

Замена в цветной металлургии каменноугольного пека нефтяным пеком позволяет:

- Снизить вредные выбросы на производстве устранением источника загрязнения – каменноугольного пека;
- Сократить содержание канцерогенов (3,4-бенз(а)пирена) в воздухе рабочей зоны, тем самым улучшить санитарно-гигиенические условия работы персонала металлургического производства;
- Получить высококачественное углеродное сырье для электродного производства с постоянными физико-химическими свойствами и групповым составом.
- Таким образом, нефтяной пек ПНД является перспективным заменителем существующему каменноугольному пеку в производстве анодной массы, в связи с преимуществом по экологическим, технологическим и экономическим параметрам.

Литература

1. Янко Э.А. Производство анодной массы. – Москва: Изд. Металлургия, 1975г. 125 с.
2. Соколов А.Д. Вопросы гигиены труда в электродной промышленности. – Челябинск, 1981. – с.53-57.
3. Демидова А.И., Сенина О.Е., Долматов Л.В., Фролов В.И.// Химия твёрдого топлива, 1975. №5. – с.113-117.
4. Хайрудинов И.Р. // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 1992. – №5 – с. 12-14.

ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ

И.О. Долганова

Научный руководитель доцент Е.Н. Ивашкина

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

Программные комплексы, разработанные с использованием языков объектно-ориентированного программирования, могут применяться не только для разработки

автономного программного обеспечения, но также для мониторинга и прогнозирования режимов работы промышленных установок на предприятиях любого профиля, в том числе и химической промышленности. Здесь хорошо себя зарекомендовали методы компьютерные моделирующие системы [1, 2], в основе которых лежат физико-химические закономерности протекающих процессов.

Несмотря на наличие работ по математическому моделированию [3, 4], вопрос комплексной оптимизации работы промышленных установок остается нерешенным. Изменение технологического режима может привести к повышению эффективности работы одного реактора, но негативно сказаться на качестве продуктов, получаемых на последующих стадиях, и даже привести к сбою в работе установки. Поэтому чрезвычайно важно поддерживать наиболее выгодный технологический режим с точки зрения всех процессов химико-технологической системы.

Одним из перспективных направлений развития нефтеперерабатывающей промышленности является производство синтетических моющих средств (СМС), и, следовательно, линейных алкилбензолов (ЛАБ) как одного из видов сырья для их производства [5, 6]. При этом процесс алкилирования бензола высшими олефинами является ключевым этапом технологического процесса [7].

В случае процесса алкилирования проблема заключается в следующем: образование ненасыщенных ЛАБ нежелательно на стадии алкилирования, так как их избыток приводит к снижению качества целевого продукта. В то же время на последующей стадии регенерации HF кислоты – катализатора процесса – должно быть такое количество непредельных соединений, которое будет достаточно для предотвращения сбоя в работе колонны-регенератора вследствие образования пленки из моющих средств в кубе аппарата.

Целью данной статьи являлась разработка компьютерной моделирующей системы процесса алкилирования бензола олефинами, позволяющей устанавливать оптимальный технологический режим в реакторе при сохранении бесперебойной работы колонны регенерации катализатора.

Разработка компьютерной программы включает этапы:

- построение схемы превращения углеводородов;
- термодинамический анализ возможности протекания реакций в построенной схеме превращения;
- определение гидродинамического и теплового режимов работы реактора;
- создание математической модели процесса и ее компьютерная реализация.

В работе [2] приведена поэтапная методика разработки математического описания процесса бензола олефинами, основанная на результатах термодинамического анализа и экспериментальных данных с промышленной установки.

На рис. 1 представлено главное диалоговое окно разработанного в среде Delphi 7.0 программного продукта.

Программа обеспечивает достаточную адекватность (средняя погрешность расчета 15 %) по основным количественным и качественным показателям процесса алкилирования: выходу ЛАБ и тяжелого алкилата (ТА), бромному индексу ЛАБ и бромному числу ТА (табл. 1).

Компьютерная моделирующая система процесса алкилирования предусматривает выполнение следующих функций: типовой расчет при заданных технологических параметрах и составе сырья; расчет массива исходных данных (расчет цикла), корректировка кинетических параметров, а также оптимизация работы реактора алкилирования и колонны регенерации катализатора.

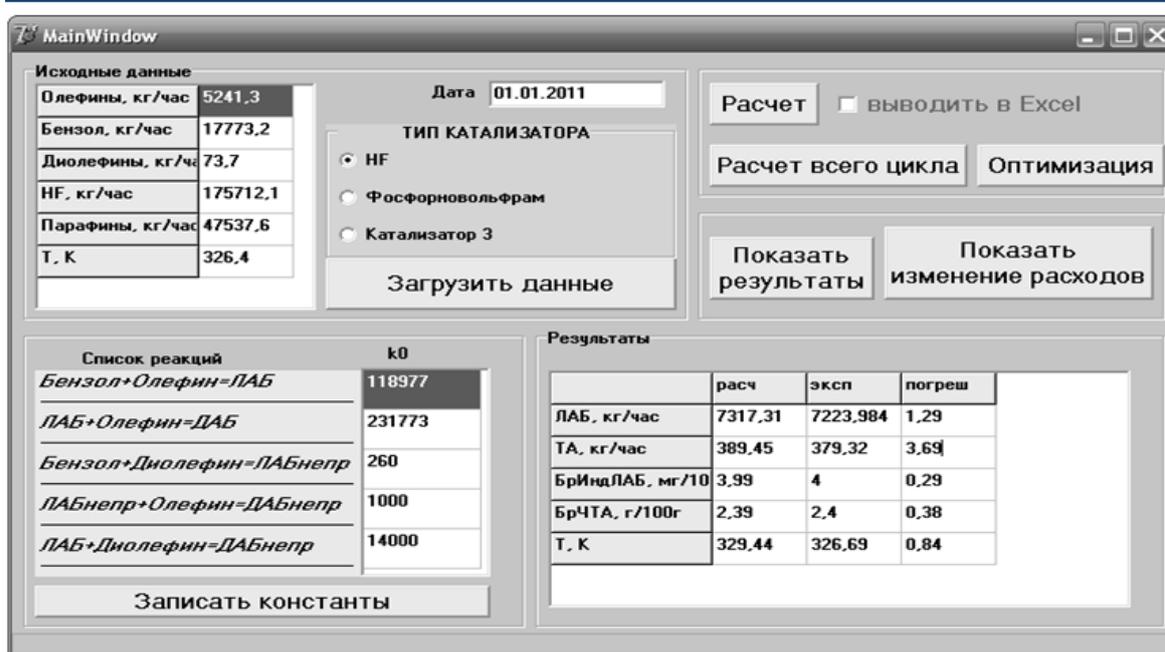


Рис. 1. Главное диалоговое окно программы

Таблица 1
Сравнение расчетных и экспериментальных данных по выходу ЛАБ и ТА

Дата	Выход ЛАБ, кг/ч		Δ , %	Выход ТА, кг/ч		Δ , %	VI, мг/100 г.		Δ , %	VN, г/100 г.		Δ , %
	Расч.	Эксп.		Расч.	Эксп.		Расч.	Эксп.		Расч.	Эксп.	
06.02.2007	7111	7109	0,0	271	282	3,9	3,4	3,3	3,1	2,4	2,5	1,2
08.02.2007	7374	7356	0,2	297	322	7,7	3,3	3,1	8,3	2,4	2,4	2,1
09.02.2007	7293	7250	0,6	286	331	13,9	3,4	3,2	8,2	2,5	2,5	0,3
11.02.2007	7254	7227	0,4	281	313	10,4	3,4	3,3	5,5	2,5	2,5	0,0
18.02.2009	7412	7442	0,4	292	277	5,5	2,76	2,50	10,2	2,05	2,27	9,5
25.02.2009	7352	7380	0,4	282	268	5,2	3,1	3,0	1,8	2,3	2,2	2,9
05.02.2010	7218	7212	0,1	277	294	5,9	2,6	2,5	4,3	1,9	1,8	4,3
08.03.2010	7292	7270	0,3	298	330	9,6	2,6	3,0	13,7	1,8	1,8	1,5
30.03.2010	7499	7543	0,6	307	281	9,4	2,9	3,0	2,4	2,1	2,3	6,0
13.08.2010	7441	7494	0,7	296	263	12,6	2,6	3,0	12,0	2,0	2,1	2,9
25.08.2010	7274	7306	0,4	292	275	6,3	3,0	3,0	0,5	2,2	1,9	15,1
08.10.2010	7145	7153	0,1	273	276	1,1	3,2	3,5	8,3	2,3	2,1	14,3
19.01.2011	7302	7264	0,5	289	338	14,4	4,8	4,5	6,0	3,5	3,4	1,9

Δ – погрешность расчета, %; VI – бромный индекс ЛАБ; VN – бромное число ТА.

Основные направления использования математической модели процесса алкилирования заключаются в:

- регулировании соотношения ТА/НФ в кубе колонны путем корректировки расходов бензола и олефинов на стадии прогнозного расчета;
- выявлении таких технологических параметров и расходов сырьевых потоков, при которых будет обеспечена бесперебойная работа колонны реге-

нерации кислоты с сохранением требуемого качества продуктов процесса алкилирования.

В этой связи возникла задача разработки алгоритма оптимизации работы реактора и колонны регенерации кислоты.

Для исследования связей между оптимальными режимами работы реактора алкилирования и колонны регенерации необходимо определиться с параметрами, влияющими на показатели эффективности их работы.

Исходя из этого, можно выделить ряд зависимых и независимых параметров (табл. 2).

Таблица 2

Связь между зависимыми и независимыми параметрами

Независимый параметр	Зависимый параметр
Температура	Выход ЛАБ, ТА, бромные числа продуктов
Расход бензола в реактор	Выход ЛАБ, ТА, бромные числа продуктов, мольное содержание непредельных соединений в смеси ТА и HF в колонне
Расход HF в реактор	Мольное содержание ТА в смеси ТА и HF

Ориентируясь на значимые параметры, алгоритм оптимизации процессов алкилирования и регенерации катализатора можно представить следующим образом:

1. выбирают интервалы и шаги варьирования параметров, табл. 3;
2. рассчитывают процесс алкилирования на модели при каждом наборе независимых параметров;
3. из набора вариантов расчета выбирают режим, который удовлетворяет критериям оптимальности:
 - максимальный выход ЛАБ, кг/ч;
 - минимальный выход ТА, кг/ч;
 - минимальное мольное содержание ТА в смеси тяжелого алкилата с кислотой;
 - максимальное мольное содержание непредельных углеводородов в смеси тяжелого алкилата с кислотой;
 - минимальный бромный индекс ЛАБ;
 - минимальное бромное число ТА.

Первые три критерия отвечают за выход целевого и побочного продуктов, следующие три – за их качество.

Таблица 3

Интервалы варьирования независимых параметров

Независимый параметр	Интервал варьирования	Шаг варьирования
Температура, К	323...333	2
Расход бензола, т/ч	14...22	0,5
Расход HF, т/ч	150...190	10

Можно выделить два основополагающих критерия оптимальности:

$$\frac{G_{LAB}}{G_{TA}} \rightarrow \max; \frac{(x_{LN} + x_{DN})}{(x_{TA} + x_{HF})(BI + BN)} \rightarrow \max.$$

Здесь $G_{\text{ЛАБ}}$ и $G_{\text{ТА}}$ – расходы ЛАБ и ТА, кг/ч; x_{LN} , x_{DN} , $x_{\text{ТА}}$, x_{HF} – число моль не-предельных ЛАБ и ДАБ, ТА и HF.

Следовательно, производство этих критериев также должно стремиться к максимуму:

$$\frac{G_{\text{ЛАБ}} (x_{\text{LN}} + x_{\text{DN}})}{G_{\text{ТА}} (x_{\text{ТА}} + x_{\text{HF}})(\text{BI} + \text{BN})} \rightarrow \max.$$

Оптимальным будем считать тот технологический режим, при котором данный критерий будет максимален. При этом должна быть выполнена проверка на выполнение следующих условий, отвечающих за качество ЛАБ и ТА и стабильность работы колонны регенерации:

1. $\text{BI} < 15$ мг/100 г;
2. $\text{BN} < 15$ г/100 г;
3. $(x_{\text{LN}} + x_{\text{DN}}) / (x_{\text{ТА}} + x_{\text{HF}}) \geq 0,33$ ммол. % (нижняя граница содержания непредельных соединений в колонне, выявленная при анализе экспериментальных данных).

С применением описанного алгоритма найден оптимальный набор технологических параметров для реактора алкилирования: температура 323 К; расход бензола 22 т/ч; расход кислоты 189 т/ч.

Результаты расчета на модели при оптимальных параметрах и сравнение оптимальных результатов с текущими представлено в табл. 4.

Таблица 4

Сравнение результатов расчета при текущих/оптимальных параметрах

Дата	ЛАБ, кг/ч	ТА, кг/ч	BI, мг/100 г.	BN, г/100 г.	ТА/(ЛАБ+ТА), мол. %
09.02.2007	7295/7361	286/232	2,2/3,5	2,0/2,1	2,3/1,8
10.04.2007	7114/7201	292/221	2,5/3,6	2,3/2,2	2,4/1,8
05.07.2007	7029/7139	306/217	1,9/3,6	1,7/2,2	2,5/1,8
30.08.2007	6998/7069	271/213	3,0/3,6	1,8/2,2	2,2/1,8
30.01.2008	7152/7214	266/216	2,8/4,1	2,6/2,6	2,2/1,8
10.02.2008	7076/7140	264/212	3,1/4,4	2,8/2,8	2,2/1,7
02.05.2008	7144/7229	286/218	4,3/5,9	3,9/3,7	2,3/1,8
04.03.2009	7244/7314	285/228	1,9/3,5	1,8/2,1	2,3/1,8
03.06.2009	7231/7311	287/222	2,1/3,7	1,9/2,3	2,3/1,8
12.08.2009	7445/7519	296/236	2,4/4,2	2,3/2,6	2,3/1,8
20.10.2009	7354/7426	289/230	2,7/3,9	2,5/2,5	2,3/1,8
30.12.2009	7278/7351	285/225	2,0/3,4	1,9/2,1	2,3/1,8
01.03.2010	7184/7249	269/219	2,6/4,7	2,3/2,9	2,2/1,8
02.04.2010	7444/7521	306/242	2,2/3,4	2,0/2,1	2,4/1,9
15.08.2010	7448/7527	301/237	1,9/3,0	1,8/1,9	2,3/1,8
01.09.2010	7436/7514	306/242	2,0/3,4	1,8/2,1	2,4/1,9
02.11.2010	7111/7281	359/226	1,5/3,6	1,4/2,2	2,9/1,8
08.12.2010	7089/7166	274/213	2,7/5,0	2,6/3,2	2,2/1,7
01.01.2011	7317/7393	289/228	2,6/4,3	2,4/2,7	2,3/1,8
26.01.2011	7963/8041	335/273	2,8/4,6	2,7/2,9	2,4/2,0

Согласно полученным результатам, средний прирост в выходе ЛАБ составит 81 кг/ч, а падение выхода тяжелого алкилата – 65 кг/ч. Ориентуясь на рыночную

стоимость ЛАБ и ТА, можно рассчитать, что годовой доход предприятия увеличится на 15,4 млн р/год.

Качество ЛАБ и ТА при оптимальных технологических параметров хоть и незначительно снижается (за счет роста VI и BN), но остается в пределах нормы (до 15 мг/100 г и до 15 г/100 г соответственно).

Выводы

1. Предложен и программно реализован алгоритм поиска оптимальных технологических параметров для процессов алкилирования бензола олефинами и регенерации кислоты, который заключается в последовательном варьировании независимых параметров.
2. Практический результат от поддержания рекомендуемого технологического режима заключается в увеличении селективности процесса по отношению к целевому продукту – линейному алкилбензолу; повышении бромных чисел продуктов в допустимых пределах (качество линейного алкилбензола); приросте годового дохода предприятия.

Литература

1. Фетисова В.А., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Построение математической модели процесса алкилирования бензола высшими олефинами // Катализ в промышленности. – М., 2009. – № 6. – с. 27–33.
2. Кравцов А.В., Шнидорова И.О., Ивашкина Е.Н., Фетисова В.А., Иванчина Э.Д. Разработка компьютерной моделирующей системы как инструмента для повышения эффективности процесса производства линейных алкилбензолов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – М., 2009. – № 9–10. – с. 39–45.
3. Долганов И.М., Францина Е.В., Афанасьева Ю.И., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В. Моделирование промышленных нефтехимических процессов с использованием объектно-ориентированного языка Delphi // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 53–57.
4. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Чи Туен. Учет интенсивности межмолекулярных взаимодействий компонентов смеси при математическом моделировании процесса компаундирования товарных бензинов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – М., 2010. – № 9. – с. 9–14.
5. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н., Шарова Е.С. Системный анализ химико-технологических процессов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 96 с.
6. Шнидорова И.О., Фетисова В.А., Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Функ А.А. Разработка кинетической модели процесса алкилирования бензола олефинами // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2009. – Т. 314. – № 3. – с. 89–93.
7. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.

ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ СОЛЕЙ ВРЕМЕННОЙ ЖЕСТКОСТИ АММИАЧНЫМ СПОСОБОМ С ПОСЛЕДУЮЩИМ УДАЛЕНИЕМ ИОНОВ АММОНИЯ НА ЦЕОЛИТЕ

Н.В. Маланова, М.В. Куликова

Научный руководитель профессор В.И. Косинцев

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

Повышенное внимание и высокие требования к качеству питьевой воды в наше время обусловлены ее особой ролью как одного из основных элементов жизнеобеспечения человека. Основным критерием качества питьевой воды является ее влияние на здоровье человека. Качество воды обеспечивается отсутствием в ней токсичных и вредных для организма примесей.

Несмотря на обилие водоемов Западной Сибири, для питьевого водоснабжения используют, в основном, подземные воды. Это связано с тем, что бассейны рек, являются экологически незащищенными. Поэтому, с каждым годом возрастает использование подземных источников для водоснабжения населения. Подземные воды характеризуются большим значением жесткости, чем воды рек.

В соответствии с требованиями СанПиН 2.1.4.1074-01 общая жесткость воды не должна превышать 7⁰Ж [1]. Для умягчения воды применяют следующие методы:

термические, реагентные, ионного обмена и комбинированные. Выбор того или иного метода снижения жесткости определяется качеством исходной воды, необходимой глубиной умягчения и технико-экономическими соображениями [2].

Для выявления эффективности умягчения воды 25%-ным водным раствором с применением механоактивации был проведен ряд экспериментов. Эксперименты проводились на водопроводной воде г. Томска, общая жесткость которой составляла 6,27-6,32 °Ж.

Исследуемая вода при температуре 40 °С подвергалась интенсивному перемешиванию (17000 об/мин) в течение 45 с. с последующим добавлением водного раствора аммиака 0,25 мг/дм³.

В результате проведенных исследований снижение жесткости воды достигало 72% (рис. 1). После обработки воды общая жесткость воды составляла 1,5 °Ж, что соответствует нормативу Европейского Союза [3].

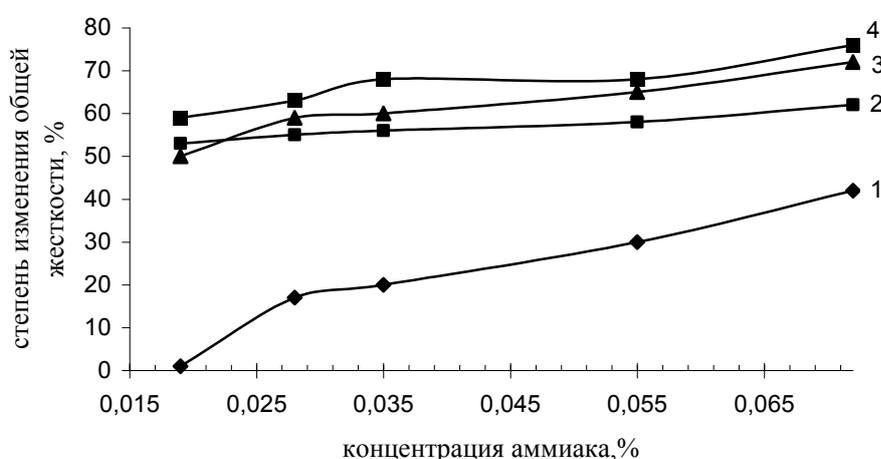
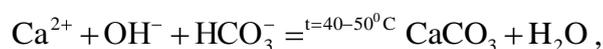


Рис. 1. Зависимость степени изменения общей жесткости воды от концентрации аммиака при температурах воды 15 °С и 40 °С

1 – водопроводная вода без перемешивания при 15 °С; 2 – водопроводная вода без перемешивания при 15 °С через 36 часов; 3 – водопроводная вода с применением перемешивания при 15 °С; 4 – водопроводная вода с применением перемешивания при 40 °С

Исходя из опытных данных, можно предположить, что аммиак выполняет роль ПАВ. Тогда процесс кристаллизации солей временной жесткости, вероятно, протекает по схеме:



что необходимо уточнить с применением ионоселективных электродов.

При обработке воды образовывался осадок – карбонат кальция. При температуре обрабатываемой воды 40 °С осадок образовывался в объеме раствора. Данные рентгенографического анализа свидетельствуют о кристаллизации карбоната кальция в двух модификациях: арагонита, кальцита. Именно образование арагонита препятствует отложению арагонита на стенках аппарата, т.к. арагонит образует игольчатые, ветвистые кристаллы. Рыхлый арагонитовый осадок отслаивается от поверхности и уносится потоком воды.

Были исследованы образцы осадков, полученных при обработке воды температурой 30 °С и 40 °С. Удельные поверхности образцов составляют 2,18 м²/г и 2,29

м²/г, соответственно. С помощью рентгенофазового анализа были получены данные о содержании арагонита и кальцита в образцах:

- при температуре 30 °С: арагонит - 46,81%, кальцит – 53,19%;
- при температуре 40 °С: арагонит - 41,48%, кальцит – 58,52%.

По санитарным нормам и правилам концентрация аммиака в питьевой воде не должна превышать 2 мг/дм³ по азоту (лимитирующий показатель вредности – токсикологический, 3 класс опасности) [1]. После обработки воды, содержание аммиака в ней превышает ПДК. Исходя из этого, необходимо было очищать воду от аммиака после обработки. Для удаления аммиака из обработанной воды в качестве адсорбента был выбран цеолит. Обработанная вода проходила через слой цеолита высотой 40 см. Были определены остаточные концентрации ионов аммония на фотоэлектрическом колориметре КФК-2 по стандартной методике [4]. Полученные данные свидетельствуют о том, что степень очистки воды от аммиака составляет 99,8%.

Литература

1. СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества.
2. Кульский Л.А., Строкач П.П. Технология очистки природных вод. – Киев.: Вища школа, 1981. -328с.
3. Директива Совета Европейского Союза 98/93/ЕС по качеству воды, предназначенной для потребления человеком.
4. ГОСТ 4192-82. ВОДА ПИТЬЕВАЯ. Методы определения минеральных азотсодержащих веществ.

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

М.В. Киргина

Научный руководитель профессор Э.Д. Иванчина

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

Стремительное развитие промышленности синтетических моющих средств (СМС) в последние десятилетия привело к необходимости наращивания выпуска сырьевых продуктов для этой отрасли - линейных алкилбензолов (ЛАБ). Емкость рынка СМС нашей страны составляет около 1,2 млн. тонн в год, для производства таких объемов в России необходимо наличие в сырьевой базе 100-120 тыс. тонн ЛАБ, в то же время производственные мощности единственного в России производителя ЛАБ - ООО «Киришинефтеоргсинтез» составляют не более 60 тыс. тонн в год [1]. В связи с востребованностью ЛАБ на российском рынке задача повышения эффективности эксплуатации промышленной установки производства ЛАБ является крайне актуальной.

С другой стороны, сегодня зачастую именно моральный и физический износ оборудования делает работу промышленных установок неэффективной. Технический прогресс приводит к тому, что в первую очередь аппаратное оформление промышленных установок тормозит темпы повышения производительности производства.

Решение многофакторной и многокритериальной задачи оптимизации химического производства наиболее эффективно может быть выполнено с использованием метода математического моделирования, что позволит рассмотреть и сравнить множество различных вариантов реконструкции установки без существенных материальных затрат и необходимости проводить испытания на реально действующем объекте.

Промышленный комплекс для получения ЛАБ включает в себя три технологически связанных реакторных блока: дегидрирования парафинов до олефинов, гид-

рирования побочных продуктов первого процесса – диолефинов до моноолефинов, и алкилирования бензола олефинами с получением ЛАБ [2].

В настоящее время комбинированная установка по производству ЛАБ ООО «КИНЕФ» работает с превышением проектной мощности на 20%. Вероятно, что резервы повышения производительности еще не исчерпаны.

Дегидрирование парафинов, являющиеся основной стадией производства ЛАБ, характеризуется сравнительно низкой конверсией, поэтому одним из возможных путей увеличения ресурсоэффективности данного производства является введение рецикла непрореагировавшего сырья. Сделать это можно различными способами:

1. Рециркуляция после реактора дегидрирования (поток 6а) на рис. 1);
2. Рециркуляция после реактора гидрирования (поток 6б) на рис. 1);
3. Рециркуляция после реактора алкилирования (поток 6в) на рис. 1)

Возможны и некоторые комбинированные способы рециркуляции.

Еще одним способом повышения производительности установки является параллельное включение в работу второго реактора дегидрирования высших парафинов (аппараты I-1а) и I-1б) на рис. 1). Однако переходу на двухреакторную схему или повышению расхода сырья препятствует несовершенство теплообменного оборудования реакторного блока дегидрирования высших парафинов.

После пуска установки в течение некоторого времени специалистами предприятия было установлено, что кожухотрубчатый теплообменник комбинированного сырья не осуществляет расчетный теплообмен и поэтому для достижения требуемой температуры тепловая нагрузка печи подогрева сырья процесса дегидрирования была увеличена в 1,5 раза.

В качестве решения проблемы можно предложить реконструкцию существующего кожухотрубчатого аппарата. Существующий теплообменник является однокорпусным, однако, его реконструкция в многоходовой позволит значительно увеличить эффективность теплообмена и повысить максимальную температуру нагрева сырья.

Решить проблему недостаточного нагрева сырья процесса дегидрирования можно также заменой существующего кожухотрубчатого теплообменника (аппарат II-а) на рис. 1) на аналогичный по характеристикам пластинчатый аппарат (аппарат II-б) на рис. 1). Пластинчатые теплообменники обладают рядом неоспоримых преимуществ по сравнению с кожухотрубчатыми, являются более удобными в эксплуатации и имеют гораздо меньшие габариты [3].

Объединение всех возможных вариантов повышения эффективности работы реакторного блока дает гипотетически-обобщенную структуру технологической схемы (ГОТС), изображенную на рис. 1.

Таким образом, для поиска наиболее предпочтительного варианта реконструкции установки дегидрирования процессы и аппараты реакторного блока следует рассматривать как единую взаимосвязанную систему.

На основании математических моделей процессов протекающих в системе и аппаратов для их осуществления разработанная на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики компьютерная моделирующая система (КМС) «LAB-LABS» была дополнена модулями расчета рециркуляции, теплообменного и печного оборудования.

С помощью компьютерной моделирующей системы было определено оптимальное соотношение рециркуляции, т.е. доля потока отводимого на рецикл от основного потока (рис. 2).

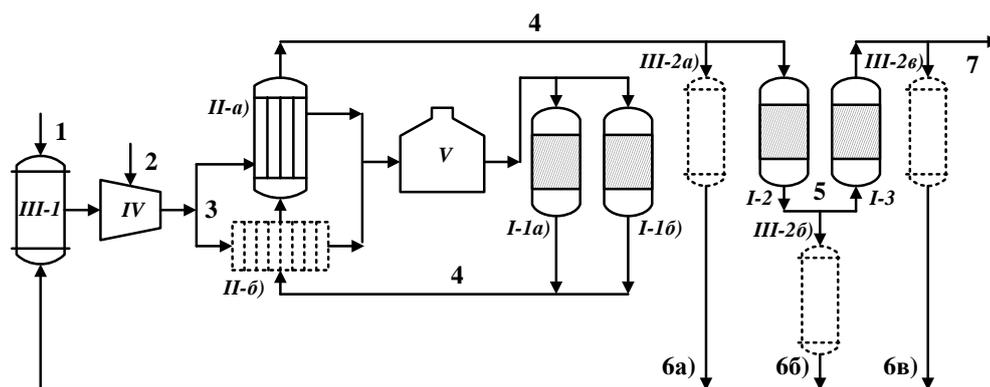


Рис. 1. Гипотетически-обобщенная структура технологической схемы:

Аппараты: I-1а), I-1б) – реакторы дегидрирования; I-2 – реактор гидрирования; I-3 – реактор алкилирования; II-а) – кожухотрубчатый сырьевой теплообменник; II-б) – пластинчатый сырьевой теплообменник; III-1 – смеситель; III-2а), III-2б), III-2е) – разделительные колонны для отделения парафинов; IV – компрессор; V – трубчатая печь; Потoki: 1 – н-парафины; 2 – ВСТ; 3 – общий сырьевой поток; 4 – продукты процесса дегидрирования; 5 – продукты процесса гидрирования; 6а), 6б), 6в) – рециклические парафины; 7 – продукты процесса алкилирования.

Примечание: пунктиром обозначены аппараты, которые планируется установить.

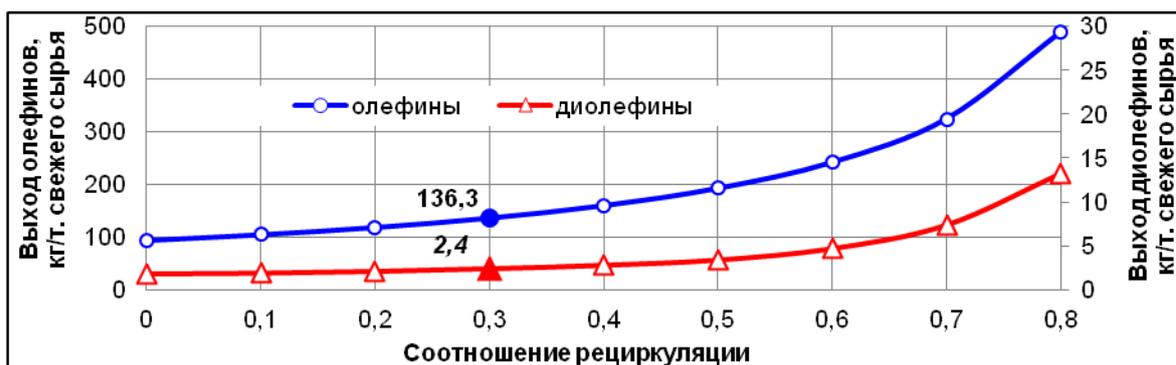


Рис. 2. Зависимость выхода продуктов дегидрирования от соотношения рециркуляции

Из представленных зависимостей видно, что соотношение рециркуляции равное 0,3 является наиболее оптимальным, так при этом наблюдается увеличение выхода олефинов также на 45%, при увеличении выхода диолефинов на 33%.

Кроме того в ходе работы было проведено исследование влияния состава сырья, на основные показатели процесса дегидрирования [4]. Было установлено, что высокое содержание парафинов и низкое содержание циркулирующих ЛАБ в исходном сырье оказывает положительное влияние на выход, как олефинов, так и диолефинов.

С использованием разработанного модуля расчета теплообменного и печного оборудования были проведены расчеты трех вариантов нагрева сырья дегидрирования:

1. в случае нагрева сырья существующим кожухотрубчатым теплообменником;
2. в случае реконструкции кожухотрубчатого теплообменника, в качестве варианта реконструкции был выбран 6-ти ходовой теплообменник, что позволит значительно повысить интенсивность теплообмена;
3. а так же в случае замены кожухотрубчатого теплообменника на пластинчатый.

В ходе работы были проведены расчеты максимальной температуры нагрева сырья каждым аппаратом для различных составов сырья. Установлено, что реконструкция существующего аппарата позволяет увеличить максимальную температуру нагрева

сырья в среднем на 28 °С, а его замена на пластинчатый на 71 °С. Также было установлено, что высокое содержание парафинов и циркулирующих ЛАБ в сырье приводит к снижению максимальной температуры нагрева сырьевого потока (табл. 1).

Таблица 1
Максимальная температура нагрева сырья соответствующим типом теплообменника в зависимости от состава сырья

Состав сырья	$T_{\text{вых т/о}}, ^\circ\text{C}$		
	существующий	реконструированный	пластинчатый
много парафинов	359,12	387,43	429,55
мало парафинов	360,83	389,27	432,23
много цирк. ЛАБ	358,09	386,25	428,61
мало цирк. ЛАБ	358,28	386,46	428,88

Полученные с помощью реконструкции или замены теплообменника резервы тепла могут быть использованы для нагрева дополнительного количества сырья в случае увеличения производительности установки или перехода на двухреакторную схему.

Однако, с повышением расхода сырья дегидрирования, температура на входе в реактор, необходимая для поддержания выхода целевых продуктов на заданном уровне увеличивается. И возможности повышения производительности установки, будут определяться возможностью или невозможностью трубчатой печи нагреть увеличенное количество сырья до необходимой температуры.

С помощью разработанного программного продукта было установлено, что для схемы с существующим кожухотрубчатым теплообменником максимальный возможный расход сырья в реактор дегидрирования составляет 80 м³/час. Дальнейшее увеличение расхода нагреваемого сырья без реконструкции или замены теплообменника невозможно.

В случае схемы с реконструированным кожухотрубчатым теплообменником, существует возможность повышения расхода сырья до 100 м³/час; или же перехода на двухреакторную схему работы установки с расходом сырья в оба реактора дегидрирования равным 120 м³/час.

В случае замены кожухотрубчатого аппарата на пластинчатый, возможным становится увеличение расхода сырья до 110 м³/час, а также переход на двухреакторную схему работы установки с расходом сырья равным 150 м³/час. В случае установки пластинчатого теплообменника, резервы тепла достаточно велики, что позволит снизить тепловую нагрузку на печь, даже при увеличенном расходе сырья.

Таким образом, реконструкции теплообменного оборудования реакторного блока дегидрирования высших парафинов или его замена позволяют увеличить производительность установки по целевому продукту – олефинам, и тем самым повысить выпуск линейных алкилбензолов (табл. 2).

Таблица 2
Увеличения выхода олефинов и ЛАБ в зависимости от варианта повышения расхода сырья

$V_{\text{сырья}}, \text{ м}^3/\text{час}$	Однореакторная схема				Двухреакторная схема			
	80	90	100	110	120	130	140	150
$\Delta G_{\text{олеф}}, \text{ т/сут}$	8,39	24,92	41,49	58,34	84,81	98,60	111,03	125,42
$\Delta G_{\text{ЛАБ}}, \text{ т/сут}$	5,71	16,96	28,23	39,69	57,70	67,09	75,55	85,33

Разработанный способ повышения эффективности работы реакторного блока дегидрирования высших парафинов на основе учета взаимного влияния процессов протекающих в аппаратах химико-технологической системы позволяет увеличить выход ЛАБ на 250 тонн в год за счет более эффективного использования сырьевых ресурсов; а также увеличить выход ЛАБ более чем на 3000 тонн в год, за счет выбора оптимального теплообменного оборудования, позволяющего повысить расход сырья, что с экономической точки зрения является крайне эффективным.

Литература

1. Интернет ресурс: <http://www.newchemistry.ru>
2. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. – 625 с.
3. Основные процессы и аппараты химической технологии: пособие по проектированию: учебное пособие / Под ред. Ю. И. Дытнерского. – 2-е изд., перераб. и доп.– М.: Химия, 1991.– 496 с.
4. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Киргина М.В., Романовский Р.В., Францина Е.В., Долганов И.М. Математическое моделирование процесса получения линейных алкилбензолов с учетом рециркуляции сырья // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – М., 2011. – № 4.– С.19–23.

НАПРАВЛЕНИЕ 12 СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

АСПИРАНТЫ

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

В.А. Аришин

Научный руководитель профессор В.Н. Сызранцев
*Тюменский государственный нефтегазовый университет,
г.Тюмень, Россия*

Винтовой забойный двигатель (ВЗД) один из самых распространенных видов оборудования для привода буровых долот. Распространенность данного типа двигателей объясняется уникальностью его энергетических характеристик [1]. При этом двигатель обладает существенным недостатком – быстрому выходу из строя. К такому относится значительное снижение КПД и мощности и усталостное разрушение гибкого вала.

Основной причиной снижения энергетических характеристик является возникновение гидравлических потерь в двигательной секции, возникающих вследствие утечек бурового раствора между рабочими камерами, через образующийся на контактной линии односторонний зазор между ротором и статором [2]. По мере износа рабочих органов натяг уменьшается, что приводит к разгерметизации рабочих камер и снижению нагрузочной способности двигателя.

Второй частой причиной выхода из строя ВЗД является усталостное разрушение гибкого вала соединяющего планетарно вращающийся ротор с концентрично вращающимся валом шпиндельной секции.

Для исследования проблем был выбран двигатель Д5-195 с кинематическим отношением 9:10. Рассмотрим первую причину потери работоспособности.

Необходимым условием функционирования ВЗД является непрерывность контактных линий. Это условие достигается за счет начального диаметрального натяга в паре ротор-статор и в процессе эксплуатации двигателя в результате износа рабочих органов перестает выполняться.[1].

Используемая для расчета контактных напряжений формула Герца не позволяет получить общую трехмерную картину распределения контактных линий в рабочих органах, для решения данной задачи целесообразно воспользоваться методом конечных элементов реализованного в программном комплексе ANSYS [6].

Для расчета контактных взаимодействий ротора и статора строится модель неизношенных рабочих органов с диаметральным натягом 0.6 мм. Дополнительно подготавливаются несколько моделей рабочих органов с различной степенью износа. Значения диаметральных натягов выбраны следующие: 0.45 мм, 0.3 мм, 0.15 мм (натяг, при котором значительно снижаются характеристики двигателя) [6].

В результате проведенного расчета неизношенной рабочей пары получили следующие данные: картину распределения контактных давлений (рисунок 1 а) и перемещений под действием этих давлений. Максимальное контактное давление приходится на место контакта впадины статора с зубом ротора. Максимальное значение контактного давления составляет 0,81 МПа. Максимальное значение перемещения составляет 0,29 мм, что примерно соответствует половине начального

диаметрального натяга в 0,6 мм. Контактные линии непрерывны и образуют замкнутые рабочие камеры. Максимальные суммарные напряжения в роторе составляют 0,63 МПа и приходится на места контакта зуб-зуб. Для металлического ротора такие напряжения являются незначительными. Максимальное перемещение для ротора составляет $6,5 \cdot 10^{-6}$ мм.

Так как воздействие натяга для ротора не существенно, далее будут рассмотрены только внутренние контактные поверхности статоров.

Натяг 0,45 мм. На примере этой модели видно, что контактные линии уже не непрерывны. Уже с небольшим износом в двигателе начинает снижаться КПД. Между рабочими камерами возникают небольшие перетоки. Максимальное напряжение в данном случае: 0,635 МПа, перемещение: 0,24 мм.

Натяг 0,30 мм. Максимальное напряжение: 0,42 МПа, перемещение: 0,17 мм

Натяг 0,15 мм: при данном натяге значительно снижаются энергетические характеристики двигателя. Разрывы в контактных линиях настолько велики, что линии переходят в отдельные пятна. Максимальное напряжение: 0,27 МПа, перемещение: 0,11 мм.

Рассмотрим вторую причину потери работоспособности двигателем.

Гибкий вал представляет собой металлический стержень круглого сечения с утолщенными концами. Во время работы вал воспринимает сложную систему сил, за счет чего в нем возникают циклические сжимающие и изгибающие напряжения [2]. Такой характер нагружения обуславливает необходимость проведения расчетов на выносливость.

Классическая методика расчета усталостной прочности гибкого вала ВЗД заключается в определении коэффициента запаса усталостной прочности [2]:

$$K_y = \frac{\sigma_e}{\sigma_m + \frac{\sigma_a}{c_\sigma}} \quad (1)$$

Рассмотрим от чего зависит данный коэффициент:

Предел прочности материала вала σ_e . Характеристика материала вала может варьироваться в некотором диапазоне, как правило, величина равная среднему значению из выборки значений полученных при испытании образцов.

Средние эквивалентные напряжения σ_m , включающие касательные напряжения и напряжения цикла сжатия. Напряжение цикла сжатия, зависят от геометрических

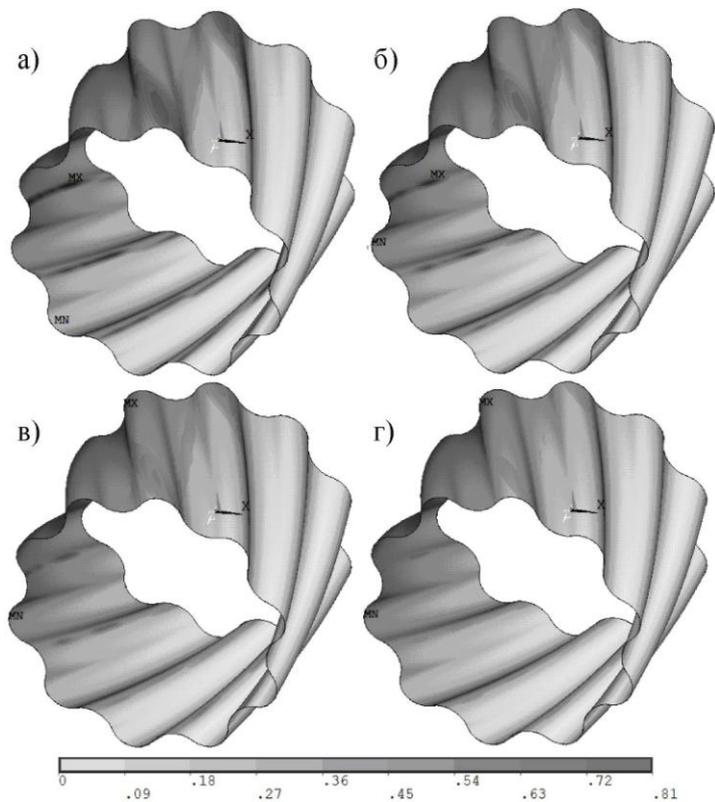


Рис. 1. Распределение контактных давлений на внутренних поверхностях статоров с различными натягами: а - 0,6 мм; б - 0,45 мм; в - 0,3 мм; г - 0,15 мм

параметров вала и величины осевой нагрузки. Касательные напряжения, возникающие в гибком вале, зависят от величины передаваемого им крутящего момента, характеризующего режим работы двигателя в целом и вала в частности.

Амплитуда напряжения цикла σ_a зависит от геометрических параметров вала и величины эксцентриситета рабочих органов двигателя.

Коэффициент коррозионной выносливости стали c_σ - величина непостоянная имеет обратную логарифмическую зависимость от числа циклов переменных напряжений.

При известном коэффициенте усталостной прочности вероятность безотказной работы определяется по таблицам в соответствии с квантилем [4]:

$$u_p = -\frac{K_y - 1}{\sqrt{K_y^2 \cdot v_{-1\delta}^2 + v_a^2}} \quad (2)$$

в предположении, что коэффициент запаса прочности вала подчиняется нормальному распределению со средним значением K_y , а случайный характер величины предела выносливости детали и случайный характер внешней нагрузки учитываются лишь с помощью коэффициентов вариации $v_{-1\delta}$ и v_a соответственно.

Предлагаемый в данной работе подход к расчету вероятности безотказной работы валов, основанный на применении компьютерного моделирования и аппарата непараметрической статистики, позволяет не только учитывать реальные законы распределения внешней нагрузки и характеристик материала, но и восстанавливать фактическую функцию плотности распределения коэффициента запаса прочности, а в соответствии с ней – вероятность безотказной работы. Восстановление функции распределения случайной величины является определяющей задачей при расчете вероятности безотказной работы [5].

Проиллюстрируем предлагаемую методику на примере оценки вероятности безотказной работы гибкого вала диаметром 50 мм двигателя Д5-195, с номинальным крутящим моментом 5 кН. Материал вала: сталь 40ХН2МА, предел прочности $\sigma_\sigma - 1100$ МПа.

При легком, среднем нормальном, среднем равновероятном и тяжелом режимах работы интегральные функции распределения величины крутящего момента подчиняются соответственно следующим распределениям: гамма-, нормальному, равновероятному и бета-распределениям [5]. Так же для иллюстрации возможностей метода рассмотрим режим нагружения, при котором функция распределения крутящего момента подчиняется бимодальному закону.

Для создания выборок случайных величин крутящих моментов соответствующие различным режимам работы вала в данной методике используются непараметрические датчики реализованные в программном комплексе MathCad. Генерация выборок осуществляется при помощи соответствующих функций распределения $\Phi(x)$, известных с точностью до параметров. Так как фактические данные о распределении предела прочности материала вала отсутствуют, в данном примере полагается, что случайная величина \square_σ распределена по нормальному закону со средним значением в 1100 МПа. В случае, когда имеются данные о режимах работы или экспериментальные данные об испытаниях образцов стали, в моделировании используется непосредственно выборка M_{KPi} или $\square_{\sigma i}$.

$$K_{y_i} = \frac{\sigma_{\sigma i}}{\sigma_{m_i} + \frac{\sigma_{a_i}}{c_{\sigma_i}}}, \quad i = \overline{1, N} \quad (3)$$

Имея выборки M_{KPi} и \square_{ei} , реализуем классическую методику расчета коэффициента запаса усталостной прочности вала решив выражение 3. Так как здесь вместо \square_{ei} и M_{KPi} используются выборки, в результате расчета также получается выборка коэффициентов запаса $\{K_{yi}\}$:

По имеющейся выборке восстанавливаем функцию плотности распределения, для этого воспользуемся оценкой Парзена-Розенблатта. Оптимальное значение параметра размытости устанавливается в результате нахождения максимума функционала качества [5].

Алгоритм решения задачи восстановления неизвестной функции плотности распределения $R_N(y)$ случайной величины y , заданной в виде выборки x_i длиной n , с помощью оценки Парзена – Розенблатта, заключается в следующем. Искомая функция $R_N(y)$, имеющая ядро $K(t)$, представляется в виде:

$$R_N(y) = \frac{1}{n \cdot h_n} \sum_{i=1}^n K\left(\frac{y - x_i}{h_n}\right) \quad (4)$$

Здесь h_n – параметр размытости, обеспечивающей достижение максимума информационного функционала.

Результаты нахождения выборок коэффициентов запаса усталостной прочности и восстановлений по ним функции распределения представлены на рисунке 2.

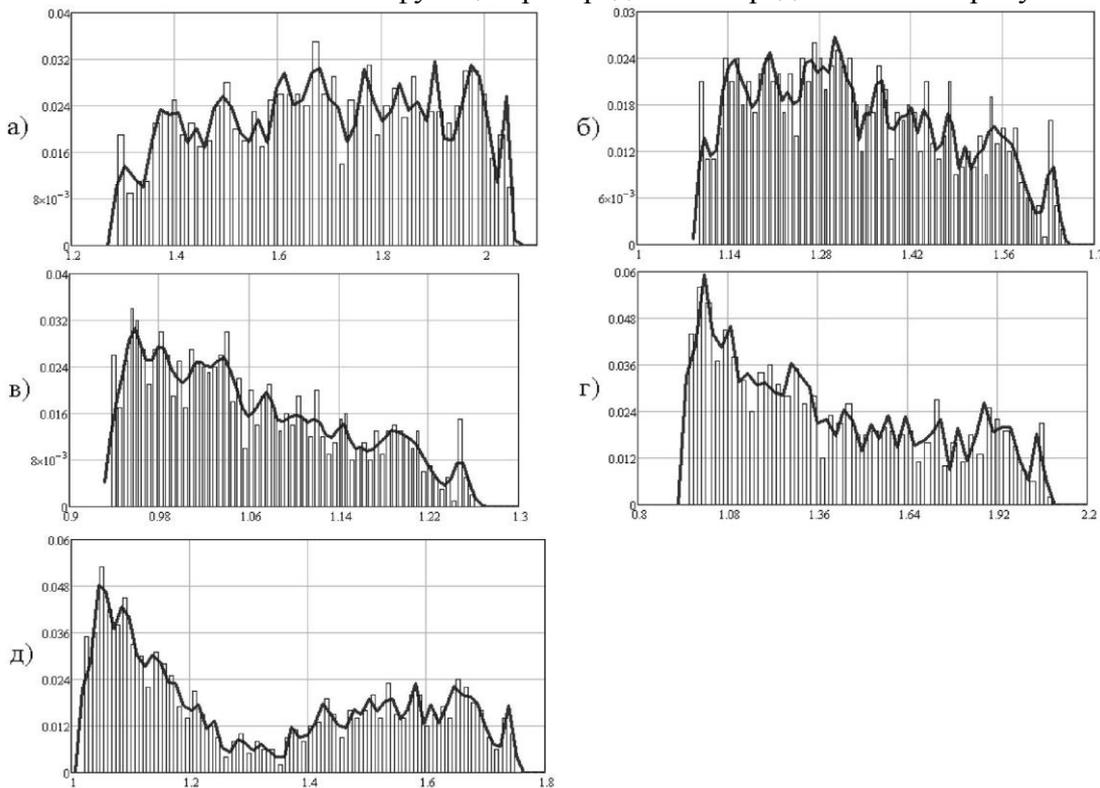


Рис. 2. Гистограммы распределения коэффициента распределения усталостной прочности K_y при разных режимах нагружения: а) легкий, б) средний нормальный, в) средний равновероятный, г) тяжелый, д) бимодальный.

Вероятность отказа вала означает по определению вероятность того, что коэффициент запаса прочности K_y окажется менее единицы, что соответствует значению следующего интеграла:

$$Q(K_y) = \int_0^1 R_{K_y}(K_y) dK_y \quad (5)$$

Характеристики выборок случайной величины – коэффициента запаса усталостной прочности K_y для исследуемого вала представлены в Таблице 1. Вероятности отказа, вычисленные посредством интегрирования по (5), помещены в последний столбец таблицы.

Таблица 1

Характеристики выборок коэффициента запаса усталостной прочности торсиона

Режим нагружения	Среднее выборки	Мода	Медиана	Вероятность отказа, %
Случайный (по [4])	1,318	1,318	1,318	9,5
Легкий	1,689	1,681	1,689	0,0
Средний нормальный	1,335	1,2716	1,316	0,0
Средний равновероят.	1,39	0,99271	1,313	8,8
Тяжелый	1,06	0,95534	1,049	30,5
Бимодальный	1,321	1,0519	1,246	$3 \cdot 10^{-5}$

Выводы:

1. Приведены результаты оценки напряженно-деформированного состояния ротора и статора, получены распределения контактных давлений между ними, необходимые для оценки работоспособности двигателя.
2. Показано изменение распределений контактных давлений для двигателей с различной степенью износа статоров, приводящие к нарушению условий герметичности рабочих камер.
3. Компьютерное моделирование с использованием методов непараметрической статистики позволяет рассмотреть любые режимы работы гибкого вала, в том числе для случайного нагружения, заданного выборкой значений, и оценить работоспособность изделия в этих режимах, путем восстановления функции плотности распределения коэффициентов запаса усталостной прочности и последующим нахождением по ней вероятности отказа.
4. Вероятность отказа напрямую зависит от режима работы, наибольшие значения коэффициента запаса усталостной прочности соответствуют легкому режиму нагружения, наименьшие – тяжелому режиму нагружения.

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели: Справочное пособие – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 375 с.
2. Балденко Д. Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые Гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т. 2. Винтовые забойные двигатели. – 470 с.
3. Двигатель винтовой забойный Д1-195. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. – Бердичев: типография завода «Прогресс», 1985. – 30 с.
4. Решетов Д.Н., Иванов А.С., Фадеев В.З. Надежность машин. – М.: «Высшая школа», 1988. – 240 с.
5. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики – Новосибирск: Наука, 2008. - 218 с.
6. Сызранцева К.В., Аришин В.А., Расчет напряженно-деформированного состояния двигательной секции винтового забойного двигателя в программном комплексе ANSYS // Известия Томского Политехнического университета, том 315, № 5. – Томск, 2009 – С.57-61

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
ГАЗОПРОВОДОВ 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.

Анализируяхождение 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.

В ведение небольшого числа узловых и стержневых элементов вместо большого числа точек в стандартном методе конечных элементов приводит к существенному снижению порядка разрешающей системы алгебраических уравнений при определении перемещений узловых элементов, что делает возможным разрешение сложных задач.

В моей работе для численного моделирования НДС трубопроводов использован программный комплекс ANSYS.

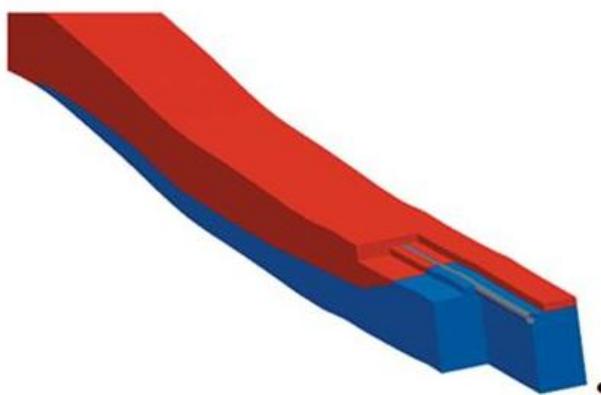


Рис. 1. Модель участка трубопровода с окружающим грунтом (фрагмент)

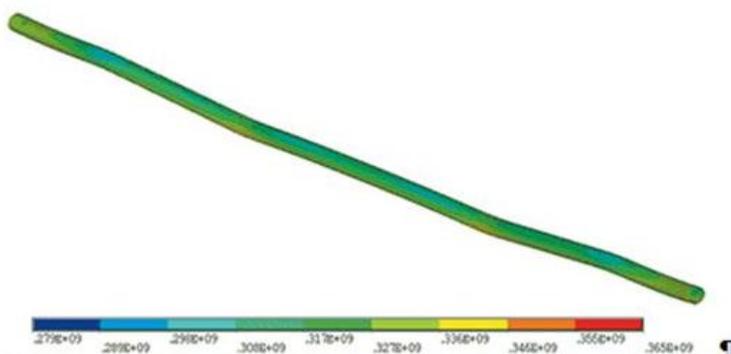


Рис. 2. Распределение эквивалентных напряжений на участке подземного трубопровода

Математической основой, на которой построен вычислительный аппарат этого программного продукта, является метод конечных элементов.

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.

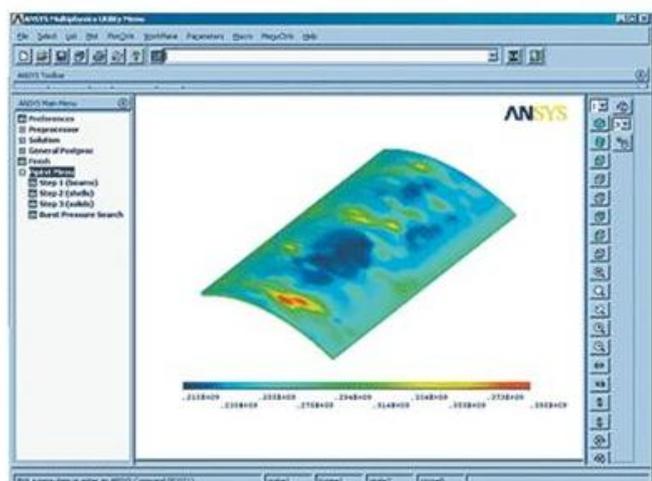


Рис. 3. Пример определения эквивалентных напряжений в зоне коррозионных дефектов стенки ТП при действии разрушающих нагрузок с помощью программного комплекса ANSYS

Нахождение потенциально опасных участков наряду с техническими средствами, такими, как внутритрубная диагностика, замеры напряжений в стенке трубы, оп-

ределение 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 предложений, 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. – 215с.
2. Морозов В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. – Л.: Недра, 1987 – 121с.
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. – 119с.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

М.П. Жданова

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

**Национальный исследовательский 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 использо-

вание 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.

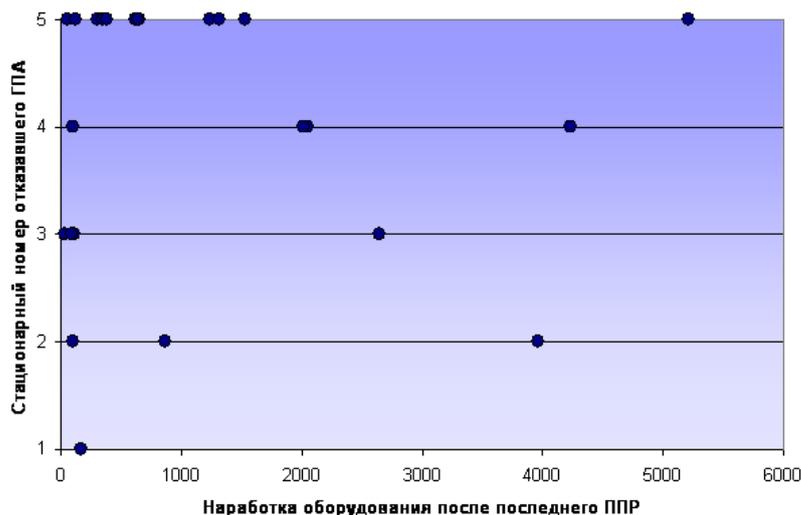


Рис. 1. Распределение интенсивности отказов ГПА после проведения ППР

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.

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 1.

Таблица

Формула для расчета статистической оценки показателя надежности

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	$\bar{T}_B = \frac{1}{r} \sum_{i=1}^r t_{\theta i}$
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 $K_{Т.И}$	$K_{Т.И} = \frac{\bar{T}}{\bar{T} + \bar{T}_B + \bar{T}_{ППР}}$

Примечания:

r – число отказов, произошедших за период наблюдений t ;

t_i – наработка между двумя последовательными отказами;

$t_{\theta i}$ – 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 экономически 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. – М., 1991. – №8. – С. 32.

**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 конструкции резьбового соединения исключена возможность разъединения жесткого соединения ниппеля с бурильной трубой и обеспечено постоянство внешнего 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 сбегса внутрен-

ней 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.

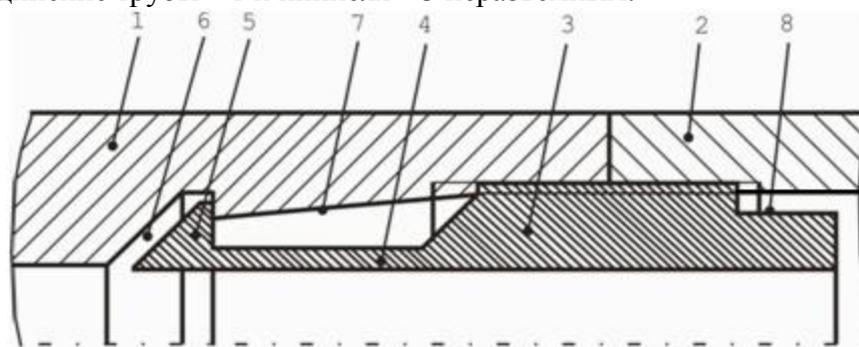


Рис. Ниппельное соединение бурильных труб:
1, 2) бурильные трубы; 3) ниппель со сплошной внешней резьбой; 4) пластины;
5) буртики; 6) кольцевая проточка; 7) конусная проточка; 8) лыски

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:

- 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;
- делать плавные переходы поперечного сечения труб и их соединений, чтобы избежать отражения волн;
- снижать высоту профиля резьбы соединений;
- 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 промывочной 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.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.С. Пашкова

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

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

В процессе эксплуатации фактические параметры технического состояния оборудования $X_{T1}, X_{T2}, \dots, X_{Ti}, \dots, X_{Tn}$ изменяются от номинального значения $X_{n1}, X_{n2}, \dots, X_{ni}, \dots, X_{nn}$ до предельных значений $X_{п1}, X_{п2}, \dots, X_{pi}, \dots, X_{пn}$ (рис.1). Разность $\Delta X_i = X_{Ti} - X_{ni}$, определяющая отклонение качества работы данного элемента от номинального, отражает уровень его исправности. Уровень неисправности оборудования в любой момент времени определяется разностью между номинальным и текущим значениями параметров технического состояния. Совокупность отклонений от номинальных значений различных параметров состояния механизма определяет его техническое состояние.[1]

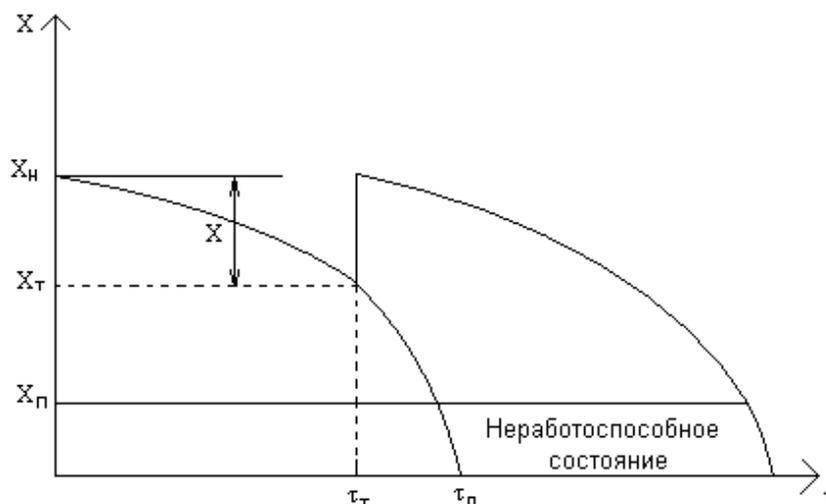


Рис.1. Изменение параметра технического состояния X механизма в зависимости от времени его работы τ

При наступлении определенного момента τ_t , при котором будет оказано какое-либо техническое воздействие (замена детали, регулировка и т.п.), параметры технического состояния оборудования снова приблизятся к номинальным, соответственно оно может прослужить гораздо дольше, т.е. экономическая эффективность очевидна. Для того чтобы оказать такое своевременное воздействие, необходима экспертная система технического обслуживания и ремонта.

Экспертная система представляет собой автоматизированную систему, реализующую признаки и средства искусственного интеллекта, содержащую базу знаний с набором правил решения определенного круга задач и программно-технические средства, позволяющие на основании вводимых в нее данных о текущем состоянии объекта управления или анализируемой ситуации, поставить диагноз и сформулировать предложения или варианты альтернативных рекомендаций для выбора решения пользователем системы.

Главное достоинство экспертных систем – возможность накапливать знания, сохранять их длительное время, обновлять и тем самым обеспечивать относительную независимость конкретной организации от наличия в ней квалифицированных специалистов. Накопление знаний позволяет повышать квалификацию специалистов, работающих на предприятии, используя наилучшие, проверенные решения.

В зависимости от структуры и взаимодействия с внешней средой любое оборудование порождает множество процессов (шум, излучение тепла, вибрацию). Состояние системы описывается совокупностью (множеством) определяющих ее параметров (признаков). Параметры, характеризующие текущее техническое состояние объекта, различны по своей природе и по информационной ценности.

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 30°C , то объект с вероятностью 65% 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.

Для постановки диагноза или предложения альтернативных рекомендаций по принятию решения самым оптимальным методом является метрический метод распознавания. В большинстве методов распознавания делается естественное предположение, что изображения объектов одного класса (образа) более близки друг к другу, чем изображения разных классов. Метрические методы основаны на количественной оценке этой близости. В качестве изображения объекта принимается точка в пространстве признаков, мерой близости считается расстояние между точками. При построении алгоритма распознавания удобно характеризовать систему параметрами x_j , образующими n -мерный вектор или точку в n -мерном пространстве признаков:

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n). \quad (1)$$

Причем x_j имеет непрерывное распределение, т.е. параметры имеют не дискретные значения, а непрерывные. При непрерывном описании обычно требуется значительно больший объем информации, но описание получается более точным.

Обычное (евклидово) расстояние l между двумя точками x и a пространства признаков находится по формуле:

$$l(x, a) = |x - a| = \sqrt{(x_1 - a_1)^2 + \dots + (x_N - a_N)^2} = \left\{ \sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}. \quad (2)$$

В задачах распознавания часто удобно в качестве меры расстояния принимать квадрат расстояния:

$$l^2(x, a) = \sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^2. \quad (3)$$

Величина l^2 тесно связана с многомерным нормальным распределением, более проста для вычислений, а неравенство

$$l_1 \geq l_2 \quad (4)$$

влечет за собой еще более сильное неравенство:

$$l_1^2 \geq l_2^2. \quad (5)$$

При определении расстояния между точками в пространстве признаков нужно учитывать, что пространство признаков является анизотропным, т.е. единицы измерения в различных направлениях различны. Координатам x_j могут соответствовать параметры различной физической природы (например x_1 – температура, x_2 – давление и т.п.). Для этого удобно находить расстояние с учетом весовых коэффициентов λ_j по координате j . В таком случае квадрат расстояния между точками пространства x и a :

$$l^2(x, a) = \sum_{j=1}^N \lambda_j^2 \cdot (x_j - a_j)^2 \quad (6)$$

При помощи компонентов весового вектора

$$\lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N) \quad (7)$$

можно учесть различную диагностическую ценность признаков, придавая большее значение наиболее значимым признакам. Так как для диагностики важен относительный вес, то можно использовать условие нормирования в виде:

$$\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1. \quad (8)$$

Однако введение весовых коэффициентов деформирует пространство признаков. Если поставить условие, чтобы при подобных деформациях сохранялся объем областей диагнозов, то условие нормирования можно принять таким:

$$\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \dots \cdot \lambda_N = \prod_{j=1}^N \lambda_j = 1. \quad (9)$$

Соотношение (6) устанавливает «неравноправие» отдельных координат в пространстве признаков, которое не учитывает роль координаты x_j для диагноза D_i . Поэтому оказывается целесообразным принять:

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{\sigma_{ij}} \quad (10)$$

где σ_{ij} - среднеквадратическое отклонение признака (параметра) x_j для образцов с диагнозом D_i . Величина λ_{ij} в этом случае имеет ясный физический смысл: чем меньше рассеяние признака по объектам, тем больше его диагностическое значение. В более общем случае можно положить:

$$\lambda_{ij} = \frac{c_{ij}}{\sigma_{ij}} \quad (11)$$

где безразмерный коэффициент c_{ij} характеризует диагностическую ценность признака. Использование неинформативных признаков не только оказывается бесполезным, но и снижает эффективность самого процесса диагностики, создавая помехи при распознавании.

Количественное определение диагностической ценности и комплексов признаков может быть проведено на основе теории информации. Главный принцип состоит в следующем: диагностическая ценность признака определяется информацией, которая вносится признаком в систему состояний. [2]

Для экспертной системы важную роль играет самообучение. Особенность экспертной системы заключается в том, что она со временем будет настраиваться, обучаться и накапливать опыт пользователя. Актуальность самообучающейся системы именно в том, что человек не вмешивается в настройку и ее обучение.

Метрические методы позволяют проводить обучение. В них процесс обучения состоит в формировании множества (группы) образцов с установленным диагнозом и определении эталонного (среднего) вектора для них. В методе эталонов отнесение предъявленного для распознавания объекта к одному из n диагнозов (состояний) совершается по наименьшему расстоянию до эталона. Наиболее естественный выбор эталона состоит в использовании средних значений параметров в области диагноза.

Данная экспертная система может анализировать и ставить диагноз не только для определенного типа (класса) машин, но и позволяет охватить все типоразмерные ряды и на основе полученных и обработанных данных выдать соответствующие рекомендации.

Литература

1. Лошкин Е.С., Головин С.Ф. Эксплуатация и техническое обслуживание дорожных машин, автомобилей и тракторов: учебник – М.: АCADEMIA, 2004г.
2. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978г.

СТУДЕНТЫ

РАЗРАБОТКА СУХОГО БЕЗЭЛЕКТРОЛИТНОГО ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ

А.Ф.Бархатов

Научный руководитель доцент Н.В.Чухарева

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

Одним из путей решения проблемы обеспечения экологической безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов является снижение их аварийности путем повышения эффективности их катодной защиты от естественной наружной коррозии. Согласно ГОСТ Р 51169-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» магистральные и технологические подземные трубопроводы оборудованы контрольно-измерительными пунктами (КИП) на которых стационарно на глубину укладки трубопровода устанавливается электрод сравнения. В России и за рубежом практически повсеместно используются электролитные медно-сульфатные электроды сравнения. В России используется электрод типа ЭНЕС-1, который содержит медную пластину с клеммой, погруженную в сосуд с электролитом в виде насыщенного раствора CuSO_4 , и пористую мембрану для обеспечения контакта с грунтом. Измерение поляризационного потенциала производится вольтметром, подключенным между контактами электрода сравнения и трубопровода. При проведении измерений электрод обеспечивает надежный контакт с грунтом, не поляризуется, а его собственный потенциал достаточно стабилен и не искажает результаты измерений. Однако электроды типа ЭНЕС в связи с наличием электролита имеют ряд существенных недостатков, затрудняющих его применение. Электрод требует доливки электролита, имеет ограниченный срок непрерывной работы, при его установке в грунт необходимо рытье шурфа. Электрод громоздок и неудобен при проведении мобильных измерений. Согласно ГОСТ Р 51169-98 на каждом километре магистрального трубопровода должен быть установлен в грунт на глубину до 1.5 м стационарный электрод сравнения. Таким образом, потребность в электродах носит массовый характер. Поэтому разработка технологии массового производства безэлектролитных электродов способных работать в тяжелых условиях эксплуатации, особенно в условиях крайнего севера и бескрайних болот, является актуальной проблемой. В частности, из-за этих проблем только порядка 40 % магистральных трубопроводов России оснащены электродами сравнения вопреки требования, что соответственно повышает экологическую опасность их эксплуатации.

Данный проект направлен на решение проблемы повышение экологической безопасности эксплуатации магистральных нефтегазотрубопроводов путем повышения эффективности контроля их электрохимзащиты с помощью предлагаемого принципиально нового способа формирования электрода сравнения (СЭС) и вариантов его реализации.

Сухой безэлектролитный электрод сравнения СЭС [Патент № 2376401 от 20.12.09] ,был разработан на кафедре транспорта и хранения нефти и газа совместно с ООО «Электрохимзащита».

Электроды СЭС могут функционировать в автономном режиме в течение всего эксплуатационного периода подземного металлического сооружения, например, трубопровода. Технический результат – снижение эксплуатационных затрат и повышение эффективности катодной защиты магистральных измерений, путем обеспечения возможности надежных и непрерывных измерений в автономном режиме в течении всего эксплуатационного периода трубопровода. Данный результат предпо-

лагается обеспечить за счет отсутствия электролита в электроде сравнения и обеспечения возможности непосредственного введения устройства в грунт без предварительного рытья шурфа.

Поставленная задача решается тем, что электрод сравнения выполняется, например, в виде пластины из пористой нержавеющей стали и после установки в грунт, перед началом измерений пропускают через него электрический ток. При этом происходит электро - восстановление кислорода и окислов на поверхности электрода и наводороживание прилегающей влаги грунта и пор электрода выделяемым из влаги грунта водородом. По мере насыщения пор электрода водородом его потенциал достигает своего постоянного стационарного значения. При проведении измерений, например, потенциала катодной защиты трубопровода цепь наводороживания отключается. Наличие пор позволяет сохранить в насыщенном состоянии влагу в порах в течении времени необходимом для проведения измерений. Предлагаемый электрод по ряду факторов (неравновесность, область применения, рабочий диапазон значений рН, стабильность, точность, время выхода на рабочий режим) не соответствует известному водородному, в то же время, учитывая использование водорода предлагаемый электрод можно назвать псевдоводородным.

На основании проведенных исследований предложены и разработаны два основных варианта схем технической реализации электрода СЭС, которые отличаются тем, что наводороживание электрода осуществляется либо внешним (рис. 1) либо внутренним источником в качестве последнего может служить, например, потенциал катодной защиты самой трубы (рис. 2).

Устройство для реализации способа по первому и второму вариантам содержат диэлектрик 1, который может быть двухслойным. Например, первый слой готовится путем механической обработки заготовки из диэлектрика, в котором делается отверстие, а второй – путем заливки расплавленного диэлектрика. В отверстие первого нижнего слоя запрессовывается электрод сравнения 2, выполненный из электрохимически инертного металла, например, из пористой нержавеющей стали, или никеля или хрома, например, в виде шайбы соединенной с проводником, который выходит с другого конца отверстия и соединяется с электрической цепью устройства и его вариантов. Место соединения заливается для герметизации и изоляции расплавленным вторым слоем диэлектрика. Электрод сравнения 2 электрически соединен с входом измерительного устройства 3, выполненного, например, в виде вольтметра 3.

При установке электрода в грунт и замыкании переключателя 4 создается электрическая цепь наводороживания: грунт – электрод сравнения 2 – переключатель 4 – КИП трубопровода 5 – грунт. В случае идеальной изоляции металлического подземного сооружения электрическая цепь включает в себя станцию катодной защиты (СКЗ), его заземление и грунт. Под действием возникшего тока на электроде сравнения 2 протекает прямая реакция восстановления водорода из влаги грунта и одновременно обратная реакция окисления молекул водорода до ионов водорода. При этом потенциал электрода сравнения 2 начинает смещаться в отрицательную сторону до тех пор, пока не достигнет стационарного (стабильного) состояния. После этого ключ 4 размыкается, и снимаются показания с вольтметра 3.

При необходимости ручного введения электрода в грунт диэлектрик 1 и электрод сравнения 2 могут быть, например, размещены в заостренном наконечнике 11, металлической штанги 9, которая имеет рукоятки 10. В случае необходимости ограничения тока в электрическую цепь наводороживания последовательно с электродом сравнения 2 может быть включен резистор, который может быть переменным (на

рис. 1 не показан). При установке резистора в цепь переключателя 4 он позволяет с помощью вольтметра 3 контролировать ток наводороживания.

Устройство по второму варианту (рис. 2) дополнен вспомогательным электродом 6, выполненным из электрохимически активного металла, например, из нелегированной стали и сопротивлением 7. При установке в грунт электрода по второму варианту в электрической цепи наводороживания: грунт – электрод сравнения 2 – элемент сопротивления 7 (резистор) – вспомогательный электрод 6 – грунт возникает ток, под действием которого на электроде сравнения 2 протекает прямая реакция восстановления водорода из влаги грунта и в отличие от первого варианта устройства на вспомогательном электроде 6 протекает реакция окисления электроактивного металла вспомогательного электрода 6. Благодаря наличию вспомогательного электрода 6 и резистору 7 во втором варианте устройства плотность тока наводороживания в отличие от устройства по первому варианту меняется в узком интервале. При этом нестабильность потенциала электрода сравнения 2 составляет порядка $\pm 0.005\text{В}$. Переключатель 4 предназначен для подключения вспомогательного электрода 6 к КИП трубопровода 5 в интервалах между измерениями, что позволяет увеличить срок службы вспомогательного электрода 6 устройства за счет его катодной защиты от трубопровода.

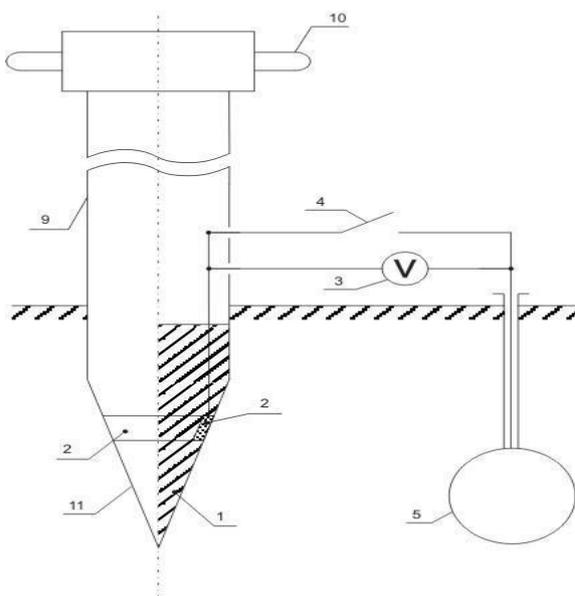


Рис. 1. Наводороживание электрода СЭС осуществляется внешним источником

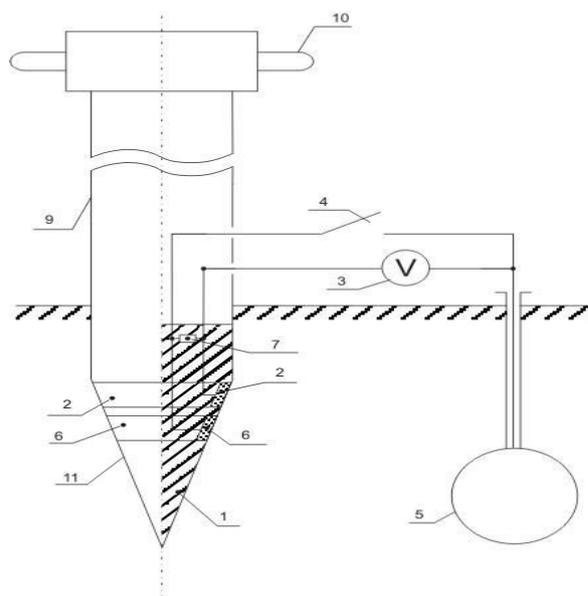


Рис. 2. Наводороживание электрода СЭС осуществляется внутренним источником

Пилотная партия электродов СЭС представлена на рис. 3.



Рис. 3. Пилотная партия сухих безэлектролитных электродов сравнения

Для компенсации омических потерь разработан потенциодинамический режим работы СЭС, суть которого заключается в том, что электрод периодически наводороживают и разводороживают соответственно при включении и отключении тока. На рис. 4 процесс наводороживания – синие линии, процесс разводороживания – красные точки.

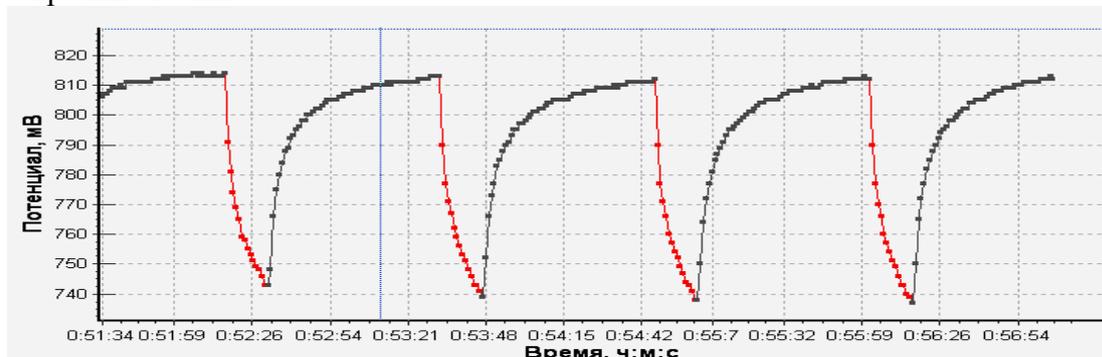


Рис. 4. Потенциодинамический режим работы СЭС

Характер изменение потенциала электрода при отключении тока, можно разделить на три участка (рис. 5). На участке 1-2 происходит резкое падение напряжения равное величине омического падения IR , где I – ток наводороживания, R – электрическое сопротивление грунта. Участок 2-3 характеризует переходный процесс связанный вероятно с псевдоемкостью электрода. Далее происходит линейное падение напряжения до значения.

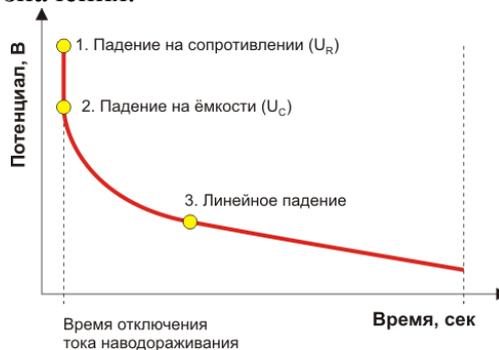


Рис. 5. Характерные участки кривой разводороживания

Пересечение продолжения линейного участка с вертикалью из точки 1 характеризует истинное значение собственного потенциала ЭС не зависящего от величины IR .

Программа микроконтроллера анализирует кривую разводороживания, определяет область линейного изменения потенциала и по методу линейного варианта метода наименьших квадратов определяет значение собственного потенциала ЭС (рис. 6).

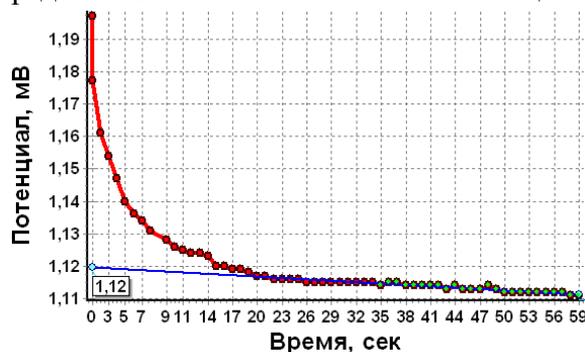


Рис. 6. Определение собственного потенциала ЭС

В результате исследований определены оптимальные конструктивные параметры электрода, который представляет собой стержень длиной 9 мм. и диаметром 22 мм., один конец которого крепится к зонду для ручной (без рытья шурфа) установки в грунт, а второй выполнен в виде конуса (20°). На поверхности средней части конуса размещено конусное кольцо шириной 10 мм из пористой нержавеющей стали толщиной 1 мм., которое и является собственно электродом. Видимая наружная поверхность кольца составляет 4 см^2 . Разработан вариант технологии и макеты оснастки для изготовления электродов. Величина тока наводороживания электрода 5 – 50 мка. При токе наводороживания 5 мка установившееся значение потенциала электрода составляет: для глины $-0.760 \pm 0.006 \text{ В}$, для торфа $-0.770 \pm 0.002 \text{ В}$ и для песка $-0.785 \pm 0.025 \text{ В}$ относительно медносульфатного электрода.

Основные результаты Эксперимент по сравнению долговременной работоспособности разработанного СЭС и применяемого в настоящий момент на магистральных трубопроводах медно-сульфатного электрода ЭНЕС проводился в лабораторных условиях. Из результатов обработки данных, следует, что через 2 месяца погрешность (нестабильность) потенциала испытуемого электрода ЭНЕС начинает возрастать и через 4 месяца он становится непригодным для измерений разности потенциалов «металл-земля» на магистральных трубопроводах. В тех же условиях погрешность потенциала СЭС остается в пределах ошибки опыта, не зависит от времени и носит стационарный (случайный) характер, что говорит о его более высокой временной стабильности (точности). В результате проведенных исследований показана принципиальная возможность создания безэлектролитных электродов сравнения, позволяющих повысить эффективность катодной защиты и экологическую безопасность эксплуатации магистральных трубопроводов. Разработаны экспериментальные электроды СЭС и изготовлена партия пилотных образцов. Разработана двухслойная модель распределения потенциала по поверхности земли, которая может быть использована для учета омического падения при проведении измерений. По результатам проведенных исследований на полигоне оптимизированы конструктивные и режимные параметры электрода сравнения СЭС. Разработан потенциодинамический режим работы электрода, позволяющий исключить влияние омического падения при проведении измерений. Разработан микроконтроллер и программа для управления работой электрода.

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ И ТРАВМАТИЗМА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

О.Л. Блохина

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

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

Анализ надежности участков магистральных нефтепроводов (МН), представляющих собой сложные инженерные конструкции, обеспечивает поиск конструктивных оптимальных решений по рациональному выбору трассы, сроков диагностики их технического состояния в процессе строительства и эксплуатации [1,2]. Такой анализ рисков, являющийся ключевым элементом управления экологической и промышленной безопасностью, представляет собой основу для принятия решений по предупреждению аварий и ликвидации их последствий на опасных производственных объектах, в том числе на объектах МН.

Цель работы: провести анализ развития аварийных ситуаций при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем, на основании чего выявить причины травматизма на опасном объекте.

Основные задачи: проанализировать данные об авариях, в том числе и о несчастных случаях (НС) со смертельным исходом, на основе учетных событий за последние 10 лет на МН РФ и Западной Сибири; представить классификацию причин аварий в период проектирования, строительства и эксплуатации МН; разработать «дерево событий», определяющее все возможные сценарии развития аварийных ситуаций на линейной части нефтепровода.

Уровень аварийности на объектах нефтетранспортной системы Западной Сибири.

Для идентификации факторов аварийности в качестве исходных данных были взяты результаты расследований аварий, произошедших на МН Западно-Сибирского округа РФ. Сумма аварийных ситуаций за указанный период были приняты за 100%.

Проведенный анализ данных [3] за период эксплуатации с 1999 по 2010 год показал увеличение динамики аварий на МН в зависимости от срока их эксплуатации. Как следует из рис.1, наибольший вклад в общую суммарную долю составляет количество аварийных ситуаций, произошедших в 2009-2010 гг., что обусловлено снижением остаточного эксплуатационного ресурса трубопроводов и оборудования (некоторые системы эксплуатируются 25 лет и более). Соответственно, при выборе мероприятий по обслуживанию и ремонту МН, следует в первую очередь учитывать вышеуказанный факт времени эксплуатации.

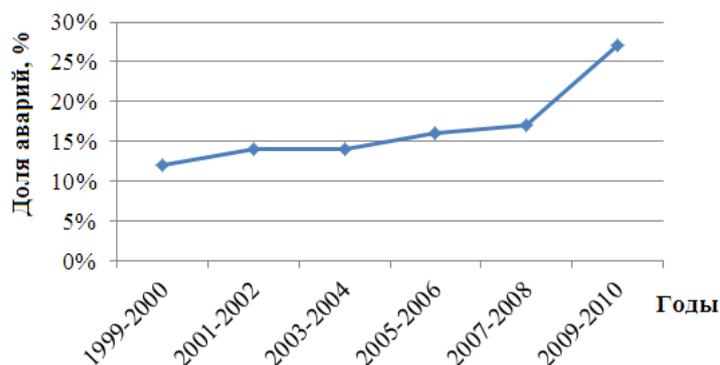


Рис.1. Динамика доли аварий на МН с 1999 по 2010 гг.

С целью анализа уровня аварийности трубопроводного транспорта в Западной Сибири на фоне всей России, был проведен сравнительный анализ данных [3] за 2004-2009 гг. Согласно рис. 2, видно, что наименьший вклад в долю аварийности был внесен Западной Сибирью в 2006-2007гг., так он составил 4%. В 2004-2005 и 2008-2009гг каждая третья и вторая аварии соответственно произошли на рассматриваемой территории. Таким образом, очевидно, что в сравнении с другими районами, Западная Сибирь характеризуется низким уровнем аварийности. Однако, необходимость проведения мероприятий, направленных на снижение аварийности не исчезает.

Мероприятия по снижению аварийности в первую очередь базируются на данных о причинах аварий. Так распределение аварий по причинам отказов трубопроводов и оборудования на представленной территории в зависимости от группы факторов их возникновения представлено на рис. 3, из которого следует, что 48% аварий произошло по причинам несанкционированных врезок в трубопроводы. Второе место занимает фактор по причине нарушения организации и технологий производства работ – 37%. Фактор, обусловленный браком строительного-монтажных работ – 7%, факторы, связанные с

заводским браком и коррозией по 3 % соответственно. Форс-мажорные обстоятельства являются причиной лишь 2% аварийных случаев. Из вышесказанного следует: предприятиям трубопроводного транспорта нефти при составлении комплекса мероприятий, направленных на сокращение уровня аварий и инцидентов, необходимо усилить контроль со стороны служб безопасности за линейной частью, усилить контроль за организацией и проведением ремонтных работ и за аттестацией сотрудников предприятия по ПБ.

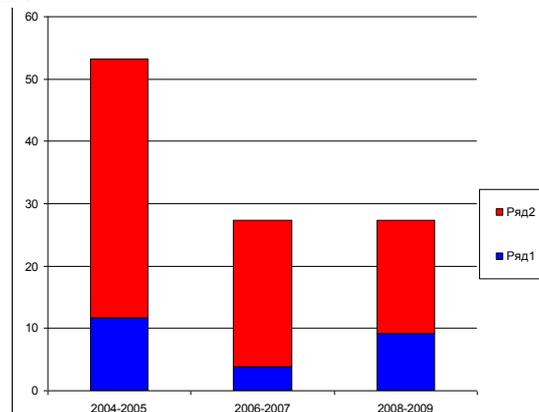


Рис.2. Распределение аварийных ситуаций с 2004 по 2009 гг. на объектах МН РФ и Западной Сибири:

1 ряд – Западная Сибирь; 2 ряд –Россия.

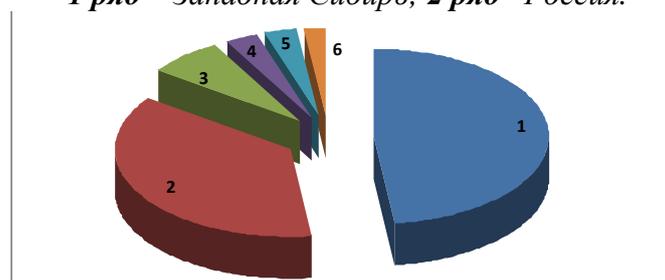


Рис.3. Распределение аварийных ситуаций на МН с 1999 по 2010 гг. в зависимости группы факторов их возникновения:

1 - несанкционированная врезка (48%); 2 –нарушение организации и технологии производства работ (37%); 3– брак строительно-монтажных работ (7%); 4 – заводской брак (3%); 5 – Коррозия (3%); 6 – Форс-мажор (2%)

Для анализа возможных последствий развития аварий воспользуемся для большей наглядности «деревом событий» [5,6,7], построенным на основе приведенных статистических данных (рис.4). Представленное «дерево событий» определяет три основных сценария развития аварий: мгновенное возгорание; отложенное возгорание нефти; без возгорания. Как видно, развитие аварийной ситуации по данным сценариям представляют опасность не только для окружающей среды в виде загрязнения земель, водных объектов и атмосферы, но и для населения, поскольку пары нефти и прочие выбросы обладают токсичностью и могут привести к тяжелым заболеваниям.

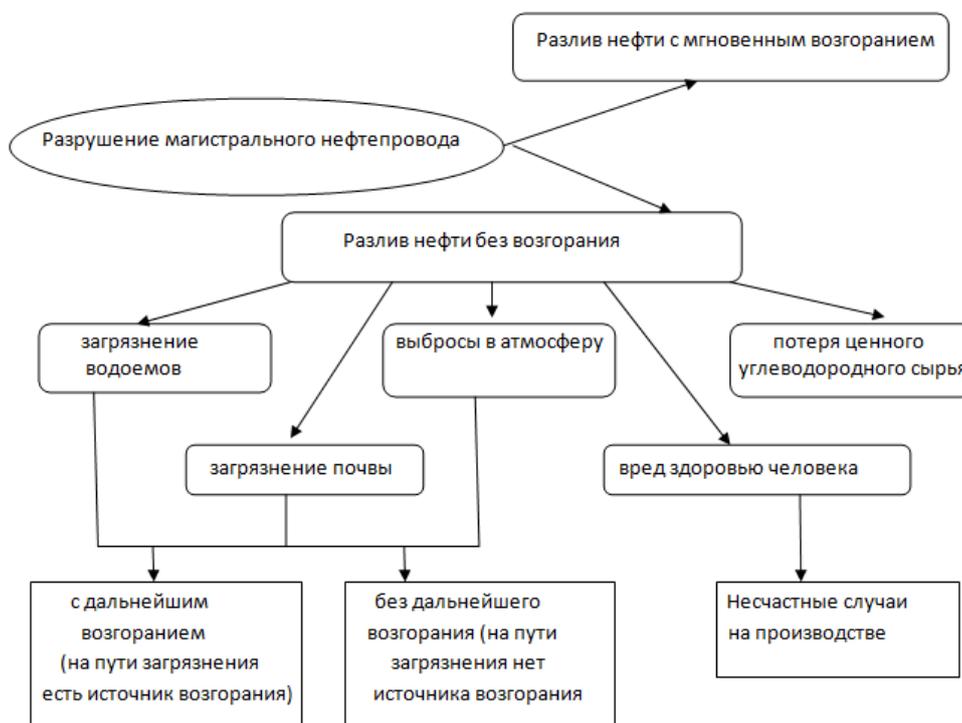


Рис.4. «Дерево событий»

Анализ травматизма на объектах нефтетранспортной системы.

В качестве отправной точки для определения оценки причинения вреда здоровью работникам предприятий трубопроводного транспорта выступает анализ динамики аварий на МН. С этой целью были использованы уже обработанные статистические данные по аварийности на объектах нефтетранспортной системы Западно-Сибирского округа [3], результаты анализа представлены на рис.1.

Очевидна положительная динамика доли аварийности за последние годы. Однако судить о причиненном вреде здоровью человека только по уровню аварийности невозможно. В связи с этим, предлагается рассмотреть динамику аварийных ситуаций с учетом НС, произошедших на территории Западно-Сибирского округа (рис.5). За базовые годы предлагается взять те, которые характеризуются макс. уровнем аварийности (в нашем случае 27%, причем из них 6% пришлось на НС), то есть 2009-2010гг.

Как видно, в период 2003-2006 на МН не зафиксировано ни единого НС при уровне аварийности по сравнению с 2009-2010гг 50 и 63%отн. соответственно. В свою очередь, макс. доля НС приходится на 2001-2002гг, когда произошло 50%отн аварий, причем половина из них - это НС со смертельным исходом.

Согласно статистическим данным [3], 3 из 4 НС на предприятиях трубопроводного транспорта за последние 12 лет на территории Западной Сибири - это НС со смертельным исходом (рис. 6). Доля НС со смертельным исходом составляет 10,2% от числа всех аварийных ситуаций, произошедших за 12 лет на территории Сибирского федерального округа. В свою очередь, аварийные ситуации с причинением вреда здоровью работников предприятия нефтетранспортной системы составило 3,4%.



Рис.5. Динамика доли аварий и НС на МН в сравнении с 2009-2010гг.

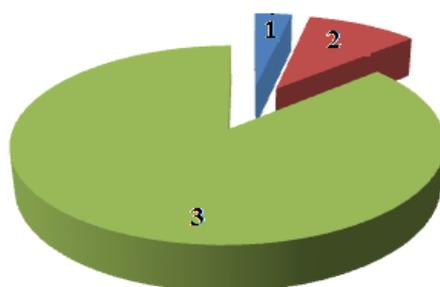


Рис. 6. НС при аварийных ситуациях с 1999 по 2010 гг.:

1 – с нанесением вреда здоровью человека (3,4%); 2 – со смертельным исходом (10,2%); 3 – без нанесения вреда здоровью человека (86,4%).

Причинами НС на производстве, зачастую, являются: нарушение организации и технологии производства работ; нарушение норм промышленной безопасности; нарушение трудовой дисциплины [3].

Ситуация с травматизмом в Западной Сибири на фоне данных по остальным регионам России выглядит следующим образом: лишь 4% НС произошли на территории рассматриваемого региона в период с 2004 по 2009.

Данная тенденция, безусловно, не может ни радовать глаз. Однако можно сделать вывод о том, что снижение травматизма на объектах нефтегазотранспортной системы до нулевого уровня – вполне реальный прогноз. Нужно лишь не останавливаться на достигнутом и дальше проводить подобные риск-анализы с целью выявления возможных рисков ситуаций как для трубопроводных систем, так и для человека и дальнейшей их ликвидации.

Полученные данные об уровне аварийности травматизма за последние 12 лет на территории Западной Сибири в дальнейшем, возможно, использовать при составлении алгоритма развития аварийных и чрезвычайных ситуаций с учетом временного фактора.

Ежегодно возрастающая потребность в энергоресурсах, является фактором увеличения в России добычи нефти. Это обуславливает развитие современных технологий эксплуатации системы транспорта углеводородов. Данная задача предусматривает введение на предприятиях такого вида деятельности, как риск-контролинг, целью которого является идентификация риска, его анализ и выбор соответствующих мероприятий по реагированию на риск. Анализ аварийности - один

из этапов идентификации. Таким образом, данная работа является одной из ступеней по созданию риск-контролинга на объектах МН Западной Сибири.

В ходе данной исследовательской работы выявлено:

1. Наименьший вклад в долю аварийности за период с 2004 по 2009гг. на территории всей России был внесен Западной Сибирью в 2006-2007гг
2. На территории Западной Сибири 48 % от всех аварий произошло по причинам несанкционированных врезок в трубопроводы. Второе место - нарушение организации и технологий производства работ – 37 %.
3. Уровень травматизма в Западной Сибири на фоне данных по остальным регионам России довольно низкий. Лишь 4% НС произошли на территории рассматриваемого региона в период с 2004 по 2009.
4. Доля НС составляет 10,2% от числа всех аварийных ситуаций, произошедших за 12 лет на рассматриваемой территории. В свою очередь, аварийные ситуации с причинением вреда здоровью работников предприятия нефтетранспортной системы составило 3,4%.

Приведенный анализ развития аварийных ситуаций и отказов при строительстве и эксплуатации трубопроводных систем необходим для оценки их последствий (экологического, технологического и индивидуального риска), объемов разливов нефти, определения размеров компенсационных выплат за загрязнение нефтью окружающей природной среды. Предложенное дерево событий так же необходимо для выбора наиболее выгодной технологии ликвидации последствий той или иной аварийной ситуации на магистральном нефтепроводе и образованию аварийных утечек нефти.

Литература

1. М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность труда в промышленности. – М., 2010. – № 7. – 16-22 с.
2. Р.В. Савицкий, О.Л. Блохина, Н.В. Чухарева. Рассмотрение алгоритмов определения ожидаемой частоты возникновения аварийных ситуаций и сценариев развития на магистральных нефтепроводах // Материалы III Всероссийской студенческой электронной научной конференции "СТУДЕНЧЕСКИЙ НАУЧНЫЙ ФОРУМ 2011" . URL: <http://www.rae.ru/forum2011/50/1607>
3. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosnadzor.ru> .
4. Р.В.Савицкий, Н.В. Чухарева, О.Л. Блохина. Анализ развития аварийных ситуаций в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов // Современные вопросы науки – XXI век: Сб. науч. тр. по материалам VII международной научно-практической конференции. – Тамбов, 2011. – Вып. 7. – Ч. 3 – 115-117 с.
5. И.А. Ким. Разработка методов управления рисками при реализации проектов строительства магистральных трубопроводов: Автореф. дис. канд. тех. наук - Москва, 2003. – 27 с.
6. М.А. Стадникова. Анализ возможных сценариев развития аварийных ситуаций на линейной части магистрального нефтепровода. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М., 2010. – № 11. – 36-39с.
7. О.Л. Блохина. Алгоритм развития аварийных ситуаций при эксплуатации нефтепроводов // Материалы V Молодежной научно-практической конференции ООО «Газпром трансгаз Томск» «Современная газотранспортная отрасль: перспективы, проблемы, решения» – Томск, 2011. – 511-517 с.

СЪЁМКА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ: МЕТОДЫ, ПРИБОРЫ

С.А. Смоляк

Научный руководитель Н.А. Антропова

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

С ростом благоустройства городов и технического уровня современных промышленных предприятий, добычи полезных ископаемых непрерывно растет насыщенность их подземной части различными коммуникациями. Современное строительство, проектирование и реконструкция городов, поселков и промышленных

предприятий требуют точных данных о размещении в плане и по высоте всего комплекса подземных коммуникаций с указанием их технических характеристик. Это вызывает необходимость проведения большого объема инженерно-геодезических работ по съемке и составлению специальных инженерно-топографических планов подземных коммуникаций. Отсутствие таких планов может привести к ошибочным проектным решениям и к большому количеству аварий и повреждений при проведении земляных работ.

На застроенных территориях и промышленных площадках проходит много подземных коммуникаций и специальных сооружений для них. К подземным коммуникациям относятся такие прокладки в грунте как трубопроводы, кабельные сети, коллекторы.

Наиболее распространенным способом прокладки подземных сетей является открытый способ, при котором коммуникации укладываются в траншеях.

Разбивочные работы по устройству траншей начинают с выноса на местность оси трассы и характерных ее точек - центров колодцев, углов поворота, промежуточных створных точек и др. Исходной документацией служат проектный план и профиль трассы, на основании которых составляется разбивочный чертеж. На этом чертеже указывают положение разбиваемого участка коммуникации, пункты геодезического обоснования и точки ситуации, которые могут быть использованы для разбивки, расстояния между характерными точками трассы, а также все данные по их линейным и угловым привязкам.

Съемка подземных коммуникаций в зависимости от назначения создаваемых планов, характера снимаемой территории и плотности размещения сетей может выполняться в масштабах 1:5000 - 1:500, а в отдельных случаях, для сложных мест промышленных площадок - 1:200. На промышленных и городских территориях подземные сети снимают, как правило, в масштабе 1:500. Планы более мелких масштабов являются документами учетно-справочного характера.

Требования к точности плановой съемки всех видов коммуникаций примерно одинаковы. На застроенных территориях средняя квадратическая ошибка в положении отдельных линий между собой и по отношению к контуру сооружений составляет 0,10 - 0,15 м. На незастроенных территориях с редкой сетью коммуникаций эта ошибка может достигать до 0,5 м. Точность высотной съемки коммуникаций зависит от требований к соблюдению проектных отметок и уклонов. Для самотечных трубопроводов ошибку в отметках лотков соседних колодцев допускают не более 5 - 10 мм, а отклонение от проектных уклонов - до 10 - 20% от величины самого уклона.

Процесс съемки подземных коммуникаций можно условно разделить на два этапа: подготовительный и непосредственно съемочный. В подготовительный период производят рекогносцировку сетей на местности, собирают данные о числе прокладок, колодцев, о размерах диаметров и материале труб, давлении в газовых и напряжении в кабельных сетях и другие инженерные сведения, которые должны быть отражены на плане подземных коммуникаций. В этот же период на участке съемки создают планово-высотное геодезическое обоснование, если оно отсутствует или недостаточно по частоте расположения имеющихся пунктов.

Непосредственно съемку подземной коммуникации производят после отыскания (определения местоположения) всех ее элементов на местности. Самый простой случай - когда производится исполнительная съемка уложенной подземной коммуникации в незасыпанной траншее, т. е. сразу же после окончания. Для уже эксплуатируемых сетей при отсутствии исполнительной документации применяют метод шурфования, т. е. роют глубокие поперечные траншеи (шурфы) на таком расстоянии

одна от другой, чтобы можно было с достаточной достоверностью выявить и определить положение всех необходимых коммуникаций. В последнее время для выявления местоположения подземных коммуникаций применяют специальные индуктивные приборы-трубокабелеискатели.

При съемке на застроенной территории плановое положение всех видов подземных сетей и относящихся к ним сооружений определяют от пунктов геодезических сетей и от постоянных точек капитальной застройки, на незастроенной территории - от пунктов геодезических сетей. Горизонтальную съемку от пунктов геодезических сетей выполняют всеми известными способами: линейных, угловых и створных засечек, полярным, перпендикуляров и др.; от точек капитальной застройки - линейными засечками, способами перпендикуляров и створов.

Все три газовоза являются судами ледового класса и были разработаны для эксплуатации в условиях низких температур с учетом необходимости круглогодичной навигации. Каждое из этих судов способно принять на борт по 145 тыс. кубометров СПГ. Газовозы строятся с учетом самых высоких требований безопасности. СПГ перевозится в них при температуре -160°C , поэтому танкеры имеют систему охлаждения и несколько слоев теплоизоляции из полиуретана, а также термоизолированные вкладные и мембранные (полумембранные) резервуары; мембрана — тонкая металлическая оболочка, опирающаяся через несущую изоляцию на внутреннюю обшивку корпуса. Вкладные резервуары имеют различную форму (например: сферическую, цилиндрическую, призматическую). Всего в мире таких судов насчитывается около 250[4].

При всех способах съемки точек подземной коммуникации обязательно производят контрольные измерения расстояний между ними.

Точки подземной коммуникации, расположенной в траншее, при съемке выносят на поверхность земли отвесом.

При съемке колодцев и камер производят обмер внутренних и внешних габаритов, отдельных конструктивных элементов, расположения труб с привязкой к отвесной линии, проходящей через центр крышки колодца.

Высотное положение подземных сетей и сооружений определяют в основном техническим нивелированием. Нивелируют люки всех колодцев, лотки канализационных, водосточных и дренажных каналов, верх труб и пол каналов теплофикации, телефонной и электрокабельной сетей, в бесколодезных прокладках - углы поворота трассы и точки излома профиля.

После обработки полевых материалов результаты съемки подземных коммуникаций с подробной их инженерной характеристикой отображаются на топографическом плане соответствующего масштаба. Дополнительно составляются продольные профили отдельных видов подземных коммуникации.

Основой для составления исполнительных чертежей построенных коммуникаций служат копии согласованного проекта в масштабе 1:500 или план этого же масштаба, составленный по результатам съемки полосы трассы не менее 20 м в обе стороны от ее оси.

Поиск подземных коммуникаций предусматривает выявление их местоположения в период эксплуатации, т. е. когда коммуникации скрыты и на поверхности земли существуют лишь смотровые и регулировочные сооружения. Как уже было сказано в предыдущем параграфе, для этой цели широко применяют специализированные электронные приборы-трубокабелеискатели (трассоискатели, кабелеискатели, искатели трубопроводов).

Принцип действия приборов поиска подземных коммуникаций основан на законе электромагнитной индукции и заключается в обнаружении переменного магнитного поля, существующего вокруг токонесущих кабелей, или искусственно создаваемого вокруг отыскиваемых металлических трубопроводов.

Все применяемые приборы поиска построены по одному и тому же принципу и различаются лишь схемами и техническими характеристиками. Они состоят из двух отдельных блоков: передающего и приемного. Передающий блок состоит из генератора звуковой частоты и источника электропитания. Приемный блок включает усилитель с электропитанием, ферритовую антенну и воспроизводящее устройство ВУ (головные телефоны, микроамперметр или то и другое).

Трубокабелеискатели по своим электротехническим характеристикам разделяют на три класса: к I относятся приборы с мощностью генератора более 20 Вт (например, ТПК-1), ко II - от 2 до 20 Вт (ИПК-2М, ИТ-4, ИТ-5), и к III - менее 2 Вт (ИП-7-ГКИ, ИПКТ-69).

Определение положения подземной коммуникации при помощи приборов поиска может быть выполнено контактным и бесконтактным способами.

Контактный способ является наиболее точным. В этом способе генератор в удобном месте подключается непосредственно к искомой коммуникации. На расстоянии 8 -10 м по направлению, перпендикулярному коммуникации, генератор заземляют. После соответствующей настройки генератора и включения приемного устройства начинают поиск. Для определения направления трассы антенну разворачивают в горизонтальной плоскости до получения минимального сигнала (наименьшей громкости звучания), тогда направление оси антенны укажет на направление трассы.

Местоположение коммуникации определяют на двух режимах: по "максимуму" и "минимуму" сигнала. В режиме "максимум" ось антенны располагают перпендикулярно к предполагаемой оси коммуникации (рис. 1, а) и плавно перемещают ее вправо и влево в поперечном к трассе направлении до наибольшей громкости звучания сигнала. Это и будет проекция оси коммуникации на дневную поверхность. Ширина зоны звучания сигнала может быть до 1 м и более. Положение проекции коммуникации уточняют на режиме "минимум". Для этого, расположив антенну вертикально (рис. 1, б), перемещают ее как и ранее, добиваясь наименьшего звучания сигнала.

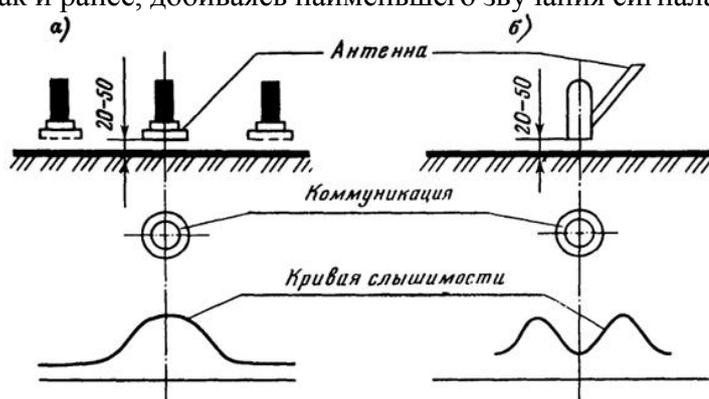


Рис. 1. Схемы определения планового местоположения подземных коммуникаций при помощи прибора поиска

Глубину заложения коммуникации определяют, зафиксировав на местности уточненное положение ее оси. Для определения глубины заложения ось антенны располагают под углом 45° к поверхности земли (рис. 2) и перемещают ее перпендикулярно к направлению коммуникации до минимальной слышимости сигнала. Рас-

стояние от этой точки до оси и будет равно глубине залегания коммуникации. Определения повторяют в противоположную от оси сторону и берут среднее из двух значений полученных расстояний.



Рис. 2. Схема определения высотного местоположения подземной коммуникации при помощи прибора поиска

Бесконтактный способ применяют, когда подключение генератора к трубопроводам и кабелям невозможно или нежелательно. В этом способе работающий генератор заземляется в двух или более точках, создавая тем самым вокруг коммуникации электромагнитное поле. Для поиска коммуникации используется "отраженная величина" этого поля. Методика поиска аналогична контактному способу.

Для съёмки подземных коммуникаций применяются различные комплекты приборов.

Приборы серии «Сталкер» предназначены для поисков

трасс коммуникаций (кабельные линии, трубопроводы) с целью их ремонта или реконструкции, а также для поиска мест повреждения кабельных линий. Приборы позволяют также определять глубину залегания трассы. Трассоискатели включают в себя генератор ГС-01 или ГС-02 (для «Сталкер» и «Сталкер-2» соответственно), приемник ПС-01, антенну, головные телефоны, провода, переносной кейс. Генератор ГС-01 (или ГС-02) предназначен для подачи в линию коммуникации испытательных сигналов. Приемник ПС-01 предназначен для определения трассы, глубины залегания и поиска мест повреждения коммуникационных линий. Трассоискатели «Сталкер» и «Сталкер-2» идентичны по конструктивному исполнению и отличаются друг от друга только применяемыми генераторами.

Технология работы с трассоискателями «Сталкер» проста — к линии коммуникаций подсоединяется генератор для подачи в линию испытательных сигналов и, с помощью носимого приемника отслеживается вся трасса или обнаруживается место повреждения кабеля. Частоты, на которых работает трассоискатель «Сталкер», выбраны таким образом, что обеспечивают высокую помехоустойчивость. Приведенные параметры и внешний вид прибора могут быть изменены для максимально полного соответствия задачам пользователя. Генератор ГС-02 может быть изготовлен с любыми рабочими частотами от 500 Гц до 100 кГц, а также с режимом автоматического чередования частот.

Универсальный поисково-диагностический комплект абрис, состоящий из двух приборов — генератора ТГ12-2 и приемника ТМЗ-1, применяется для:

- точного определения местоположения и глубины залегания подземных коммуникаций (силовых и сигнальных кабелей, трубопроводов водоснабжения, канализации, газоснабжения и любых других протяженных металлических предметов);
- быстрого и надежного обследования территории перед началом земляных работ;

— экстренного поиска повреждений при необходимости проведения аварийного ремонта.

Генератор трассопоисковый ТГ12-2 Предназначен для наведения переменного тока звуковой частоты на расположенные под землей трубопроводы и кабели. Выходной мощности генератора достаточно для трассировки линии на расстоянии до 2000 м. Генератор ТГ12-2 позволяет наводить больший ток и, соответственно, работать на удалении до 3000 м. Питание осуществляется от встроенных аккумуляторных батарей. Заряд производится от зарядного устройства (сети переменного тока 220 В, 50 Гц), а также от внешнего источника питания постоянного тока с напряжением от 10 до 15 В (аккумулятор автомобиля). Процесс заряда полностью автоматизирован и контролируется встроенным микропроцессором, что увеличивает срок службы аккумуляторов и сокращает время заряда.

В современных условиях развития городов и промышленных предприятий составление специальных инженерно-топографических планов подземных коммуникаций крайне необходимо для нормального функционирования городской инфраструктуры, работы промышленных предприятий, добычи полезных ископаемых, бесперебойной поставки природных ресурсов (нефть, газ), во-избежании аварий и ошибочных проектных решений. Для этого создаются новые приборы, применяемые при съёмке подземных коммуникаций.

Литература

1. Инженерная геодезия / Ключин Е., Фельдман В., Киселев М. – М., 2009
2. www.sgs-geo.ru
3. www.complexdoc.ru

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРОБКОВОЙ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Д.В. Федин

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

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

По данным, приведенным С.М. Вайнштоком, трубопроводный транспорт является основным и одним из самых дешевых видов доставки нефти и газа на суше от мест добычи до потребления [1]. В настоящее время на территории России эксплуатируется более 220 тыс. км магистральных и 350 тыс. км – промысловых трубопроводов (ПТ) [2].

В последние годы в связи с увеличением обводненности добываемой нефти и широким использованием методов интенсификации произошло усиление коррозионной агрессивности перекачиваемой по нефтепромысловым трубопроводам продукции, что привело к значительному росту аварийности в трубопроводных сетях. Так, по данным И.И. Мазура и О.М. Иванцова [3], удельный вес отказов по причине коррозии составляет от 70 до 90 % в общем числе отказов на стальных ПТ. Исследования В.А. Тимонина показали, что 42 % новых стальных труб при эксплуатации на нефтепромыслах не выдерживают 5 лет эксплуатации, а 17 % эксплуатируются до начала порывов менее 2 лет [4]. По данным Э.З. Ягубова более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные газожидкостные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [1].

На ежегодную замену промысловых сетей расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400...500 тыс. т стали [5]. При средней цене на трубную сталь

30 тыс. р/т [6] в ценах 2011 г. ежегодные затраты нефтегазодобывающих предприятий только на замену стальных трубопроводов составляют порядка 12 млрд. р. Помимо этого нефтегазодобывающие предприятия расходуют средства на выплату экологических штрафов так расчет величины штрафа на 1 т разлитой нефти определяется путем умножения следующих показателей: нормативная плата за сброс 1 т нефти (27550 р), дополнительный коэффициент для районов Крайнего Севера [2], коэффициента, учитывающего экологический фактор по Томской области [1,03] и повышающего коэффициента к нормативной плате за сверхлимитное загрязнение [5]. Итого ущерб от 1 т разлитой нефти составляет 284 тыс. р, но в основном при отказах происходит истечение десятков тонн нефти.

В связи с этим решение проблемы повышения безопасности эксплуатации ПТ во многом зависит от технологии повышения эксплуатационной надежности ПТ. Рассмотрим наиболее эффективные методы и технологии повышения эксплуатационной надежности ПТ. В настоящее время к наиболее распространённым методам можно отнести:

1. применение труб с внутренним защитным покрытием или применение труб коррозионно-стойкого состава (композитные трубы);
2. ингибирование трубопровода;
3. проведение профилактики, в виде внутритрубной очистки.

По данным Е.Н. Сафонова [7], стоимость стальных трубопроводов на 50...70 % ниже, а аварийность в два раза выше, чем для трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении [4]. Повышенная стойкость к коррозии компенсируется высокой стоимостью рассматриваемых трубопроводов и не дает существенного экономического эффекта. Также существует проблема, связанная с соединением трубопроводов с внутренним антикоррозийным защитным покрытием. Монтаж трубопроводов по традиционной технологии с применением сварки сводит на нет положительный эффект от защиты. Под действием высоких сварочных температур полимерное покрытие и футеровка выгорают, что не позволяет повсеместно их использовать. Помимо этого при эксплуатации трубопроводов в коррозионно-стойком исполнении происходит снижение их прочностных характеристик, и ухудшение механических свойств, что приводит к их ускоренному разрушению [8, 9].

Для экономической оценки эффективности применения методов защиты ПТ от внутренней коррозии был проведен экономический анализ существующих методов (табл. 1).

Таблица 1

Зависимость усредненной стоимости 1 км уложенного трубопровода для различного времени его эксплуатации

Метод защиты трубопровода от внутренней коррозии	Гарантированный срок эксплуатации, годы	Усредненная стоимость 1 км уложенного трубопровода, тыс. р., через лет				
		10	20	30	40	50
Применение стальных труб	10	300	600	900	1200	1500
Применение коррозионно-стойкой стали	15	400	800	800	1200	1600
Внутренние противокоррозионные покрытия	25	450	450	900	900	900
Ингибиторная защита промышленных трубопроводов	20	400	500	900	1000	1400
Применение композитных труб	50	750	750	750	750	750

Композитные трубы наиболее долговечны и в меньшей степени подвержены коррозионным повреждениям. Согласно [9] композитные трубы имеют гарантированный (безаварийный) срок службы эксплуатации в 50 лет. Применение композитных труб при строительстве систем сбора скважинной продукции экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения (порядка 50 лет), однако средняя продолжительность эксплуатации нефтяных месторождений в России составляет всего лишь 25...30 лет.

Анализ представленной графической зависимости свидетельствует о том, что наиболее экономически эффективным с учетом средней продолжительности эксплуатации нефтяных месторождений является использование ингибиторной защиты, противокоррозионных покрытий и стальных трубопроводов.

В настоящее время наиболее распространенным методом поддержания эксплуатационной надежности стальных промысловых трубопроводов считается применение ингибиторов. К недостаткам данного вида защиты можно отнести то, что защитное действие современных ингибиторов составляет до 50...90 % [10]. Причем оно достигается, только в случае если на трубопроводе нет парафинистых отложений и механических примесей. При ингибировании трубопроводов уже с продуктами парафинистых отложений, ингибитор тонкой пленкой ложится на слой отложений, не препятствуя возникновению коррозионных поражений.

В предыдущей статье [10] был рассмотрен способ решения проблемы борьбы с коррозионными повреждениями ПТ с помощью применения технологии внутритрубной очистки и ингибирования на примере ООО «Роснефть–Пурнефтегаз». Процесс пробковой подачи ингибитора осуществляется следующим образом: одновременно с очистным устройством, между двумя поршнями, из стационарно-установленной емкости закачивается реагент, а затем вся система подается в трубопровод. При этом, за счет поперечных пазов заднего поршня, ингибитор уходит из пробки, осаждаясь на внутреннюю полость трубы. Такая схема технологии пробковой подачи ингибитора применяется в нефтегазодобывающей компании в провинции Альберта, Канада.

Применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования на предприятии ООО «Роснефть–Пурнефтегаз», г. Губкинский показало высокую экономическую эффективность.

Однако данный метод не лишен недостатков к основному недостатку данного метода можно отнести возможность растекания ингибитора в результате воздействия потока нефти мембрану (манжету) поршня. Очистной поршень не обеспечивает достаточной герметичности.

Исследованиями, проведенными на кафедре транспорта и хранения нефти и газа Томского политехнического университета, установлено, что наиболее оптимальной является конструкция пробковой подачи ингибитора, которая представлена на рис.

Разработанная конструкция способствует максимальному выносу воды, конденсата, механических частиц, асфальтосмолопарафиновых отложений за счет механических скребков. Кроме того гелевые уплотнения обеспечивают герметичность конструкции, равномерное распределение ингибитора на стенках трубопровода.

Для более подробного анализа проблем, связанных с транспортировкой нефти на территории Томской области, была выбрана ОАО «Томскнефть» ВНК, поскольку высокое количество отказов на данном предприятии наносит неопределимый ущерб экологии и приводят к потерям ценного углеводородного сырья.

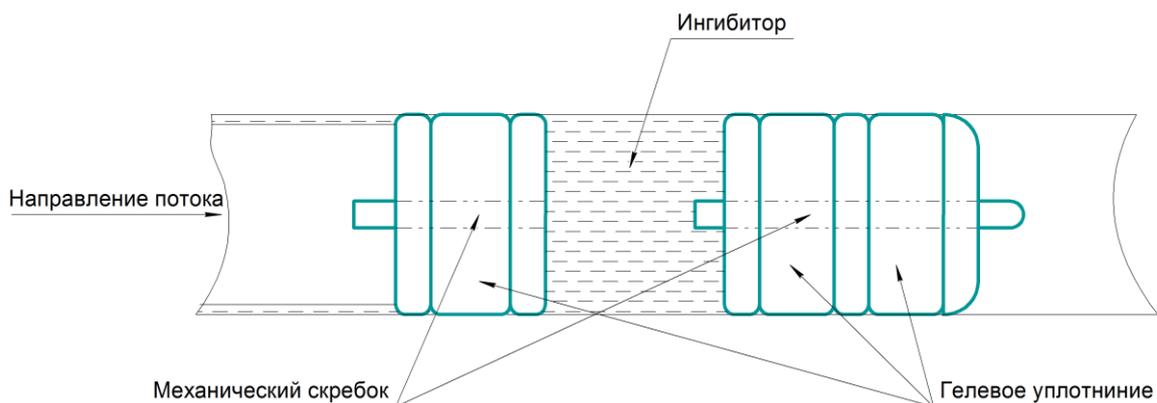


Рис. Принципиальная схема технологии пробковой подачи ингибитора

Для обоснованного внедрения новой или усовершенствованной техники, технологии необходимо, чтобы за счёт её внедрения произошло улучшение следующего ряда показателей, например снижение количество отказов, интенсивности отказов и увеличение средней наработки на отказ.

Результаты расчетов

Для расчета эффективности данной технологии проведем экономическое обоснование на участке, который является показательным. Рассчитаем экономический эффект от внедрения технологии пробковой подачи ингибитора на примере ОАО «Томскнефть» ВНК. Система сбора ОАО «Томскнефть» ВНК включает в себя блоки дозирования реагентов, камеры пуска и приема средств очистки и диагностики на каждом участке.

Внедрение предлагаемой технологии пробковой подачи ингибитора позволяет экономить средства уже на этапах проектирования и строительства системы сбора скважинной продукции, поскольку необходимость в строительстве блоков дозирования реагентов и камер приема на прилегающих участках будет отсутствовать.

В табл. 2 приведены данные для расчета затрат до внедрения мероприятий.

Таблица 2

Расчет затрат до внедрения мероприятия

Нпп	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс. р/год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	При расходе – 80 кг/сут годовой расход составит 29,2 т	2 283,90
2	Амортизация блока дозирования реагента (4 шт)	Нормативный срок эксплуатации - 10 лет	320,00
3	Стоимость услуг ООО «СИАМ-Нефтехим»	Затраты на годовое обслуживание 4-х блоков дозирования реагента	1635,03
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 6 шт.	Нормативный срок эксплуатации - 10 лет	1500,00
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600,00
6	Оплата труда	6.1 + 6.2	105,31
6.1	Мастер, 9 разряд	Запуск механических скребков - по 11 ч дважды в месяц	37,63
6.2	Трубопроводчик линейный, 4 разряд (3 чел.)		67,68
	Итого затраты до внедрения		6444,25

В табл. 3 приведены данные для расчета затрат после внедрения мероприятий.

Таблица 3

Расчет затрат после внедрения мероприятия

№пп	Показатели	Пояснения	Расчет, тыс. р/год
1	Ингибитор коррозии «Амдор ИК-5»	Количество ингибитора рассчитывается по формуле 4.1	395,38
2	Полимерный разделитель	Состав полиакриламид, поливиниловый спирт, бура	126,16
3	Оплата труда	3.1 + 3.2 + 3.3	102,45
3.1.	Инженер-химик, 8 разряд	Изготовление поршней. Время работы - 7 ч	22,15
3.2.	Лаборант хим. анализа, 4 разряд		13,28
3.3.	Мастер, 9 разряд		23,95
3.4.	Трубопроводчик линейный 4 разряд (3 чел.)	Запуск разделителей с пробкой ингибитора - по 7 ч дважды в месяц	43,07
4	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 3 шт.	Нормативный срок эксплуатации – 10 лет	450,00
5	Амортизация камеры запуска/приема очистного устройства, 2 шт.		600,00
6	Амортизация блока дозирования реагента (1шт)		80,00
7	Стоимость услуг ООО «СИАМ-Нефтехим»	Затраты на годовое обслуживание 1 блока дозирования реагента	408,72
	Итого годовые затраты после внедрения		2265,16
	Итого экономический эффект		4179,09

Применение технологии внутритрубной очистки и ингибирования на предприятии ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой, даст возможность снизить затраты на обслуживание трубопроводов после реконструкции системы сбора. В результате расчета экономического эффекта от внедрения пробковой подачи ингибитора на примере участков протяженностью 4 км ОАО «Томскнефть» ВНК экономия на обслуживании в течение года составит 2,27 млн р., то есть 0,5675 млн. р/км. Срок окупаемости составит менее 5 мес.

Также при построении новых второстепенных веток системы сбора экономия при строительстве составит не менее 3,3 млн р. (на одном участке) за счет ненужности возведения БДР и КПП СОД.

Основные результаты. В процессе работы был произведен сравнительный технико-экономический анализ средств повышения эксплуатационной надежности промысловых нефтесборных трубопроводов. Определены преимущества и недостатки каждого метода. Выделен наиболее перспективный метод – технология пробковой подачи ингибитора. Предложена модернизация конструкции технологии пробковой подачи ингибитора. Произведен экономический расчет применения усовершенствованной технологии внутритрубной очистки и ингибирования. Внедрение технологии внутритрубной очистки и ингибирования на предприятии ОАО «Томскнефть» ВНК даст возможность снизить затраты на обслуживание трубопроводов экономический эффект от обслуживания в год составляет 0,5675 млн. р/км. Кроме того предприятие сможет сэкономить средства на этапах проектирования и строительства ПТ не менее 3,3 млн р. (на одном участке).

Литература

1. Вайншток С.М., Новоселов В.В., Прохоров А.Д., Шаммазов А.М. и др. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 621 с.
2. Ягубов Э.З. Композиционно-волоконистая труба нефтегазового назначения // Технологии нефти и газа. – М., 2009. – № 4. – С. 55–57.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Недра, 2004. – 700 с.
4. Тимонин В.А. Техничко-экономические аспекты проблемы коррозии // Антикор–Гальваносервис: Труды Междунар. научно-практ. конф. – М., 2007. – С. 54–57.
5. Бушковский А.Л., Малышев С.А., Хисматулин Р.Я. Техничко-экономическое обоснование выбора толщины стенки и материала труб для строительства, ремонта и реконструкции промышленных трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 90–93.
6. Трубы магистральные прайс лист// Сталь про. 2010. URL: <http://www.steel-pro.ru/trubi/truba-stalnaya-elektrosvarnaya/trubi-magistralnie/> (дата обращения 20.12.2010).
7. Сафонов Е.Н., Низамов К.Р., Гребенькова Г.Л. Эффективность применения противокоррозионных покрытий на объектах ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – М., 2007. – № 4. – С. 71–74.
8. Гумеров А.Г., Сираев А.Г., Бажайкин С.Г., Митюшкин В.А. О причинах выхода из строя трубопроводов, построенных из футерованных полиэтиленом стальных труб // Нефтегазовое дело. – М., 2009. – № 3. – С. 42–47.
9. Анализ работоспособности коррозионно-стойких трубопроводов // Нефтегазовое дело. Электронный научный журнал. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Grebenkova/Grebenkova_1.pdf (дата обращения 20.12.2010).
10. Бархатов А.Ф., Федин Д.В., Вазим А.А. Расчет эффективности внедрения внутритрубной очистки и ингибирования для промышленных трубопроводов // Известия Томского политехнического университета – Томск, 2010. – Т. 317. – № 6

ЛЕДОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ВМЕРЗШИЕ СООРУЖЕНИЯ**Д.А. Шарапов**

Научный руководитель профессор К. Н. Шхинек

**Санкт-Петербургский государственный политехнический университет,
г. Санкт-Петербург, Россия**

Расчет на ледовые нагрузки является одним из основополагающих при проектировании шельфовых сооружений в районах с арктическими климатическими условиями, однако, оценки специалистов могут существенно различаться, в связи с возможностью по-разному рассматривать вопросы, мало, или совсем не раскрытые в нормативных документах. Одной из возможных причин увеличения ледовой нагрузки является вмерзание сооружения в лёд. Вмерзание возможно при постоянном уровне воды без значительных приливов и отливов. В этом случае вокруг сооружения формируется «Ледовый воротник». Проблема вмерзания недостаточно отражена в нормах, и большинство норм только указывает на необходимость учета явления при расчете сооружений. Так из норм [1], [2], [3], [4], [5], только [3], [5] содержат некоторую информацию о нагрузках при вмерзании сооружений в лёд.

Работа посвящена созданию метода оценки нагрузок на сооружения при вмерзании их в лед. Обычно сооружения рассчитываются на нагрузки от движущегося льда. Два основных фактора приводят к значительному увеличению нагрузок на сооружения при их вмерзании со льдом:

1. В случае движущегося льда нагрузки действуют только на фронтальную поверхность сооружения - «толкая» его. При вмерзании возникает дополнительное усилие по тыльной части, «тянущее» сооружение в направлении действия льда; таким образом, общая нагрузка возрастает
2. Вследствие того, что теплопроводность материала сооружения больше, чем теплопроводность льда, вокруг сооружения образуются дополнительные наросты - «воротники», увеличивающие площадь контакта лед/сооружение, и, соответственно, нагрузки

В работе рассматривались цилиндрические сооружения. Решение проблемы потребовало изучения трех задач:

1. Оценки размеров «воротников» в зависимости от температурного режима в воздухе и внутри сооружения (термодинамическая задача)

2. Влияние воротников на нагрузку при рассмотрении взаимодействия лёд/сооружение в вертикальной плоскости (задача механики твердого тела)

3. Комплексная оценка влияния воротников (задача механики твердого тела)

Для решения проблем использовались три различные численные конечно-элементные и конечно-разностные программы.

Рассмотрена следующая термодинамическая задача: полый цилиндр с заданной толщиной стенки расположен частично в воде и частично в воздухе. Вода имеет температуру, близкую к температуре замерзания. Воздух - отрицательную температуру. Для решения задачи использована программа FEMLAB в лаборатории Университетского центра на Свальбарде (Шпицберген - Университетский центр UNIS). Решение термодинамической задачи базируется на решении уравнения баланса энергии, описывающее распределение температур внутри льда, воды и движение границы смены фаз (вода – лёд), то есть рост ледового воротника.

При проведении исследований, рассчитывались не только размеры воротников, но и толщина ровного льда при тех же температурных условиях и солености воды. С одной стороны это полезно для предсказания возможных параметров воротника по наблюдаемой средней толщине ровного льда, с другой данные о нарастании ровного льда использовались для проверки правильности выбранных в расчетах термодинамических коэффициентов. Рассчитанная толщина льда удовлетворительно совпала с полученной в экспериментах, что свидетельствует о правильности выбора расчетной методики.

Для оценки достоверности, результатов численного моделирования были проведены физические эксперименты. На рис. 1 представлены некоторые из результатов физических экспериментов и математического моделирования. Представленный физический эксперимент проводился со стальной полосой длиной 1 м, толщиной 8 мм, шириной 8 см, погруженной в воду на 25 см, вмораживаемой в течение 46 часов при температуре -10°C в пресной воде. Формы ледовых воротников полученных численным моделированием соответствуют физическим экспериментам, что видно на рис. 1. (форма ледового образования полученного компьютерным моделированием совпадает с формой ледового образования полученного в ходе физического эксперимента). Аналогичный результат получен при сравнении расчетов с опытами, проведенными А.Пустогвар в бассейне с солёным льдом на Шпицбергене (ЮНИС).

Рассматривались различные условия внутри опоры. Расчеты показали, что в большинстве случаев определяющее значение имеет толщина стенки.

Пример, демонстрирующий влияние различных условий на толщину воротника в зависимости от МГД (либо толщины окружающего льда) приведен на рис. 2. Влияние граничного условия внутри опоры (изоляции, заполнения воздухом, водой и т.д.) наблюдается при значениях МГД не превышающих 200. Приведенные результаты незначительно отличаются от полученных при заполнении опоры водой.

Для дальнейших расчетов приняты обобщенные значения коэффициентов k (отношение толщины ледового вороника на опоре к толщине ровного окружающего льда), для соответствующих значений толщин стали. Также принят один обобщенный угол наклона α (нижний угол примыкания ледового воротника к опоре, отсчитываемый от вертикали) (рис. 3).

Задача о влиянии воротников на нагрузки трудно поддается аналитическому решению. Поэтому использованы конечно-разностные программы для расчета этого явления численно. Решение рассматривается как сумма двух решений в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

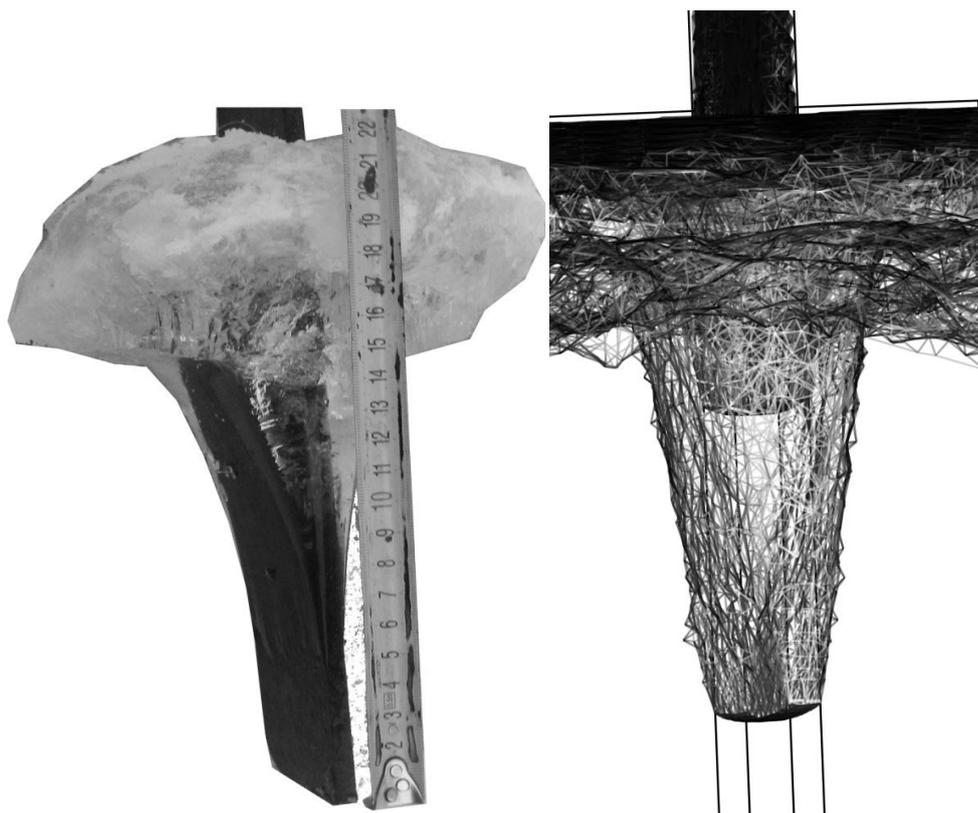


Рис. 1. Результаты математического моделирования (справа) и физического эксперимента (слева)

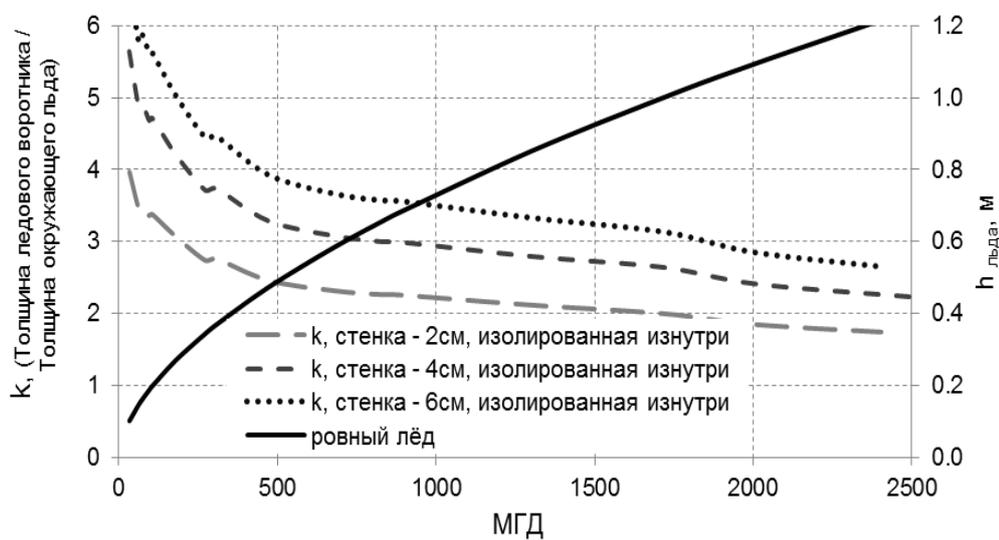


Рис. 2. Влияние толщины стенки опоры на отношение толщины воротника к толщине окружающего льда

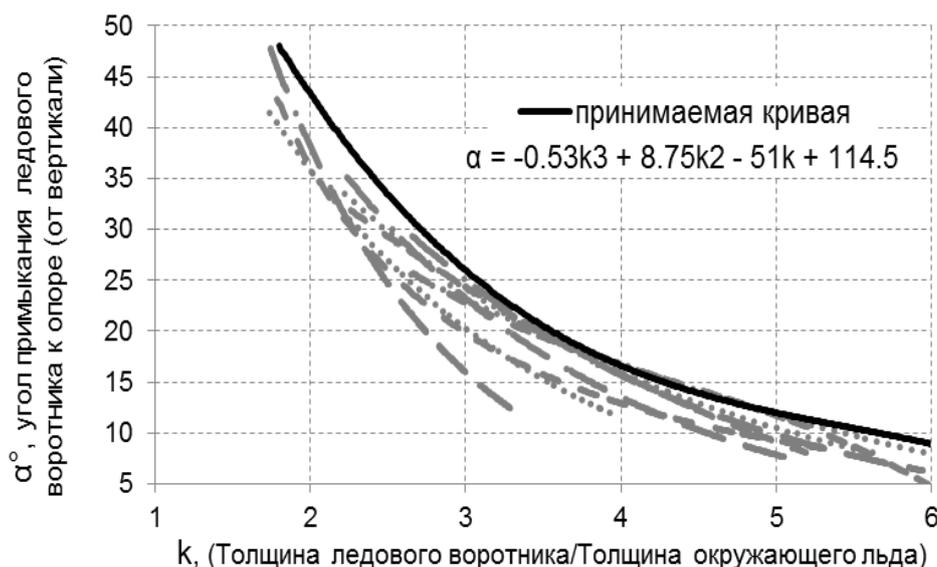


Рис. 3. Углы α (при разных толщинах стенки опоры, и граничных условий внутри) для разных значений коэффициента k и принятая обобщенная зависимость для дальнейших расчетов

В начальный момент лед начинает двигаться справа налево (рассматривается только фронтальная часть сооружения) и определяется нагрузка на сооружение. Задача решается в двумерной постановке в вертикальной плоскости.

Для оценки влияния воротников на ледовые нагрузки использованы программы, основанные на методе конечных разностей, разработанные к.т.н. А.Г. Жиленковым. Опора расположена в ледяном поле. Материал вокруг опоры имеет прочность, отличную от прочности окружающего льда. Начальная ширина зоны, включающей материал с другими свойствами, может варьироваться в заданных пределах. В начальный момент поле начинает двигаться с заданной скоростью и нагрузки, действующие на опору, регистрируются. Задача решается в двумерной постановке в плоскости льда. Поэтому размеры зоны льда с другими свойствами и её влияние на нагрузки должны быть связаны с размерами и нагрузками от ледовых воротников. Было принято, что зона материала с другими свойствами простирается до сечения, где толщина воротника совпадает с шириной ровного льда. Эффективная прочность при сжатии льда в этой зоне определена из условия передачи на опору той же нагрузки, что и при рассмотрении процесса в вертикальной плоскости. Таким образом, вычисленная окончательно нагрузка, учитывает сумму явлений, проходящих в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Приняты следующие обозначения: $F_{вв}$ – нагрузка на опору, вмержшую в лёд при наличии воротников; $F_{в-}$ – нагрузка на опору, вмержшую в лёд, но без воротников; $F_{д-}$ – нагрузка на опору в дрейфующем льде

Из полученных результатов следует:

- Чем меньше диаметр опор, тем больше относительное влияние воротников. При малом диаметре опоры наличие воротника может увеличить нагрузку от дрейфующего льда до 2.6 раз

- При больших диаметрах сооружений влияние воротника существенно меньше. Однако различие с нагрузками характерными для дрейфующего льда остается большим (почти в 2 раза).

- Зависимость от МГД довольно слабая и лежит в пределах 10-15%
- Прослеживается довольно четкая зависимость от отношения диаметра опоры к толщине ровного льда, образовавшегося в тех же условиях, что и воротник
- При дальнейшем увеличении диаметра сооружения (более 40 м) нагрузки мало меняются по сравнению с нагрузкой на опору диаметром 40 м

Сопоставление с Нормами приведено на рис. 4, 5. Результаты исследований отличаются от рекомендаций приведенных в СНиП 2.04-06 87* и ВСН-41-88. Большие различия наблюдаются при рассмотрении сооружений малых диаметров.

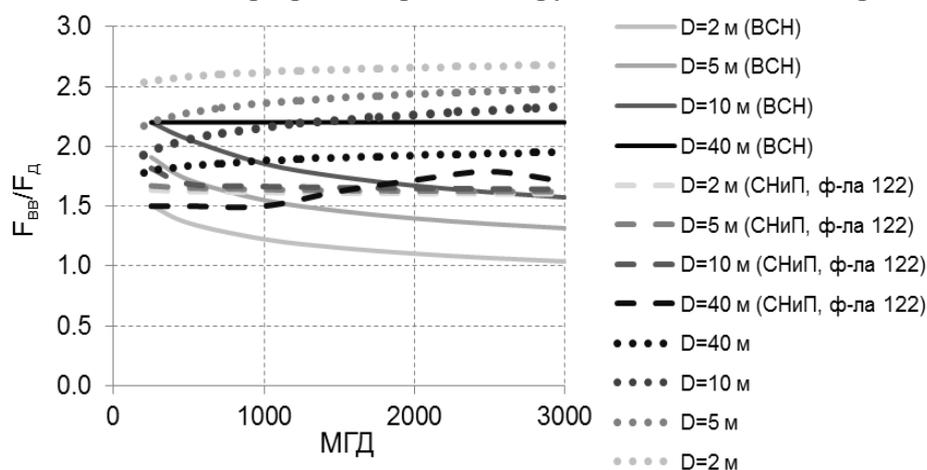


Рис. 4. Зависимость относительной нагрузки на опору F_{vv}/F_d от МГД в полученных случаях (для стали 6 см) и для рекомендаций приведенных в СНиП 2.06.04-82 и ВСН-41.88

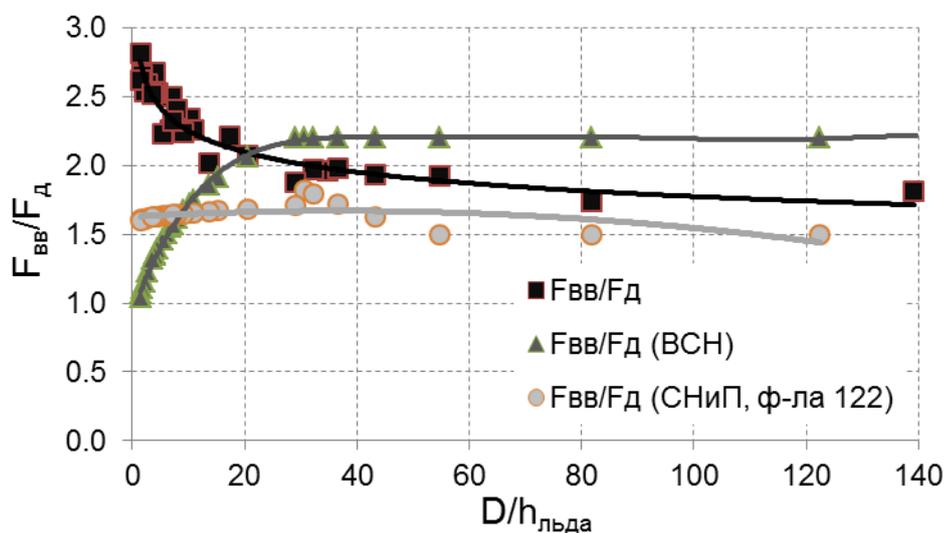


Рис. 5. Зависимость относительной нагрузки на опору F_{vv}/F_d от $D/h_{\text{льда}}$ в полученных случаях (для стали 6 см) и для рекомендаций приведенных в СНиП 2.06.04-82 и ВСН-41.88

Выводы

В результате проведенных исследований показано, что:

1. При вмержании сооружения в ледяное поле образуются ледовые воротники. Размеры и форма воротников существенно зависят от МГД и толщины стенки со-

оружения. Результаты расчетов размеров воротников удовлетворительно согласуются с наблюдениями в модельных опытах

2. При последующих подвижках ледяного поля наличие воротника может заметно увеличить нагрузку по сравнению с нагрузкой от движущегося поля на не вмёрзшее в лёд сооружение (на 170-250%)

3. Степень изменения нагрузки при вмёрзании сооружения в лёд существенно зависит от отношения диаметра сооружения к толщине льда, чем шире сооружение или тоньше лёд, тем меньше относительные нагрузки

4. Даже небольшое увеличение внутри опоры температуры выше температуры замерзания приводит к существенному снижению влияния вмёрзания сооружения на нагрузки.

Литература

1. API RP-2N Second Edition August 14, 1995
2. ISO 19906, "Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures", 2010
3. ВСН – 41.88. Проектирование ледостойких стационарных платформ, – Москва, 1988.
4. Российский морской регистр
5. СНиП 2.06.04-82* ГОССТОРОЙ СССР, Москва 1989 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ (ВОЛНОВЫЕ, ЛЕДОВЫЕ, ОТ СУДОВ)
6. Программа FEMLAB в лаборатории Университетского центра на Свальбарде
7. Жиленков А.Г. Программа для расчета взаимодействия опор с ледовым полем
8. Жиленков А.Г. Программа для расчета взаимодействия ледяного образования с вертикальной стенкой

НАПРАВЛЕНИЕ 13
СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

АСПИРАНТЫ

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАЦИОНАРНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ
СТРУКТУРЫ ПОТОКА ПРИ ЕГО ПРИСОЕДИНЕНИИ / ОТДЕЛЕНИИ В УЗЛАХ И
ДЕТАЛЯХ ТРУБОПРОВОДОВ

Р.А. Альгинов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Внимание к проблемам физико-математического моделирования тепло- и гидродинамических устойчивых и переходных процессов транспортировки жидких и газовых сред по трубопроводам определяется задачами увеличения безопасности и надежности (в т.ч. снижения техногенной нагрузки на окружающую среду), а также повышения эффективности функционирования всего парка трубопроводных систем в нефтегазовой, теплоэнергетической отраслях промышленности и в водоснабжении. Эти проблемы необходимо рассматривать совместно с задачами управления технологическим процессом добычи природного сырья, подготовки продукции к транспорту и снижения энергетических затрат на перекачку продуктов по трубопроводам. В связи с этим разработка методов и технологий эффективного расчета режимов транспорта вязких сред по трубам, каналам с протяженными и короткими участками, включающими области отрыва и присоединения рабочей среды, а также смешения различных инертных и химически реагирующих сред, представляется чрезвычайно актуальной.

В основе часто используемых вычислительных технологий прогноза сложных явлений во внутренних системах лежит концепция комплексного физико-математического численного моделирования процессов переноса с использованием базовых уравнений механики сплошной среды, численных методов механики неоднородных систем и моделей статистической теории турбулентности. Приложенная к практике эта концепция продемонстрировала свое доминантное положение (на фоне приближенных методов) при решении многочисленных многопараметрических производственных задач повышения безопасности, эффективности и экологичности промышленных и бытовых трубопроводных сетей в нефтегазовой и химической промышленности, теплоэнергетике, водоснабжении и машиностроении [1-4].

Цель настоящей работы состояла в математическом моделировании и разработке численного алгоритма, предназначенного для исследования гидродинамики и теплообмена сложных сдвиговых течений во внутренних системах с пространственной и тепловой деформациями рабочей среды, обусловленной интенсивным обогревом стенок тепловыми потоками, переменной по длине канала границей области движения, а также присоединением и разделением потока в узловых точках. Полученные результаты могут быть рекомендованы в практику прикладных исследований для прогноза потерь энергии на трение и теплообмен, для выдачи рекомендаций по производству фитингов, повышающих их технологические характеристики (надежность, гидравлическое сопротивление).

Математическая постановка задачи

Предполагается, что рассматриваются стационарные ламинарные и турбулентные течения вязких химически инертных несжимаемых и слабосжимаемых сплошных сред (капельных жидкостей и газов) и теплообмен со стенкой в трубах и каналах с осевой симметрией постоянного и переменного по длине поперечного сечения (из-за наличия участков конфузorno-диффузорных секций) в отсутствии действия массовых сил. Внешняя граница стенки трубопровода обогревается умеренными и интенсивными тепловыми потоками постоянными по длине. Тогда полная система уравнений, определяющая турбулентный теплообмен и включающая уравнения неразрывности, осредненные динамические уравнения Навье-Стокса, энергии и состояния, в цилиндрической системе координат имеет вид [4]:

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho U) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho V) = 0; \quad (1)$$

$$U \frac{\partial U}{\partial x} + V \frac{\partial U}{\partial r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\nu \frac{\partial U}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\nu \frac{\partial U}{\partial r} \right) - \left[\frac{\partial \overline{u'^2}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\overline{u'v'}) \right]; \quad (2)$$

$$U \frac{\partial V}{\partial x} + V \frac{\partial V}{\partial r} - \frac{W^2}{r} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\nu \frac{\partial V}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\nu \frac{\partial V}{\partial r} \right) - \nu \frac{V}{r^2} - \left[\frac{\partial \overline{u'v'}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\nu \overline{v'^2}) - \frac{\overline{w'^2}}{r} \right]; \quad (3)$$

$$U \frac{\partial W}{\partial x} + V \frac{\partial W}{\partial r} + \frac{VW}{r} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\nu \frac{\partial W}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\nu \frac{\partial W}{\partial r} \right) - \nu \frac{W}{r^2} - \left[\frac{\partial \overline{u'w'}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\nu \overline{v'w'}) + \frac{\overline{v'w'}}{r} \right]; \quad (4)$$

$$U \frac{\partial T}{\partial x} + V \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\rho c_p} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right] - \left(\frac{\partial \overline{u't'}}{\partial x} + \frac{1}{r} \frac{\partial \overline{rv't'}}{\partial r} \right) + \Phi_\mu; \quad (5)$$

$$p = \rho RT. \quad (6)$$

Отмечу, что в записи системы (1) – (6) Φ_μ - диссипативная функция Рэлея, остальные обозначения – общепринятые.

Модель турбулентности

Для моделирования неизвестных компонент тензора рейнولدсовых напряжений $\overline{u_i u_j}$ и удельных турбулентных потоков тепла $\overline{u_i t'}$ в работе использовались подходы, связанные с привлечением: полных транспортных уравнений для вторых однородных и смешанных корреляционных моментов пульсаций поля скорости и температуры [4]; модифицированных двухпараметрических моделей турбулентности типа k-L, k-ε для расчета сложных сдвиговых прямоточных и закрученных внутренних течений [4, 11, 12].

Символическая форма модели турбулентности для напряжений и потоков скалярной субстанции вместе с опорной базой из двухпараметрических динамических k, L уравнений имеет вид:

$$C_{i\theta} = D_{i\theta} + P_{i\theta} + R_{i\theta} - \varepsilon_{i\theta}; \quad (7)$$

$$\frac{\partial k}{\partial t} + u_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + c_k f_\mu \overline{u_i' u_j'} \frac{L}{\sqrt{k}} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] - \overline{u_i' u_j'} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \tilde{\varepsilon} - \Phi; \quad (8)$$

$$\frac{\partial L}{\partial t} + u_j \frac{\partial L}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\left(\nu + c_L f_\mu \overline{u_i' u_j'} \frac{L}{\sqrt{k}} \right) \frac{\partial L}{\partial x_j} \right] - c_1 f_1 \overline{u_i' u_j'} \frac{\partial u_i}{\partial x_j} - \varepsilon_L + E. \quad (9)$$

Здесь под k , L , ε понимаются кинетическая энергия турбулентности, интегральный масштаб энергосодержащих вихрей, скорость диссипации кинетической энергии турбулентности соответственно. Причем в записи (7) предполагается, что индекс “ θ ” относится к “ j ”, когда речь идет об определении напряжений Рейнольдса, и “ θ ” играет роль “ t ”, когда анализируются замыкания для определения турбулентного потока тепла. В подходе с использованием полных транспортных уравнений для искомых турбулентных величин в моделировании членов высшего порядка в (7) используются идеи Ханжалика К., Лаундера Б., Со Р., Соммера С., Лая Ю., Шарма Б. и др. Детальная информация об указанных замыканиях, наборе постоянных и их численных значениях приведена в [4, 11, 12]. Отдельные константы и дополнительные функциональные демпфирующие связи для опорной k-L базы и ее оригинальной двухпараметрической формы представлены ниже:

$$\begin{aligned} \nu_t &= c_\mu \cdot \nu \cdot f_\mu, \quad c_\mu = 0,2, \quad f_\mu = \text{Re}_t \left[-\exp(-0,00021 \text{Re}_t) + 0,02 \text{Re}_t^{0,5} \exp(-0,0004 \text{Re}_t^2) \right], \\ c_1 &= -0,125, \quad f_1 = L/k, \quad \text{Re}_t = \sqrt{k}L/\nu, \quad E = 0, \quad \sigma_k = 2,5, \quad \sigma_L = 2,86, \\ \varepsilon_k &= 3,93(\nu + 0,4\nu_t)k/L^2, \quad \varepsilon_L = -0,29(0,3 + 1,75/\text{Re}_t)\sqrt{k}(1 - L^2/y^2). \end{aligned}$$

Заметим, что с целью выяснения возможностей расчета подобных течений в рамках оригинальных и модифицированных на ламинаризацию двухпараметрических моделей при определении коэффициентов молярной вязкости и температуропроводности используются градиентные соотношения типа Буссинеска:

$$-\overline{u'_i u'_j} + \frac{2}{3} k \delta_{i,j} = \nu_t \left(\frac{\partial U_i}{\partial U_j} + \frac{\partial U_j}{\partial U_i} \right), \quad -\overline{u'_i t'} = \frac{\nu_t}{\text{Pr}_t} \frac{\partial T}{\partial x_i}. \quad (10)$$

Причем для определения Pr_t привлекаются эмпирические связи, рекомендованные к расчету внутренних низкорейнольдсовых течений Иевлевым В.М., Гешевым П.И., Antonia R.A. и др. [4, 12].

Граничные условия

Численное интегрирование системы определяющих уравнений проводилось со следующими граничными условиями. На входе задавались однородные поля искомых осредненных и пульсационных параметров, на выходе – «мягкие» граничные условия. На стенке трубопровода: условия прилипания для динамических характеристик потока – равенство нулю осредненных и пульсационных полей скорости; отсутствия одноточечных корреляционных смешанных моментов пульсаций скорости и температуры, а также постоянная величина плотности удельного теплового потока. На оси - условия симметрии для искомых величин.

Численное решение строится с привлечением неявных конечно-разностных схем, схем расщепления по пространственным переменным и физическим процессам. Аппроксимация производных осуществляется со вторым порядком точности относительно шагов в осевом и радиальном направлениях со сгущением узлов разностной сетки в области вязкого подслоя по логарифмическому закону. Используются как метод прогонки [12], так и метод контрольного объема [13].

Результаты численного моделирования для тройника 108x8 мм представлены на рис. 1-3, где направление потока среды – слева направо, в патрубке тройника происходит отделение потока. Основная магистраль и патрубок имеют одинаковые геометрические параметры, а также идентичные условия на выходе. «Шейка» тройника – место присоединения бокового патрубка к основной магистрали - представлялась скруглением с радиусами от 5 мм.

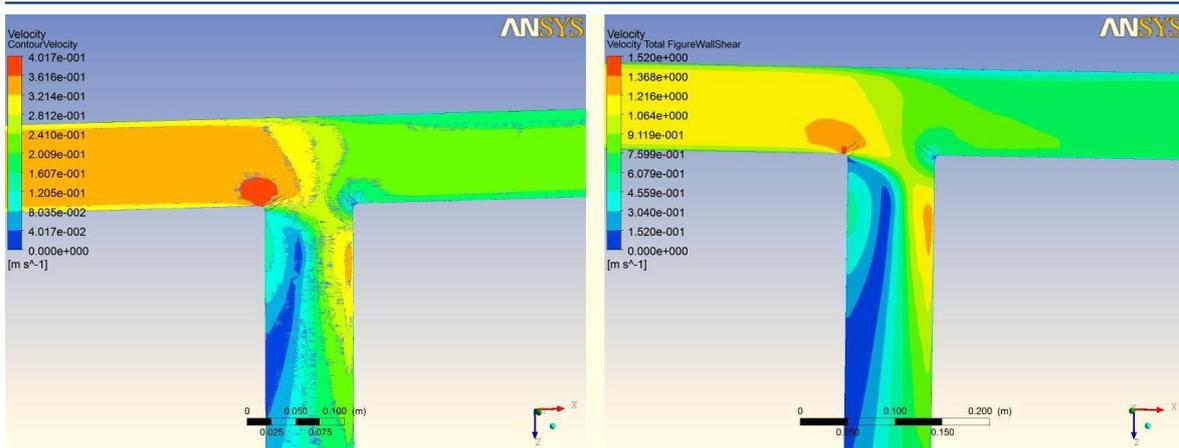


Рис. 7. Распределение скорости в тройнике:
слева - $Re=3\ 000$, справа = $Re=10\ 000$

Сразу отметим, что как можно видеть из рис.1, 2 при режиме $Re=3000$, близком к переходному, имеют место области с погрешностям расчета термодинамических параметров, возникающие вследствие временной протяженности установлении решения. Тем не менее, сопоставляя данные результаты с правой частью $Re=10000$, можно сказать, что двухпараметрическая модель показала себя хорошо.

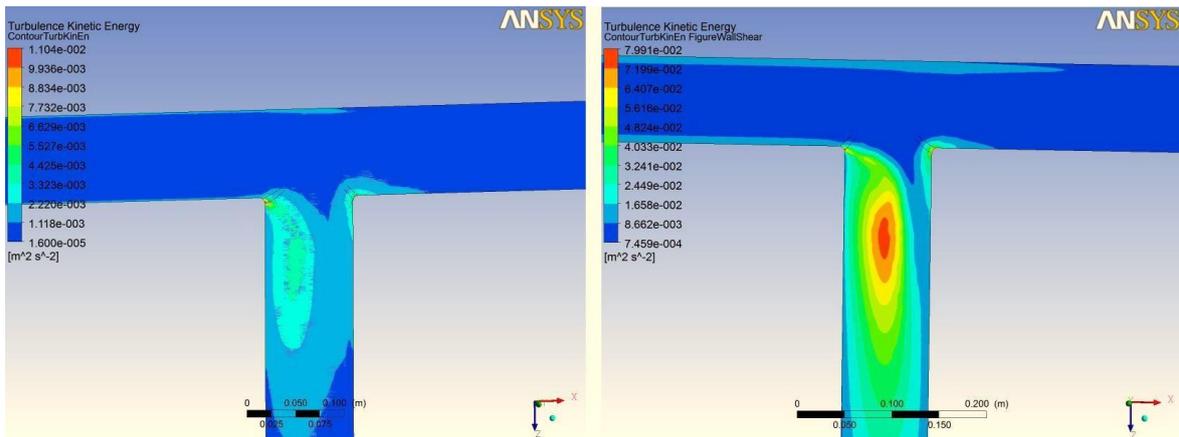


Рис. 8. Распределение кинетической энергии турбулентности в тройнике:
слева - $Re=3\ 000$, справа = $Re=10\ 000$

Как можно видеть из рис. 1 зоны наибольшей интенсификации движения возникают в точке отрыва потока на «шейке» тройника и на той поверхности патрубка, на которую набегают поток. При этом на противоположной стенке образуется зона медленного течения. На шейке тройника происходит существенное ускорение и отрыв потока, который затем наносит удар по патрубку. Отметим также, что при увеличении радиуса скругления «шейки» тройника уменьшается область отрывного течения и его интенсивность, что способствует снижению динамической нагрузки на патрубок.

При анализе зон установившегося течения также было обнаружено, что разделение потока в тройнике происходит неравномерно: расход по боковому патрубку, как правило, не превышает одной третьей от расхода на входе – большая же часть рабочей среды уносится по магистрали. Объяснением этого результата служит

рис. 2, иллюстрирующий образование в патрубке турбулентного вихря, перекрывающего поток.

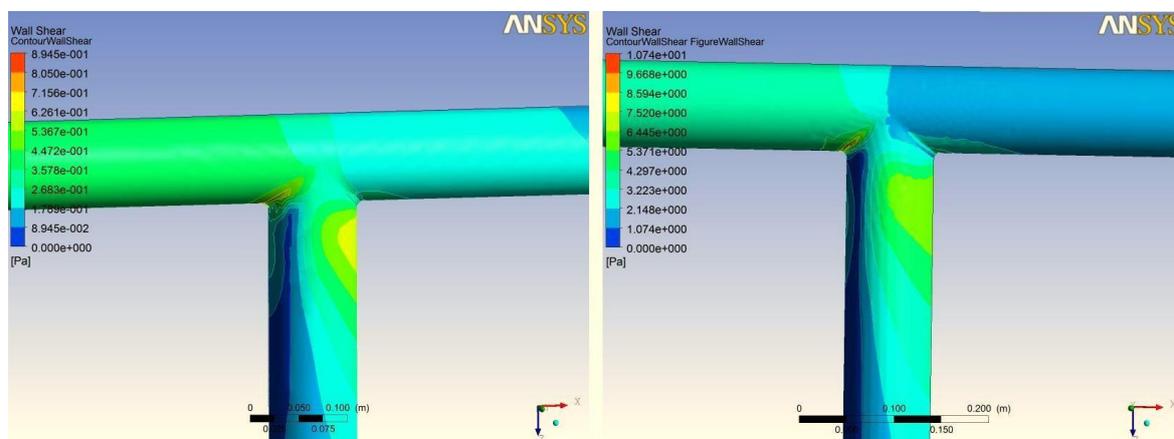


Рис. 9. Распределение напряжения трения на внутренней поверхности тройника: слева - $Re=3\ 000$, справа - $Re=10\ 000$

Наиболее нагруженные зоны в тройнике проиллюстрированы на рис. 3. Данные результаты подтверждают вышесказанное – зонами потенциального риска являются шейка тройника и начальная область бокового патрубка, на которую приходится сварной шов, присоединяющий к детали трубу. Отсюда следуют и рекомендации для приложения в практику – удлинение бокового патрубка отвода за пределы рециркуляционной зоны, а также максимизация радиуса скругления шейки. Это позволит не только увеличить надежность детали, но также уменьшить ее гидравлическое сопротивление.

Также результаты расчетов иллюстрируют известный из практики факт меньшей надежности тройниковых соединений по сравнению с тройниками. Объяснение, как мы видим, заключается в отрыве течения (поскольку тройниковое соединение выполняется без скругления) и интенсивном динамическом ударе на стенку патрубка.

Литература

1. J. Ding, S.P. Arya, W.H. Snyder. Experimental study of the criteria of flow laminarization in two-dimensional dense gas plumes // *Environmental Fluid Mechanics*, 2001. – P. 281 – 309.
2. 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.
3. Hadzic, K. Hanjalic. Separation-induced transition to turbulence: second-moment closure modeling // *Flow, Turbulence and Combustion*, 1999. – P. 153 – 173.
4. А.М. Бубенчиков, С.Н. Харламов. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
5. C.A. Bankston. The transition from turbulent to laminar gas flow in a heated pipe // *Journal of Heat Transfer*, 1970. – P. 569 – 579.
6. C.A. Bankston, W.L. Sibbit, V.J. Skoglund. Stability of gas flow distribution among parallel heated channels // *AIAA Paper*, 1966. – P. 566 – 589.
7. 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 конфузальной секции и следующей за ней секции с постоянным поперечным сечением // *Труды американского общества инженеров-механиков «Теплопередача»*. – М., 1982. – №2 – С.144 – 153.
8. S. Torii, W.-J. Yang. Thermal-fluid transport phenomena of a strongly-heated gas flow in a parallel tube rotation // *International Journal of Rotating Machinery*, 1998. – P. 271 – 282.
9. O. Iida, Y. Nagano. The relaminarization mechanisms of turbulent channel flow at low Reynolds numbers // *Flow, Turbulence and Combustion*, 1998. – P. 193 – 213.
10. M. Nishimura, S. Fujii, A.M. Shehata, T. Kunugi, D.M. McEligot. Prediction of forced gas flows in circular tubes at high heat fluxes accompanied by laminarization // *Journal of Nuclear Science and Technology*, 2000. – P. 581 – 594.
11. Г.С. Глушко. Дифференциальное уравнение для масштаба турбулентности и расчета турбулентного пограничного слоя на плоской пластине // *Турбулентные течения*. – М., 1970. – С.37 – 44.

12. А.М. Бубенчиков, Л.В. Комаровский, С.Н. Харламов. Математические модели течения и теплообмена во внутренних задачах динамики вязкого газа. – Томск: Издательство томского университета, 1993. – 178 с.
13. С.В. Патанкар. Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 312 с.
14. Л.М. Симуни. Численное решение задач теплообмена при неизотермическом движении вязкой жидкости в плоской трубе // ИФЖ. – М., 1966. – №1. – С. 86 – 91.

ГИДРОДИНАМИКА И МАССОПЕРЕНОС ВОСХОДЯЩЕГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО СНАРЯДНОГО ПОТОКА

С.А. Павлов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

Снарядный газожидкостный режим течения нефти и газа при их движении является одним из общих потоков в вертикальных газонефтепроводах. Газожидкостные смеси, состоящие из CO_2 , H_2S , нефти и воды (CO_2 или H_2S растворяются в воде с образованием слабой кислоты) делают стальные трубопроводы уязвимыми к возникновению коррозии. Из общего числа аварий, 90% из которых являются следствием коррозионных повреждений, на долю систем нефтесбора приходится 50–55% и 30–35 % на долю коммуникаций поддержания пластового давления. По опыту эксплуатации нефтяных месторождений имеются данные, что 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17% даже двухлетней вследствие коррозионных повреждений. Изменения в гидродинамике потока за счет турбулентности, его взаимодействия со стенкой, массоперенос, коррозионные образования и разрушения – все это связано с особенностями течения в пограничном слое вблизи стенки трубопровода [1]. Таким образом, существует настоятельная необходимость глубокого анализа характеристик восходящего снарядного потока, чтобы понять механизмы динамики сложного течения и зарождение коррозии.

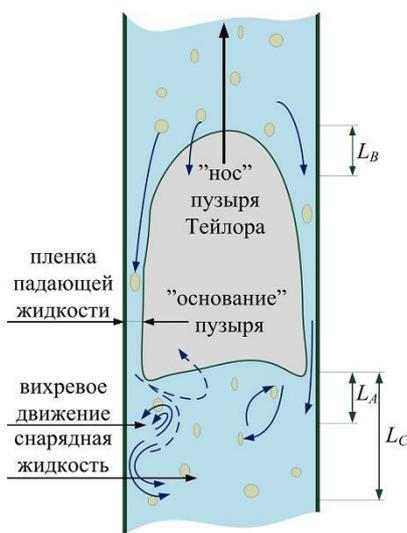


Рис. 1. Схематическое изображение снарядного потока

Хотелось бы отметить, что замечательной особенностью снарядного потока является его периодичность, влияние таких факторов, как скорости газа и жидкости, вакуумирование, давление ударной волны, плотности, частоты снарядов и свойств газа и жидкости. Большие пузыри газа в газожидкостном двухфазном снарядном потоке в вертикальных трубах принято называть пузырями Тейлора, а большие капли жидкости – каплями Тейлора.

Основная цель настоящей работы состоит в исследовании влияния гидродинамики и конвективного массообмена вертикального снарядного потока на процесс коррозии. Хорошо известно, что в вертикальном восходящем снарядном потоке сложная структура течения описывается в виде серий снарядных единиц. Каждая серия состоит из пузыря Тейлора с пленкой жидкости, как бы стекающей вокруг него и области снарядной жидкости за пузырем Тейлора. Под действием силы тяжести, стекающая пленка жидкости усваивается последующей снарядной жидкостью как показано на рисунке 1 [2].

Проведенный библиографический анализ отечественных и зарубежных публикаций показал, что снарядную жидкость можно разделить на три части. Первая часть,

начинающаяся сразу за пузырем Тейлора, усваивает пленку стекающей жидкости, и поведение её является крайне бурным. Вторая часть представляет собой переходную область развития дисперсных пузырьков. Здесь пузырьки приходят из основной области и постепенно распространяются по всему сечению трубы. Третья – область с минимальным содержанием газа и может быть как ламинарной, так и турбулентной. В этой зоне распределение газосодержания очень похоже на установившийся дисперсный пузырьковый поток. Кроме того, анализ формы «носа» пузыря Тейлора показывает, что она не зависит от его длины, а «дно» пузыря имеет вогнутую форму, которая часто не зависит от поверхностной скорости и длины пузыря. В экспериментах показано [1], что длина проникновения L_A и длина L_C после пузыря Тейлора соответствует $10 \div 15\%$ и $18 \div 23\%$ от длины снарядной жидкости L_{LS} , причем пленка стекающей жидкости образуется на расстоянии $(0,5 \div 1,1)D$ от носа пузыря Тейлора. Стоит заметить, что в полностью развитых вертикальных снарядных потоках, скорость пузыря Тейлора можно рассматривать как устойчивую и представить в виде [1, 2]:

$$V_{TB} = CV_S + V_{TB0},$$

где CV_S – скорость жидкости на осевой линии трубы перед «носом» пузыря Тейлора или максимальная локальная поверхностная скорость жидкости; C – коэффициент; V_S – скорость смеси; V_{TB0} – отвечает за повышение скорости пузыря Тейлора, где движущей силой является только плавучесть и зависит от многих параметров, таких как ускорение силы тяжести, внутреннего диаметра трубы, силы поверхностного натяжения, свойств жидкости и т. д.. Причем для полностью развитого турбулентного течения – $C \approx 1,2 \div 1,29$; для развитого ламинарного потока – $C \approx 1,8 \div 2$, что близко к отношению $V_C/V_S = 2$.

Известно, что минимальная стабильная длина снарядной жидкости относительно нечувствительна к расходам газовой и жидкой фаз, и является достаточно постоянной для данного диаметра трубы. Длина пузыря Тейлора L_{TB} и длина снарядной жидкости L_{LS} являются основными элементами в изучении гидродинамических характеристик восходящего снарядного потока. Доля длины β пузыря Тейлора определяется как:

$$\beta = L_{TB}/L_{SU} = L_{TB}/(L_{TB} + L_{LS}).$$

В частности на рисунках 2 – 4 представлены отдельные результаты исследования массопереноса в газожидкостном потоке. Из рисунков видно, что с увеличением поверхностной скорости газа U_{SG} , при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL} , L_{TB} и β – возрастают (см. рис. 2, 4), в то время как длина снарядной жидкости L_{LS} уменьшается (см. рис. 3).

В ходе теоретико-экспериментального анализа механизмов процессов переноса массы импульса в данном течении установлено, что основной причиной для «взлома» продуктов CO_2 коррозии являются напряжения сдвига у стенки и колебания давления перпендикулярно стенке трубы с высокой частотой.

Переменяемость снарядного потока можно охарактеризовать частотой снарядной жидкости: $f_S = N_{SU}/\Delta t$, где N_{SU} – число снарядных частей в промежутке времени Δt . Анализ экспериментальных результатов показал, что в области $x/D < 0,70 \div 0,75$ в окрестности «носа» пузыря Тейлора зарождается стекающая тонкая пленка. И толщина её больше при высокой поверхностной скорости газа, чем при низкой, что можно объяснить влиянием изменений в радиусе кривизны (его уменьшением). При

$x/D > 0,70 \div 0,75$ результаты подтверждают, что изменение стекающей пленки жидкости развивающегося течения в зоне «носа» пузыря Тейлора можно объяснить, опираясь на положения теории потенциального потока. Однако, при $x/D > 0,70 \div 0,75$ наблюдается прекращение развития пленки жидкости и ее толщина при высокой поверхностной скорости газа становится меньше, чем при низкой поверхностной скорости газа. Исследования других авторов показывают, что сила присоединения продуктов коррозии к металлической подложке составляет $10^5 \div 10^7 \text{ Па}$, сила адгезии $10^7 \div 10^9 \text{ Па}$, а напряжение трения на стенке восходящего газожидкостного снарядного потока ниже 10^3 Па (для всех экспериментов).

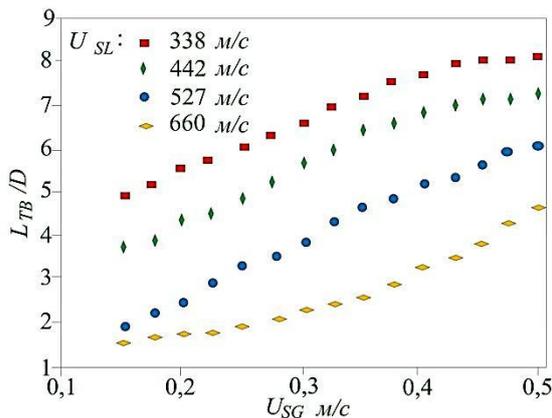


Рис. 2. Зависимости длин L_{TB} пузыря Тейлора от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

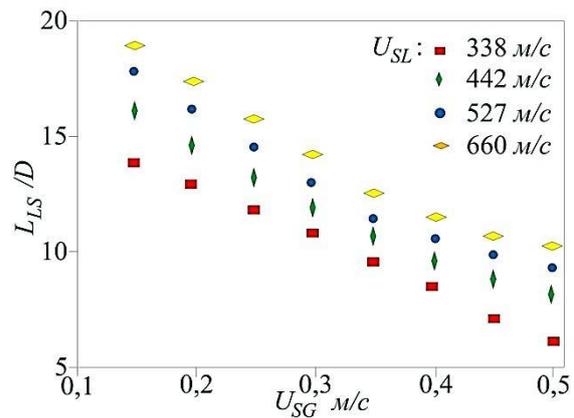


Рис. 3. Зависимости длин L_{LS} снарядной жидкости от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

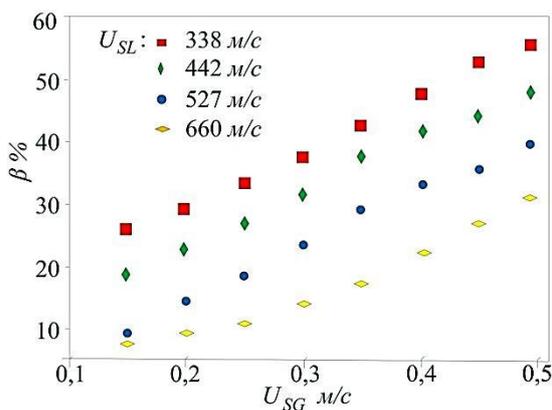


Рис. 4. Зависимость долей длин β пузыря Тейлора от различных поверхностных скоростей газа U_{SG} при фиксированной поверхностной скорости движения жидкости U_{SL}

Таким образом, результаты данной работы показывают: 1) напряжение трения на стенке восходящего газожидкостного снарядного потока не оказывает существенного влияния на продукты коррозии; 2) основное влияние на зарождение коррозионных усталостных трещин будет оказывать напряжение сдвига в области непосредственной стенки; 3) исследование турбулентного массообмена газожидкостной среды может быть эффективно проведено по критериальной зависимости:

$$k_d = 0,023 \cdot C \cdot Re^{0,8} \cdot Sc^{0,33} \cdot (D/L),$$

где $C = 0,27 \cdot (1 + Fr_s/\beta)^{0,5}$ – коэффициент, определяемый физическими параметрами системы; Fr_s – критерий Фруда, записан-

ный с использованием скорости смеси; $Sc = \mu_l / (\rho_l D_d)$ – критерий Шмидта; Re – критерий Рейнольдса; L/D – отношение характерного размера снарядной единицы к диаметру трубопровода.

Детали анализа тонкой структуры развивающегося турбулентного течения газожидкостной смеси и массообмена со стенкой трубопровода представляют предмет дальнейших исследований.

Литература

1. Mora-Mendoza J.L., Chacon-Nava J.G., et al. Influence of turbulent flow on the localized corrosion process of mild steel with inhibited aqueous carbon dioxide systems. *Corrosion* 58, 2002. – P. 608 – 618.
2. Nakoryakov V.E., Kashinsky O.N., Kozmenko B.K. Experimental study of gas – liquid slug flow in a small diameter vertical tube. *Int. J. Multiphase flow* 12, 1986. – P. 337 – 355.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПРИЗНАКОВ И ВЫБОР МЕТОДА ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАШИН

А.С. Пашкова

Научный руководитель доцент А.В. Рудаченко

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

Техническое обслуживание оборудования газопроводов по регламенту в ряде случаев приводит к большим издержкам материальных и трудовых ресурсов. Их снижение возможно за счет перехода на обслуживание по текущему техническому состоянию. Его определение возможно за счет систем, представляющих полную информацию о состоянии оборудования и выдаче рекомендаций по его улучшению.

Основным недостатком существующих систем является то, что они основаны на формальных методах. 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.

При диагностировании состояния центробежных машин различают параметры – эксплуатационные, которые характеризуют работу агрегата (производительность, мощность, давление на входе в компрессор, давление на выходе из компрессора и т.д.) и функциональные (температура, вибрация и т.д.). Поскольку эти параметры различны и имеют разную 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 вероят-

ностью 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:

$$J = H(A) - H^*(A) \quad (1)$$

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:

$$J_A(B) = H(A) - H(A/B) \quad (2)$$

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 [3].

С помощью разработанной базы данных можно выбрать систему анализа технического состояния центробежных машин 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.

В большинстве методов распознавания делается естественное предположение, что изображения объектов одного класса (образа) более близки друг другу, чем изображения разных классов. Метрические методы основаны на количественной оценке этой близости. В качестве изображения объекта принимается точка в пространстве признаков, мерой близости считается расстояние между точками.

В пространстве признаков объект характеризуется N-мерным вектором:

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) \quad (3)$$

Координаты пространства x_j могут быть непрерывными или дискретными величинами.

В диагностическом пространстве объект описывается вектором, размерность которого может отличаться от размерности вектора в пространстве признаков. В качестве координат диагностического пространства принимаются функции:

$$z_j = \varphi_j(k) \quad (4)$$

Евклидово расстояние между точками. Обычное расстояние между точками x и a пространства признаков:

$$l(x, a) = |x - a| = \sqrt{(x_1 - a_1)^2 + \dots + (x_N - a_N)^2} = \left\{ \sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (5)$$

Равенство (5) устанавливает метрику евклидова пространства, причем основные метрические свойства этого пространства выражаются условиями:

$$l(a, b) = l(b, a); l(a, b) \geq 0; l(a, a) = 0; l(a, c) \leq l(a, b) + l(b, c) \quad (6)$$

В задачах распознавания часто удобно в качестве меры расстояния принимать квадрат расстояния:

$$l^2(x, a) = \sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^2 \quad (7)$$

Величина l^2 тесно связана с многомерным нормальным распределением, более проста для вычислений, а неравенство:

$$l_1 \succ l_2 \quad (8)$$

влечет за собой более сильное неравенство:

$$l_1^2 \succ l_2^2 \quad (9)$$

Обобщенное расстояние порядка ν :

$$l_{(\nu)}(x, a) = \left(\sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^\nu \right)^{\frac{1}{\nu}} \quad (10)$$

Иногда оказывается целесообразным использовать в качестве диагностической меры расстояния некоторую степень расстояния:

$$L = l_{(\nu)}^\mu(x, a) = \left(\sum_{j=1}^N (x_j - a_j)^\nu \right)^{\frac{\mu}{\nu}} \quad (11)$$

Преыдушие определения расстояния соответствовали однородному, изотропному пространству признаков, координаты которого имеют общую единицу измерений. Такое пространство однородных признаков используется в ряде задач распознавания. Например, для акустической диагностики в качестве признаков могут применяться амплитуды соответствующих гармоник и т. п.

Диагностика с помощью признаков в двоичном коде соответствует использованию изотропного, однородного пространства признаков. В нашем случае комплекс диагностических признаков для оценки технического состояния центробежных машин будет иметь неодинаковую размерность, т.е. пространство признаков будет анизотропным (единицы измерения в различных направлениях различны). Координатам x_j могут соответствовать параметры различной физической природы (например, x_1 — температура; x_2 — давление и т. п.).

Если ввести весовые коэффициенты λ_j по координате j , то квадрат расстояния между точками x и a :

$$l^2(x, a) = \sum_{j=1}^N \lambda_j^2 \cdot (x_j - a_j)^2 \quad (12)$$

С помощью компонентов весового вектора:

$$\lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N) \quad (13)$$

можно учесть различную диагностическую ценность признаков, придавая большее значение наиболее значимым признакам. Так как для диагностики важен относительный вес, то можно использовать условие нормирования в виде:

$$\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1 \quad (14)$$

Введение весовых коэффициентов деформирует пространство признаков. Если поставить условие, чтобы при подобных деформациях сохранился объем областей диагнозов, то условие нормирования можно принять таким:

$$\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \dots \cdot \lambda_N = \prod_{j=1}^N \lambda_j = 1 \quad (15)$$

Соотношение (12) устанавливает «неравноправие» отдельных координат в пространстве признаков, но оно не учитывает роль координаты x_j – для диагноза D_i . Диагностическое значение признаков различно для различных диагнозов и расстояние точки x до точки a_i принадлежащей диагнозу D_i .

$$l_i(x, a_i) = \left(\sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^2 (x_j - a_{ij})^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (16)$$

Часто оказывается целесообразным принять:

$$\lambda_{ij} = \frac{1}{\sigma_{ij}} \quad (17)$$

где σ_{ij} – среднее квадратичное отклонение признака (параметра) x_i для образцов с диагнозом D_i . Величина λ_i в этом случае имеет ясный физический смысл: чем меньше рассеяние признака по объектам, тем больше его диагностическое значение. В более общем случае можно положить:

$$\lambda_{ij} = \frac{c_{ij}}{\sigma_{ij}} \quad (18)$$

где безразмерный коэффициент c_{ij} характеризует диагностическую ценность признака.

Диагностика по расстоянию в пространстве признаков подразделяются на две группы: диагностика по расстоянию до эталона и по расстоянию до множества. Так как у нас диагностирование будет проводиться по целому ряду признаков, то будем использовать метод минимального расстояния до множества.

В этом методе оценивается расстояние не от одной точки – эталона, а расстояния от точки x (объекта, предъявленного для распознавания) до всех точек множества с данным диагнозом. Расстояние до множества оценивается как среднее расстояние, но возможны и другие способы этой оценки. Использование рассматриваемого метода предполагает, что для каждого диагноза имеется группа образцов (объектов) с установленным диагнозом.

Пусть для диагноза D_i группа содержит M_i образцов. Допустим, что выбрана диагностическая мера расстояния, и тогда расстояние от точки x до точки $a_i(s)$ (рис.), входящей в группу верифицированных образцов (при квадратичной мере),

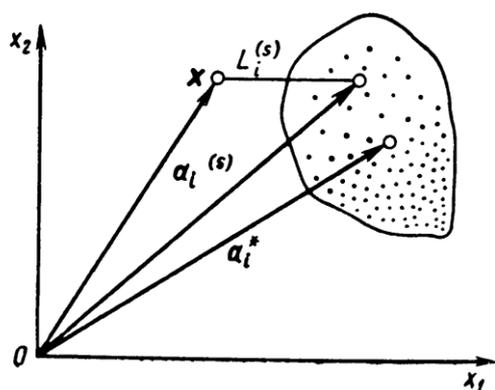


Рис. Определение расстояния до множества

$$L_i^{(s)} = \sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^2 (x_j - a_{ij}^{(s)})^2 \quad (19)$$

Можно определить среднее расстояние от точки x до точек обучающей последовательности, принадлежащей диагнозу D_i :

$$L_i = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} L_i^{(s)} = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} \sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^2 (x_j - a_{ij}^{(s)})^2 \quad (20)$$

При использовании обобщенной диагностической меры расстояния [1]:

$$L_i = \frac{1}{M_i} \sum_{s=1}^{M_i} \left\{ \sum_{j=1}^N \lambda_{ij}^v (x_j - a_{ij}^{(s)})^v \right\}^{\mu/v} \quad (21)$$

В дальнейшем оценку текущего технического состояния центробежных машин планируется проводить с применением экспертной системы, в основу которой будут положены рассмотренные выше метрические методы распознавания.

Для экспертной системы важную роль играет самообучение. Особенность экспертной системы заключается в том, что она со временем будет настраиваться, обучаться и накапливать опыт пользователя. Актуальность самообучающейся системы именно в том, что человек не вмешивается в настройку и ее обучение.

Метрические методы позволяют проводить обучение. В них процесс обучения состоит в формировании множества (группы) образцов с установленным диагнозом и определении эталонного (среднего) вектора для них. В методе эталонов отнесение предъявленного для распознавания объекта к одному из n диагнозов (состояний) совершается по наименьшему расстоянию до эталона. Наиболее естественный выбор эталона состоит в использовании средних значений параметров в области диагноза.

Данная экспертная система может анализировать и ставить диагноз не только для определенного типа (класса) машин, но и позволяет охватить все типоразмерные ряды и на основе полученных и обработанных данных выдать соответствующие рекомендации.

Литература

1. Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: «Машиностроение», 1978.
2. Зайдель А.Н. Погрешности измерений физических величин. – М.: Наука, 1985.
3. Земенкова М.Ю., Кривохижа В.Н., Дуничев М.А. Разработка методов системного анализа надежности нефтегазовых объектов: «Нефтегазовый терминал» Юбилейный выпуск, – М., 2007.
4. Земенкова М.Ю., Каздыкпаев А.Ж., Курушина В.А. Математическое обеспечение систем упреждающего контроля надежности нефтегазовых объектов: «Нефтегазовый терминал» Юбилейный выпуск, – М., 2007.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ТОВАРНОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

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 приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

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, связанным 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 транспортное положение по их окончании. Большим преимуществом установки

является ее мобильность. Обслуживают установку два-три оператора. Ее производительность – очистка резервуаров объемом 5 000 метров 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 товароборот. 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 механических примесей, 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 макси-

мальная 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 метров.

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:

1. Улучшение экологической обстановки, связанное со снижением степени загрязнения окружающей среды;
2. Снижение количества отходов, подлежащих захоронению или сжиганию;
3. Сокращение площадей, отводимых под захоронение нефтеотходов;
4. Исключение необходимости сливов отработанных моющих составов и использования стационарных очистных сооружений;

3) Социальный эффект:

5. Улучшение условий труда рабочих, снижение профтехзаболеваний;
6. Создание новых рабочих мест;
7. 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, – М., 2006.
2. Штин И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС // Трубопроводный транспорт нефти. Приложение. – М., 2001. – № 12. – С. 6 – 9.

ВНЕДРЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БЕЗАВАРИЙНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ СРЕД

Р.Е. Терещенко

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

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

Ньютоновские 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 де-

формаций 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 - Stabilite 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.

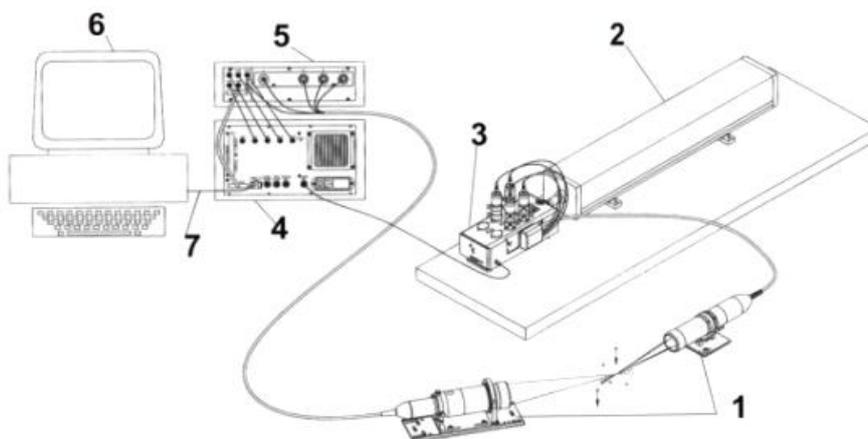


Рис. 1. LDV System (Stabilite 2017)

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

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 ньютонов-

ской. 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.

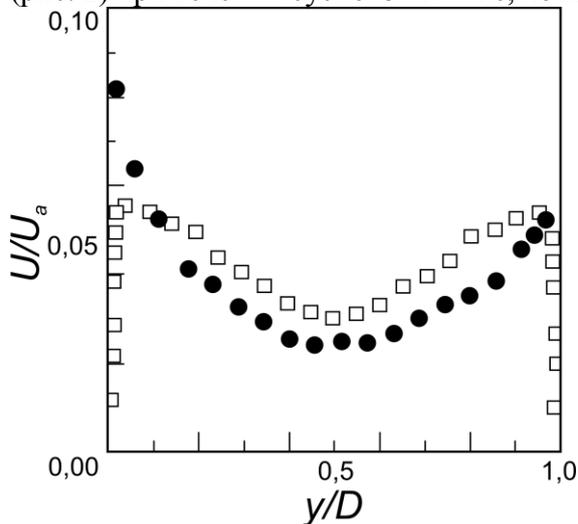


Рис. 2. Относительная тангенциальная интенсивность турбулентности

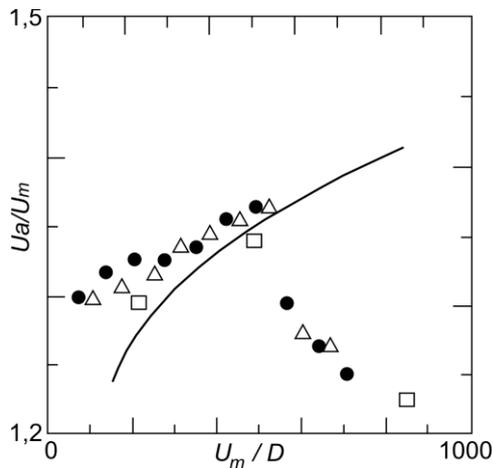


Рис. 3. Результаты измерения скорости на оси для течения прозрачной неньютоновской суспензии в стеклянной трубе

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.

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 $\tau \ll \delta$. Ив этом случае видно достаточно хорошее соответствие теоретических и опытных данных.

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

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 // Hydratotransport 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.

СТУДЕНТЫ

СОЗДАНИЕ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

А.Ф. Бархатов

Научный руководитель доцент В.И. Хижняков

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

Актуальность. В современных условиях защита от коррозии подземных стальных трубопроводов является одним из важнейших способов обеспечения их безотказной работы. Протяженность магистральных трубопроводов (МТ) для транспорта нефти и газа в России в настоящее время достигает 220 тыс. км, из них 60 % магистральных газопроводов (МГ) [1].



а)



б)

Рис. 1. Аварийные разрушения на магистральном газопроводе «Ямбург-Елец 1» по причине стресс-коррозии

Анализ результатов коррозионных обследований и внутритрубной диагностики МГ показывает, что доля коррозионных дефектов на внутренней поверхности не превышает 6 %, остальные 94 % коррозионных и стресс-коррозионных дефектов находятся на внешней поверхности трубопровода 68,3 % – в виде стресс-коррозионных трещин [1]. Доля аварий на МГ по этой причине достигает 41,93 % от общего количества [2, 3]. Так в ООО «Севергазпром» аварии по причине стресс-коррозии составляют почти 70 %, а в системе МГ ООО «Сургутгазпром» – до 40 % от общего числа аварий [3]. Аварийное разрушение на МГ «Ямбург-Елец 1» по причине стресс-коррозии представлено на рис. 1.

Научная новизна. Установлено, что стимулятором образования стресс-коррозионных трещин является неправильно выбранный режим катодной защиты. В результате это приводит к образованию аварийных ситуаций по причине развития стресс-коррозионных трещин [4, 5].

Так 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 $O_2 + 2H_2O + 4e \rightarrow 4OH^-$, поступающими от станции катодной защиты (СКЗ), а не электронами кристаллической решетки стенки трубопровода. Однако на практике значения защитных потенциалов превышают до разрешенного ГОСТ Р 51164-98 потенциала минус 3,5 В по м.с.э. (медно-сульфатный электрод сравнения) (с омической составляющей) или минус 1,15 В по м.с.э. (поляризационной), чтобы избежать режима недозащиты при неудовлетворительном состоянии изоляции. При превышенном режиме катодной защиты на защищаемой поверхности трубопровода протекает катодное разложение воды с образованием водорода $4H_2O + 4e \rightarrow 2H_2 \uparrow + 4OH^-$, который проникает в кристаллическую решетку стенки трубопровода и приводит к наводороживанию стенки трубопровода.

Выделяющийся при катодном разложении воды водород (рис. 2), 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» [4, 5]. Далее под воздействием внешних напряжений образуются трещины, перпендикулярно направлению главных напряжений (кольцевых напряжений). В заключительной стадии трещины связываются (соединяются) через транскристаллитные трещины, которые возникли под действием напряжений.

Таким образом, когда $j_{к.з.}$ (плотность тока катодной защиты) меньше $j_{пр.}$ (плотность предельного тока по кислороду), на поверхности трубопровода протекает электрохимическая коррозия. Стресс-коррозионные дефекты образуются, когда $j_{к.з.}$ превышает $j_{пр.}$ более, чем в 10 раз. Оптимальным и эффективным режимом катодной защиты было принято значения критерия в пределах $3 \leq j_{к.з.}/j_{пр.} \leq 8$.

В этом случае коррозионный процесс подавляется до значений 0,007...0,01 мм/год и заметного увеличения содержания водорода в трубных сталях 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 [4, 5].

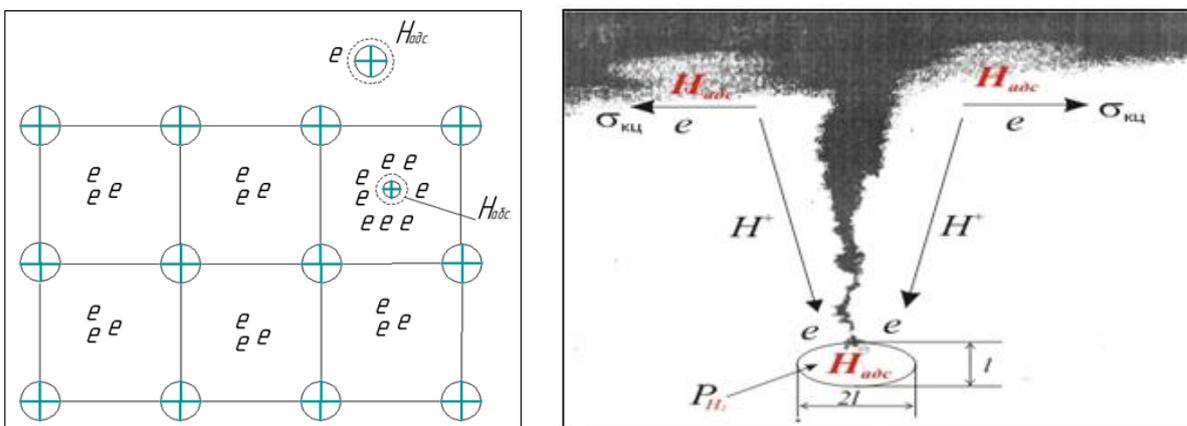


Рис. 2. Механизм проникновения водорода во внутреннее строение сталей

На кафедре Транспорта и хранения нефти и газа был разработан комплекс для диагностики и оптимизации электрохимзащиты стальных подземных сооружений «Магистраль-1» (рис.3).



Рис. 3. Комплекс для диагностики и оптимизации электрохимзащиты стальных подземных сооружений «Магистраль-1»

Комплекс предназначен для повышения эффективности диагностики и оптимизации электрохимзащиты магистральных стальных трубопроводов подземных стальных сооружений согласно ГОСТ 9.602-2005. Параметры, определяемые комплексом: потенциал катодной защиты, потенциал поляризации, ток поляризации, плотность тока защиты, удельное сопротивление грунта, кислотность грунта. Комплекс в целом представляет собой мобильный переносной прибор, содержащий собственно прибор (1), зонд (2), солнечную батарею (3), футляр (4) с ремнем и ноутбук (5).

Практическая значимость. В результате исследований созданы условия для широкого внедрения в практику коррозионного мониторинга подземных стальных трубопроводов аппаратно-программного комплекса «Коррозия» 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.

Разработан комплекс для диагностики и оптимизации электрохимзащиты стальных подземных сооружений «Магистраль-1». Это модифицированный вариант комплекса «Коррозия». «Магистраль-1» позволяет помимо оценки режимов катодной защиты оценивать удельное электрическое сопротивление грунта и кислотность грунта, тем самым позволяет проводить комплексное обследование трасс магистральных газопроводов и выдавать заключение о коррозионной активности грунта в соответствии с ГОСТ 9.602-2005, а также оценивать режимы катодной защиты и прогнозировать развитие коррозионных и стресс-коррозионных процессов на стенке магистрального трубопровода.

Обследование трассы магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро–Судженск». В момент проведения работ на нефтепроводе «Александровское – Анжеро–Судженск» ОАО «Центрсибнефтепровод» на СКЗ № 15 был установлен защитный потенциал $-2,35$ В м.с.э. (с омической составляющей). Было выявлено, что в точке дренажа величина плотности защитного тока превышает плотность предельного тока по кислороду более чем в 100 раз (средняя плотность тока по кислороду – $0,636$ А/м²). По мере удаления от точки дренажа по трассе, это отношение уменьшилось до 80. В связи со значительным сроком эксплуатации этого трубопровода, возможно, предположить, что существует вероятность значительной степени наводороживания стенки трубы и зарождения коррозионных трещин.



Рис. 4. Значение защитного потенциала и значение тока катодной защиты на 764 км нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск»

26.05. 2010 г. при обследовании трассы магистрального нефтепровода на 764 км был установлен защитный потенциал $-1,66$ В м.с.э. рис. 4. Было выявлено, что в точке дренажа величина плотности защитного тока превышает плотность предельного тока по кислороду более чем в 34 раза (средняя плотность тока по кислороду – $0,28$ А/м²). При увеличении защитного потенциала до величины $-2,23$ В м.с.э. (с омической составляющей) величина плотности тока катодной защиты превысила плотность предельного тока по кислороду в 100 раз.

Рекомендуется с помощью этого комплекса оценивать существующие режимы катодной защиты и коррозионную активность грунтов трасс магистральных га-

зопроводов на дочерних предприятиях ОАО «Газпром» и в случаях, когда имеет место режим перезащиты, снизить значение защитного потенциала до безопасного по данной методике с учетом действующего ГОСТ Р 51164-98. При обнаружении высокой коррозионной активности грунтов на стадии проектирования рекомендуется изменить направлении трассы трубопровода если это сделать невозможно, то рекомендуется применить методы искусственного улучшения грунтов.

Для оценки экономического эффекта за счет уменьшения потерь газа примем, что использование предлагаемого комплекса в трассовых условиях позволит предотвратить одну аварию. Так, например, коммерческие убытки от простоя МГ «Ямбург-Елец 1» (эксплуатирующая организация ООО «Газпром трансгаз Югорск») составляют 2,020 млн. руб. (производительность 90 млн. м³, время простоя 2 сут., тариф за транспортировку газа 11,23 руб · 1000 м³ / 100 км). Убытки от потерь транспортируемого продукта (стравливание газа на ремонтируемом участке) составляют 7,43 млн. руб. (объем стравливаемого газа, 2723 тыс. м³ (при $D_{вн} = 1394$ мм, $P_{ср} = 5,9$ МПа, $L = 30$ км, стоимость 1000 м³ газа 2753 руб). Таким образом, использование комплекса позволит уменьшить потери эксплуатирующей организации на сумму порядка 9,69 млн. руб. без учета затрат связанных ликвидацией последствий аварии, который может составлять десятки миллионов рублей.

Самостоятельность проведенных исследований и разработок. Был проведен сбор фактического материала, анализ данных по аварийным разрушениям по причине стресс–коррозии. Автор принимал непосредственное участие в комплексном обследовании систем противокоррозионной защиты действующих магистральных трубопроводов, а также при разработке коррозионно-индикаторного зонда.

Литература

1. Бархатов А.Ф. Механизм коррозионного растрескивания под напряжением сталей магистральных газопроводов // Наука. Творчество. Инновации: материалы студенческой научно-практической конференции с международным участием. – Мелеуз, 2010. – С. 14 – 16.
2. Бархатов А.Ф. Модель стресс – коррозионных разрушений действующих магистральных нефте – газопроводов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (том II). – Томск, 2010. – С. 215 – 217.
3. Бархатов А.Ф. Пути снижения стресс-коррозионной повреждаемости действующих нефтегазопроводов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2009. – С. 596 – 597.
4. Способ определения продолжительности периода до образования стресс-коррозионных трещин в стальных трубопроводах: пат. 2341589 Рос. Федерации G 01 №17/00; заявл. 21.02.2007; опубл. 20.12.2008, Бюл. № 19. – 8 с.
5. Способ катодной защиты подземных стальных трубопроводов: пат. 2308545 Рос. Федерация. № 2006118444/02; заявл. 29.05.2006; опубл. 20.10.2007, Бюл. № 4. – 3 с.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗКАХ

А.А. Герасименко

Научный руководитель доцент К.А. Вансович

Омский государственный технический университет, г. Омск, Россия

Для трубопроводов и резервуаров, исчерпавших проектный срок эксплуатации, актуальными являются проблемы оценки их текущего технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса эксплуатации. Индивидуальное прогнозирование ресурса позволяет предупреждать возможные отказы и правильно планировать режимы эксплуатации.

На работоспособность труб существенное влияние могут оказывать циклические нагрузки, вызванные воздействием неустановившихся режимов перекачки вследствие переключения или остановки насосов или станций. Циклические дефор-

магии в резервуарах возникают в результате работы насосных станций, изменения давления и температуры перекачиваемого продукта, биений, изменения режимов перекачки и т.д. Несущая способность и герметичность резервуаров зависят как от числа циклов нагружения, так и от амплитуды нагрузок, которая связана с режимом работы резервуаров. Эта амплитуда наибольшая при работе резервуаров в режиме приема-отпуска. При этом в 60% случаев уровень заполнения составляет 85...90% от максимального допустимого. Значительно меньше амплитуда изменения гидростатического давления у резервуаров, работающих в режиме подключенные: в 80% случаев уровень их заполнения равновероятен в интервале 46...70% от максимального допустимого взлива.

В результате во всех точках конструкции, в том числе и в месте локального дефекта в виде поверхностной несквозной трещины, возникают переменные напряжения, изменяющиеся по пульсирующему циклу. Очевидно, что из-за влияния на долговечность труб и резервуаров выше перечисленных факторов, очаги зарождения трещин и реальные размеры дефектов необходимо выявлять на ранней стадии их развития с применением методов неразрушающего контроля. Если форма и размеры трещины известны, то можно прогнозировать остаточный ресурс трубопровода с таким дефектом при известной программе предстоящих нагружений трубопровода и резервуара.

Значительные успехи в области кинетики усталостных трещин связаны с использованием понятий линейной механики разрушения. При одноосном нагружении кинетика усталостных трещин нормального отрыва удовлетворительно описывается формулой Пэриса: (1), где C , n – механические характеристики материала; a – размер трещины; N – число циклов нагружения; $\Delta K_I = K_{I_{max}} - K_{I_{min}}$ – размах коэффициента интенсивности напряжений.

Существенной особенностью поверхностные трещины магистральных трубопроводов и резервуаров является то, что они находятся в условиях двухосного нагружения в поле продольных - $\sigma_{пр}$ и кольцевых – $\sigma_{кц}$ напряжений. От вида напряженного состояния зависят не только условия текучести, но и все важные характеристики металлов – прочность, предельная пластичность, ударная вязкость и др. Однако формула Пэриса не учитывает двухосность напряженного состояния, в котором находятся реальные поверхностные трещины.

В ОмГТУ проводятся исследования кинетики развития трещин, развивающихся по типу нормального отрыва на стадии стабильного роста при двухосном нагружении. Двухосность нагружения достигалась испытанием образцов крестообразной формы с толщиной рабочей части 10 мм, на который наносился концентратор и наклеивались тензорезисторы для измерения напряжений. На рисунке 1 показано приспособление для испытания крестообразных образцов при двухосном растяжении.

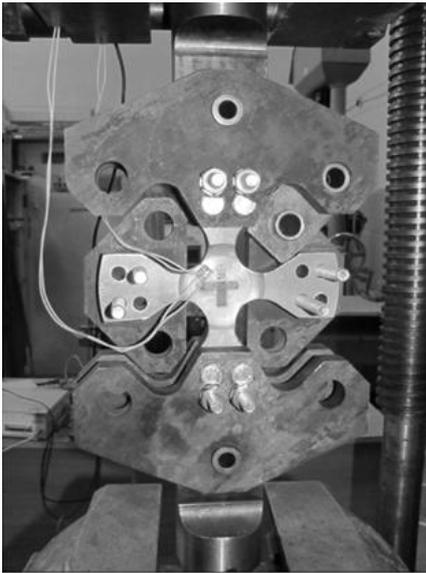


Рис. 1. Установка с образцом для двухосных испытаний в разобранном виде

Были проведены испытания на двухосное растяжение, растяжение – сжатие и одноосное растяжение (рис.2). Степень двухосности нагружения, определяемая величиной $\lambda = \sigma_{пр} / \sigma_{кц}$ была близка к величинам $\lambda = -1, 0, 1$. Во всех случаях фронт трещин в процессе ее развития был близок к полукругности.

Можно сделать вывод, что при растяжении – сжатии наблюдается значительное увеличение длительности роста трещин и ее уменьшение при двухосном растяжении. Диаграммы зависимости размера усталостной трещины являются основными для дальнейших исследований. Скорость роста трещины da/dN определяется графическим дифференцированием (рис. 3).

Величина размаха коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I вычислялась по формуле Ирвина, в которой учитывались только растягивающие напряжения:

$$\Delta K_I = 1,1 \cdot \sigma_T \cdot \sqrt{\frac{\pi \cdot a}{Q}}, \quad Q = 1 + 1,46 \cdot \left(\frac{a}{c}\right)^{1,65}, \quad (2)$$

где σ_T - предел текучести, a - длина малой полуоси полуэллиптической поверхностной трещины, c - длина большой полуэллиптической поверхностной трещины.

На рисунке 4а представлены кинетические диаграммы для различных видов нагружения. Прямые линии, построенные по формуле Ирвина, не совпадают, что свидетельствует о влиянии двухосности нагружения на скорость роста трещины.

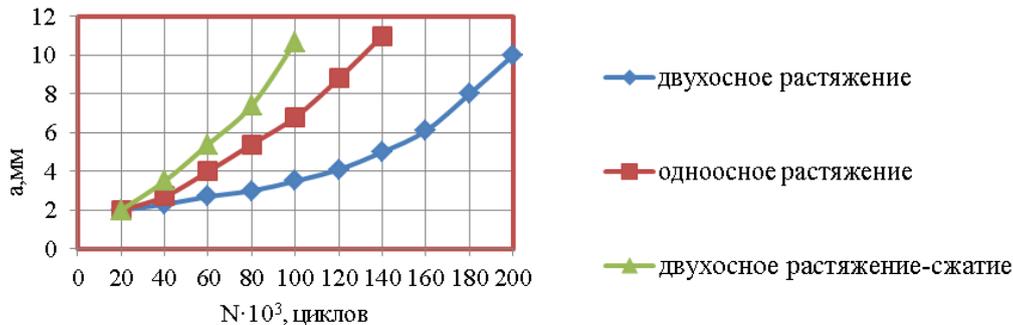


Рис. 2. Зависимости длины малой полуоси трещины от числа циклов нагружения

Для объяснения результатов двухосных испытаний, сделано предположение о том, что скорость роста трещины зависит как от величины коэффициента интенсивности напряжений ΔK_I , так и от степени двухосности напряженного состояния λ , выраженного функцией $f(\lambda)$.

Тогда зависимость между скоростью роста трещин и коэффициентом интенсивности напряжений можно представить в виде, аналогичном формуле Пэрриса:

$$\frac{da}{dN} = C(\sqrt{1 + k\lambda} \Delta K_I)^n \quad (3),$$

где k – коэффициент, учитывающий восприимчивость материала к двухосному нагружению.

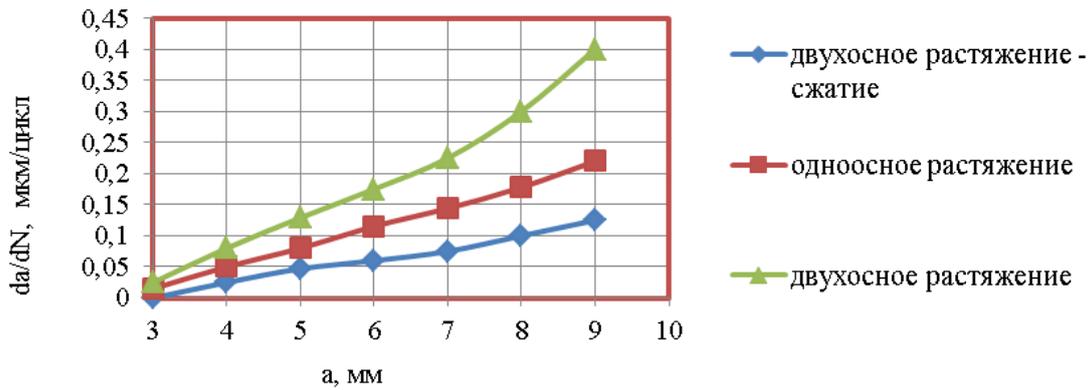


Рис. 3. Скорость роста трещины в зависимости от размера трещины

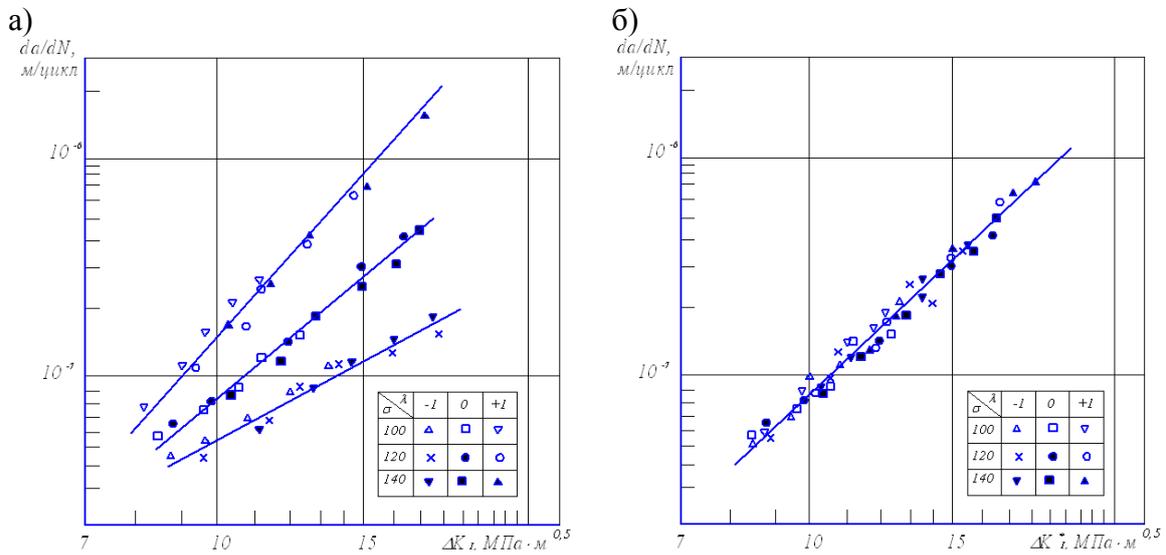


Рис. 4. Влияние вида нагружения на кинетические диаграммы усталостного разрушения

Свидетельством правильности такого подхода является тот факт, что на кинетической диаграмме в логарифмических координатах построенной по формуле 3 для всех видов нагружения, получается единая прямая линия, которая учитывает степень двухосности нагружения (рисунок 4б).

Интегрируя дифференциальное уравнение (3) по размеру трещины, в предположении, что рост трещины продолжается до критического значения коэффициента интенсивности напряжений K_{IC} , либо до того момента, когда глубина поверхностной трещины станет равной толщине стенки трубопровода получаем общую формулу для определения остаточного ресурса:

$$N^* = \int_{a_0}^{a=\delta} \frac{da}{f(\Delta K, C, n, k, \lambda)}, \quad (4)$$

где a_0 – зафиксированный размер трещины; δ – толщина стенки трубы; N^* – число циклов нагружения трубопровода до разрушения.

Прологарифмировав уравнение Пэриса для одноосного нагружения, получим константы C, n , являющиеся механическими характеристиками материала.

Покажем на примере участка с нефтепродуктами от резервуара до насосной станции, применимость разработанной методики оценки остаточного ресурса трубопровода и резервуара с поверхностной трещиной.

В результате диагностики в подводящем трубопроводе в приемо-раздаточном патрубке обнаружены поверхностные трещины глубиной 1 мм, длиной 6мм, на внешней и внутренней стороне патрубка.

Для расчета напряжений в месте врезки приемо-раздаточного патрубка, необходимо:

- в программном комплексе ANSYS смоделировать резервуар и сгенерировать конечно-элементную сетку;
- создать жесткое закрепление по нижней кромке, по боковым кромкам ограничить перемещения по осям;
- в узле, который принимается за место врезки патрубка, приложить единичную силу;
- произвести расчет и определить перемещения в узле, в котором была приложена сила;
- в программном комплексе BENTLYAUTOPIPE, предназначенном для расчета напряжений и деформаций трубопровода, необходимо построить часть технологической схемы от насосной до резервуара, задать начальные параметры (давление, температура), расставить необходимые стойки и арматуру;
- в месте врезки трубопровода в резервуар задать жесткость, как величину обратную податливости, полученной в ANSYS;
- произвести расчет напряжений в трубопроводе, рисунок 5;
- полученные значения напряжений подставить в формулы 2, 4.

Следует иметь ввиду, что трещина на внешней стороне отвода находится в условиях двухосного растяжения, на внутренней - в условиях двухосного растяжения сжатия.

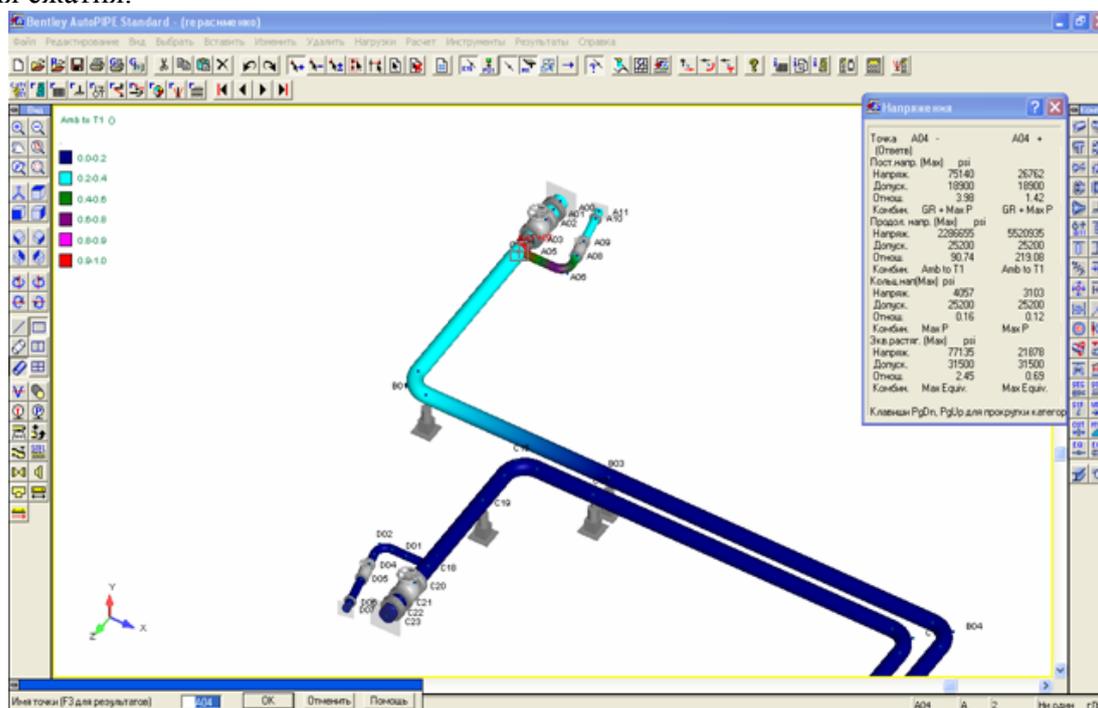


Рис. 5. Напряжения в приемо-раздаточном патрубке

Таблица

**Результаты расчета числа циклов до разрушения
приемо-раздаточного патрубка (ПРП)**

Дефект	Число циклов до разрушения по формуле Пэриса	Число циклов до разрушения с учетом степени двухосности напряженного состояния
на внешней стороне отвода в ПРП	521969	444877
на внутренней стороне отвода в ПРП	521969	620983

На рассмотренном примере хорошо показана важность учета двухосных напряжений, подтверждена правильность методики и полученных диаграмм.

Литература

1. Броек Д. Основы механики разрушения. – М.: Высшая школа, 1980. – 368 с.
2. Вансович К.А., Карасев А.В. К вопросу об исследовании кинетики роста трещин при двухосном нагружении / К.А. Вансович, А.В. Карасев // Вопросы динамики и прочности машиностроения. – М., 1983.
3. Гареев А.Г., Латыпова Г.И. Прогнозирование остаточного ресурса нефтегазового оборудования, эксплуатирующегося в условиях циклического нагружения / А.Г. Гареев, Г.И. Латыпова. // Нефтегазовое дело. – М., 2006.
4. Нагаев Р.З., Ценев Н.К., Шамазов А.М., Вдовин Е.А., Лукашук Ю.В. Влияние дефектов на режимы и сроки безопасной эксплуатации трубопроводов и резервуаров. – М.: Нефтегазовое дело, 2003.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ ВИХРЕВОЙ ХИМИЧЕСКИ РЕАГИРУЮЩЕЙ
УГЛЕВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ В ТРУБОПРОВОДЕ С КРИВОЛИНЕЙНОЙ
ГРАНИЦЕЙ**

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 (см. рис.). Предполагается, что течение является вращательно-симметричным, внешние массовые силы отсутствуют, теплофизические условия, плотность ρ и коэффициент динамической вязкости μ постоянны.

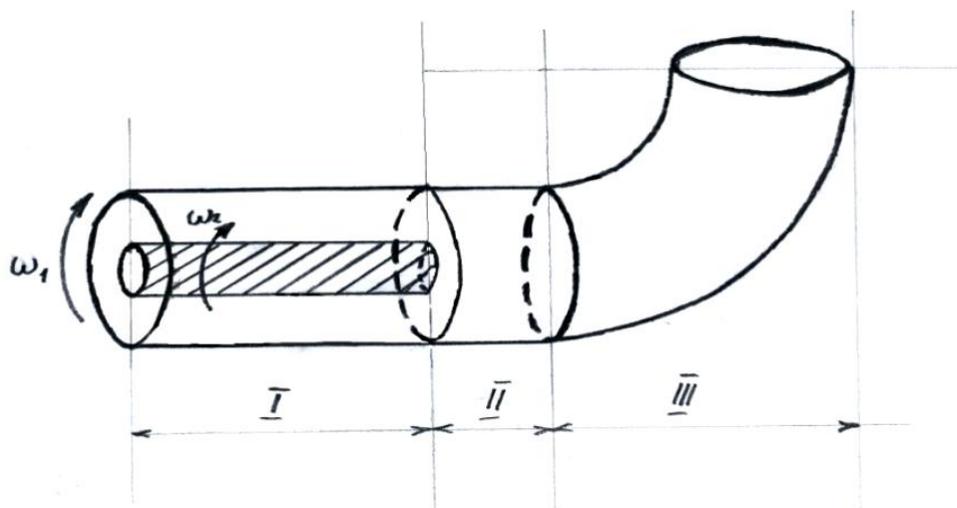


Рис. Геометрическая схема исследуемого канала

Система определяющих уравнений, включающая уравнения неразрывности и движения в цилиндрических координатах будет иметь следующий вид [2]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (u_r r)}{\partial r} + \frac{\partial u_z}{\partial z} = 0; \quad (1)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial r} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{u_r}{r^2} \right); \quad (2)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_\varphi}{\partial z} + \frac{u_r u_\varphi}{r} \right) = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_\varphi}{\partial z^2} - \frac{u_\varphi}{r^2} \right); \quad (3)$$

$$\rho \left(u_r \frac{\partial u_z}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_z}{\partial z} \right) = -\frac{\partial P}{\partial z} + \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_z}{\partial z^2} \right); \quad (4)$$

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:

$$v = -\frac{z \operatorname{Re} v}{r \sqrt{z^2 + r^2}} + C, \quad r \in [R_1, R_2]; \quad (10)$$

$$C = \frac{1}{2} (\omega_1 R_1 + \omega_2 R_2) + z \operatorname{Re} v \left[\frac{1}{R_1 \sqrt{z^2 + R_1^2}} + \frac{1}{R_2 \sqrt{z^2 + R_2^2}} \right]. \quad (11)$$

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 $v_{i,j}$:

$$\left(\frac{u^{i,j+\frac{1}{2}} + u^{i-1,j+\frac{1}{2}}}{\Delta z} \right) + \frac{1}{r^{j+\frac{1}{2}}} \left(\frac{v^{i-\frac{1}{2},j} - v^{i-\frac{1}{2},j+1}}{\Delta r} \right) = 0; \quad (12)$$

$$u_{i,j} = w_{i,j} + z_{i,j} \left(\frac{\partial P}{\partial z} \right); \quad (13)$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{u_r}{r^2} \right) - \rho \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} + u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right); \quad (14)$$

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \theta(r, z); \quad (15)$$

$$\theta'_z = \frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial r} = \mu \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 u_r}{\partial z^2} - \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{u_r}{r^2} \right) \right) - \rho \left(\frac{\partial}{\partial z} \left(u_r \frac{\partial u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(u_z \frac{\partial u_r}{\partial z} \right) \right); \quad (16)$$

$$\frac{\partial}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \frac{\partial P}{\partial z} = \theta'_z; \quad (17)$$

$$\Pi_{i+1,j} = \Pi_{i,j} + \theta'_z \Delta r_j. \quad (18)$$

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 геометриче-

скими 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 реламинаризации 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. Крашенинникова С.Ю. – М.: Мир, 1987. – С. 20 – 70.
2. Харламов С.Н. Алгоритмы при моделировании гидродинамических процессов. – Томск: Изд.-во ТПУ, 2008. – 80 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ СО СЖИГАНИЕМ ТОПЛИВА ПРИ ПОСТОЯННОМ ОБЪЕМЕ

А.П. Мошкин

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

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

В связи с развитием газотранспортной системы России встает вопрос о внедрении современных инновационных подходов, позволяющих комплексно использовать производственные ресурсы. Поэтому разработка новых устройств, рассчитанных на длительную и долговечную эксплуатацию, является актуальной задачей современных научно-инженерных решений, в основе которых все чаще начинают появляться различные компьютерные продукты, примером которой может служить пакет конечно элементного анализа ANSYS [2].

В связи с активным развитием газотурбинных установок (ГТУ) пульсирующего типа, в данной статье будут представлены результаты анализа распределения теплового потока в камере сгорания указанной ГТУ, а также анализа напряженно деформированного состояния камеры сгорания. Данные виды анализа были проведены в программе ANSYS. По результатам проведенных анализов были разработаны практические рекомендации по рационализации конструкции камеры сгорания ГТУ пульсирующего типа.

Несомненно, ГТУ состоит из великого множества приборов, компонентов и деталей. Для вышеприведенных анализов мною была выбрана камера сгорания, поскольку она является объектом ГТУ, подверженным наибольшим температурам. Чтобы провести данные анализы, необходимо провести оценочный тепловой расчет идеального (без учета трения) цикла установки ГТУ-6ПГ. Принимаем в первом приближении, что воздух подчиняется законам идеального газа в пределах параметров работы ГТУ.

Точка 1. Принимаем параметры точки 1 равные параметрам окружающей среды.
 $T_1 = 293,15 \text{ K (} 20^\circ\text{C)}$; $P_1 = 0,987 \cdot 10^5 \text{ Па}$.

Объем V_1 найдем из уравнения газового состояния $PV = RT$:

$$V_1 = \frac{R \cdot T_1}{P_1} = \frac{286,9 \cdot 293,15}{0,987 \cdot 10^5} = 0,852 \text{ м}^3 / \text{кг}$$

где $R = 286,9$ Дж/кг·град — газовая постоянная для 1 кг воздуха.

Точка 3. Давление в точке 3:

$$P_3 = \frac{R \cdot T_3}{V_3} \Rightarrow T_3 = \frac{V_3 \cdot P_3}{R}$$

Точка 4. Процесс 4-1 изобарный, следовательно

$$P_4 = P_1 = 0,987 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Рассмотрим адиабатный процесс расширения 3-4.

$$P_3 \cdot V_3^k = P_4 \cdot V_4^k \Rightarrow P_3 = \frac{V_4^k \cdot P_4}{V_3^k}$$

где $k = 1,4$ — показатель адиабаты для 2-атомного газа (воздуха).

Из соотношения $P_4 \cdot V_4 = R \cdot T_4$ находим объем в точке 4.

$$V_4 = \frac{R \cdot T_4}{P_4}.$$

Соответственно,

$$P_3 = P_4^{1-k} \cdot \left(\frac{T_4 \cdot R}{V_3} \right)^k \Rightarrow T_3 = T_4^k \cdot R^{k-1} \cdot (P_4 \cdot V_3)^{1-k} = 1082,26 \text{ К} \quad [1]$$

Для выполнения анализа в программе ANSYS мною для простоты эксперимента был взят полый цилиндр, закрытый с обеих сторон (рис. 1). Высота цилиндра была выбрана равной $h = 0,5$ м, внутренний радиус $r = 0,15$ м, а толщина стенки $\delta = 0,01$ м. Следовательно давление в камере сгорания:

$$P_3 = \frac{T_3 \cdot R}{\pi \cdot r^2 \cdot h} = \frac{1082,26 \cdot 286,9}{3,14 \cdot 0,14^2 \cdot 0,5} = 10,09 \text{ МПа}$$

Рассчитанное давление будет принято в качестве давления на внутренние стенки капсулы для расчета ее НДС.

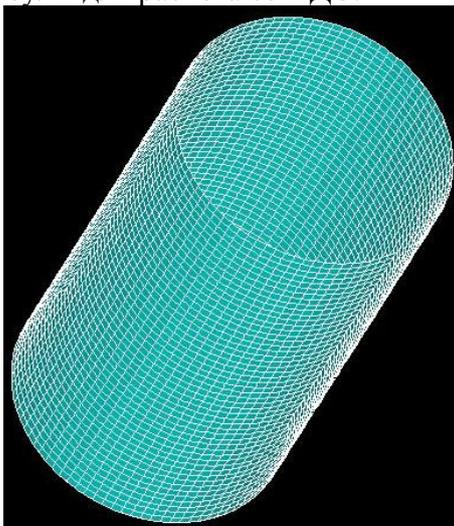


Рис. 1. Модель капсулы для сгорания топлива

Далее проводился расчет напряженно-деформированного состояния капсулы при данном внутреннем давлении. Результаты нагружения представлены на рис. 2. Проведенный расчет показал, что при сгорании топлива в камере сгорания ГТУ пульсирующего типа, наибольшие нагрузки испытывает центральная часть камеры, что должно быть учтено в процессе изготовления самих камер и обечаек, защищающих капсулы от разрыва. Данные результаты позволят увеличить надежность камер сгорания, следствием чего явится то, что они будут способны выдерживать большее давление, а касательно термодинамики, и большую температуру, что позволит увеличить КПД установки и снизить количество выбросов в атмосферу.

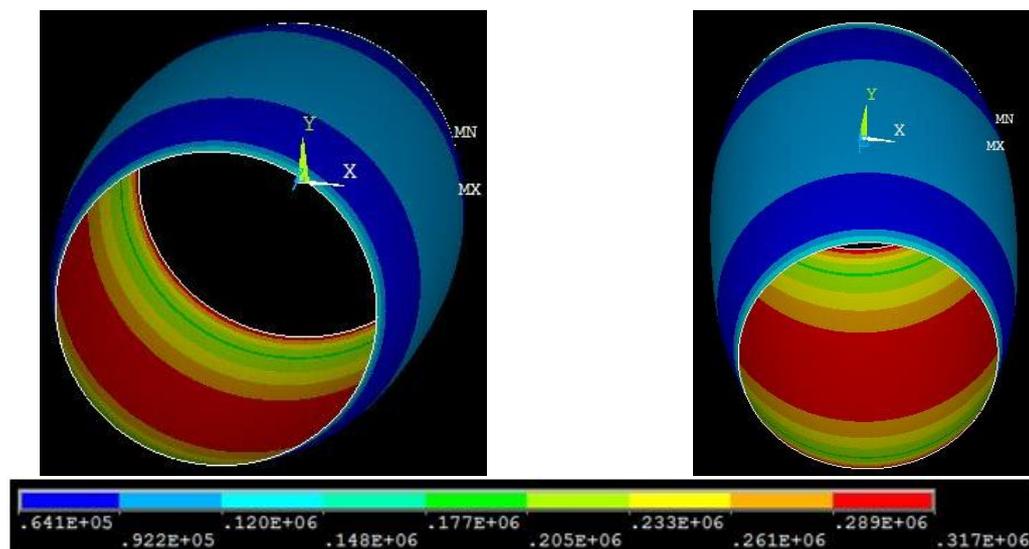


Рис. 2. НДС модели при внутреннем давлении 10 МПа

Для выполнения анализа распределения теплового потока в камере сгорания был использован не сам пакет ANSYS, а программа ANSYS Workbench. Изначально был создан объект (камера сгорания) в виде цилиндра с закрытыми торцами. Поскольку наибольший нагрев испытывают внутренние стенки камеры, а в жизни камера сгорания – это закрытый со всех сторон цилиндр, четверть цилиндра в ANSYS Workbench была удалена. Это позволило видеть степень нагрева не только внешних, но и внутренних стенок камеры сгорания.

Поскольку конструктивно форсунка находится в центре боковой поверхности камеры сгорания (цилиндра), то температура на внутренней боковой поверхности была принята равной 1200 °С. На внутренние торцевые стенки камеры была приложена температура 900 °С. На всю же внешнюю поверхность камеры сгорания была приложена температурная нагрузка, равная 22 °С. Далее программным комплексом был выполнен расчет, результаты которого представлены ниже.

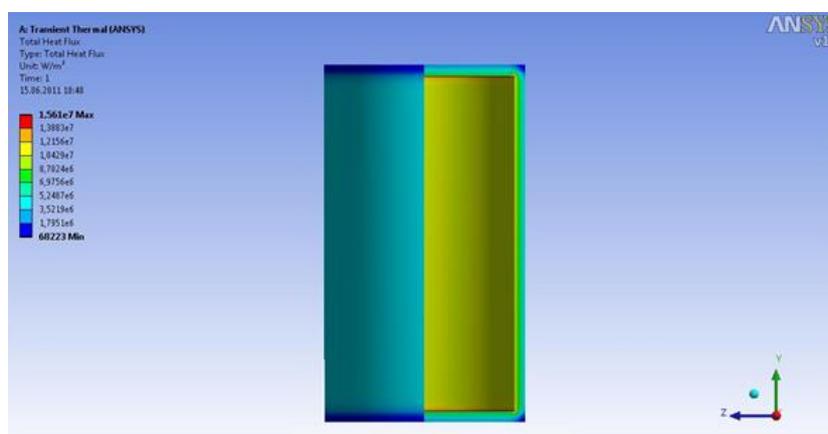


Рис. 3. Графическая интерпретация результатов анализа распределения теплового потока в камере сгорания

На рисунке 3. правая часть цилиндра представляет собой внутреннюю поверхность камеры сгорания, слева же может быть видна внешняя. Как видно из рисунка, внутренняя часть нагревается лишь несколько сильнее, чем внешняя стенка в том же месте камеры.

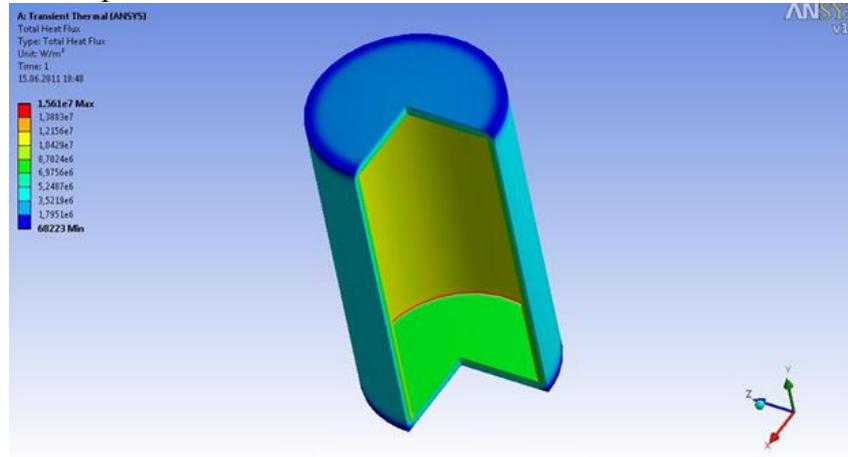


Рис. 4. Графическая интерпретация результатов анализа распределения теплового потока в камере сгорания

На рисунке 4 прекрасно видно распределение температурного потока по корпусу камеры сгорания. Довольно высокая температура нагрева внешней стенки относительно максимально достигнутой температуры говорит о том, что необходимо предпринять дополнительные конструктивные решения по уменьшению степени нагрева камеры сгорания во время ее работы. В противном случае может произойти деформация камеры сгорания и остановки работы всей газотурбинной установки.

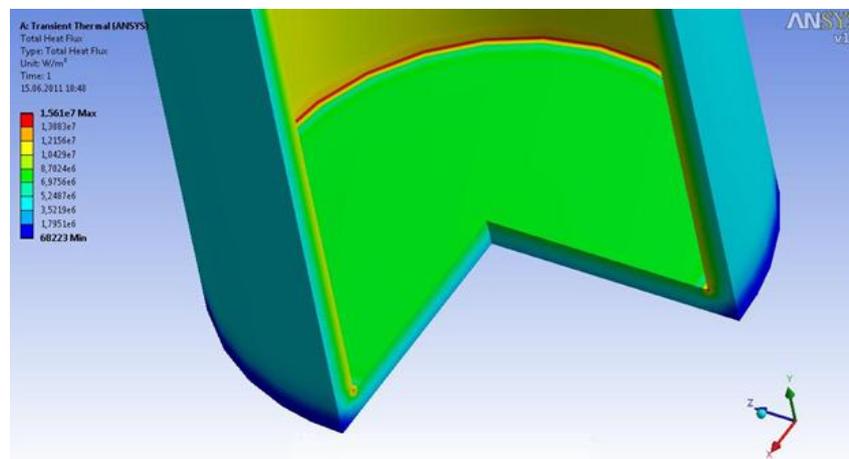


Рис. 5. Графическая интерпретация результатов анализа распределения теплового потока в камере сгорания (область максимального нагрева)

На рисунке 5., который является частью рис. 4., наглядно видно, где находится зона максимального нагрева в камере сгорания. Наивысшая температура достигается в зоне сочленения боковой и торцевой поверхностей камеры. Причиной является отсутствие конвекции непосредственно вблизи этих зон. В результате этого тепло, не имея возможности распространиться в другом направлении, скапливается в данных зонах, создавая места повышенной опасности с точки зрения эксплуатации камер сгорания выбранного типа.

С целью улучшения конвекции внутри камеры сгорания предлагается выполнить отверстия на боковой поверхности камеры вблизи зон с наибольшими температурами. При помощи перфорированных отверстий будет происходить температурное перераспределение внутри камеры сгорания и, тем самым, снижение температуры в наиболее нагретых участках камеры. При этом должно учитываться несколько факторов:

- Не рекомендуется выполнять отверстия слишком близко к торцевой поверхности камеры, поскольку в таком случае есть вероятность уменьшения прочностных характеристик камеры;
- Не рекомендуется выполнять отверстия слишком близко к центру камеры сгорания (место нахождения форсунки) в целях предотвращения срыва горения;
- Выполнять отверстия круглой формы с целью уменьшения напряжений в металле.

Более того, конвекция в местах соединений боковой и торцевых стенок может быть улучшена путем выполнения закруглений этих угловых соединений. В результате данного конструкторского решения места наибольшего температурного нагружения будут лучше обтекаться газовыми потоками, в связи с чем не будет происходить столь сильного нагрева этих зон.

Для большей наглядности предлагаемые изменения в конструкции камеры сгорания приведены на рисунке 6.

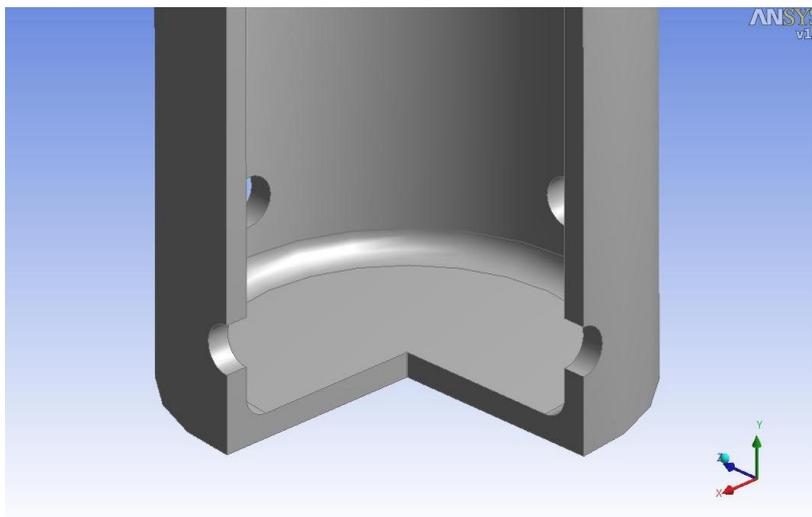


Рис. 6. Графическое изображение предлагаемых изменений в конструкции камеры сгорания

Выводы:

1. Анализ распределения теплового потока в камере сгорания ГТУ пульсирующего типа показал, что зоны, подверженные наибольшему термическому воздействию теплового потока газовой среды, распределены в торцевых частях камеры сгорания на входном и выходном участках.

2. Для снижения температурного воздействия на внутреннюю стенку камеры сгорания, необходимо, при ее проектировании предусмотреть перфорированные отверстия щелевого типа, которые позволяют перераспределить влияние теплового потока на стеки и охладить продукты сгорания путем введения в них вторичного воздуха.

3. Изменение геометрии торцевой части камеры сгорания с угловой на закругленную позволит исключить «застойные», термически перегруженные зоны, и тем самым, перераспределить воздействие температурного поля наиболее равномерно на внутреннюю поверхность камеры сгорания.

Литература

1. Косарев А.В. Газотурбинная установка с конвейерным регенератором и вспомогательным регенеративным контуром // Газотурбинные технологии. – М., 2007. – С. 44 – 46.
2. Олег Фаворский, ГТУ – основа будущей энергетики России. URL: <http://www.combienergy.ru/stat305.html>

АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНЫХ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Т.В. Тихонова

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

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

Обеспечение надежности и безопасности магистральных трубопроводов является главной задачей предприятий, эксплуатирующих трубопроводный транспорт. Это во многом зависит от результатов анализа отказов и разрушений в системе магистрального транспорта. И только комплексный подход к данному вопросу, учитывающий специфику района прохождения трубопроводной трассы сможет дать реальную картину причин, приводящих к нарушению устойчивого режима эксплуатации.

Проведем анализ аварийных ситуаций на примере эксплуатации магистрального газопровода «СВГКМ* – Мастах – Берге – Якутск», проложенный на территории Республика Саха (Якутия) за период с 1970 по 2010 год (*СВГКМ – Средневилюйское газоконденсатное месторождение).

Особенностью данной газотранспортной системы являются сложные условия эксплуатации. Резко континентальный климат отличается продолжительным зимним (от 6,5 до 8 месяцев) и коротким летним периодами. Средняя температура самого теплого месяца (июля) от 18 до 25 °С, в то время, как средняя температура холодного периода времени года лежит в пределах от -35 до -50°С, что накладывает свою специфику в период строительства и эксплуатации трубопроводной системы. Это обуславливает особенный подход к выбору технологических режимов и выбору условий эксплуатации газопроводов, основного и вспомогательного оборудования.

Для анализа аварийных ситуаций и определения основной доли наиболее значимых причин аварийности на магистральном газопровode «СВГКМ – Мастах – Берге – Якутск» необходимо:

- провести классификацию причин аварийных ситуаций;
- провести распределение аварий на магистральном газопровode в зависимости от причин их возникновения за весь период эксплуатации;
- провести сравнительный анализ полученных данных для определения основных причин, обуславливающих основной вклад в долю аварийных ситуаций.

Учитывая литературные данные [1-5, 7-13] с привязкой к реальным условиям эксплуатации магистрального газопровода «СВГКМ – Мастах – Берге – Якутск», предлагается принять за основу следующую классификацию, представленную на рис. 1.

Сумму всех аварий на магистральном газопровode «СВГКМ – Мастах – Берге – Якутск» с момента начала эксплуатации до 2010 года включительно, примем

за 100 %. Для удобства этот отрезок времени разделим на четыре десятилетних периода.



Рис. 1. Классификация причин аварийных ситуаций

Согласно полученным данным, приведенным на рис. 2 в первый период эксплуатации зарегистрировано 11 % аварий, во второй период - 19 %. Для третьего периода зарегистрировано всего 7 % аварий от суммарной составляющей, что явно является заниженным показателем.

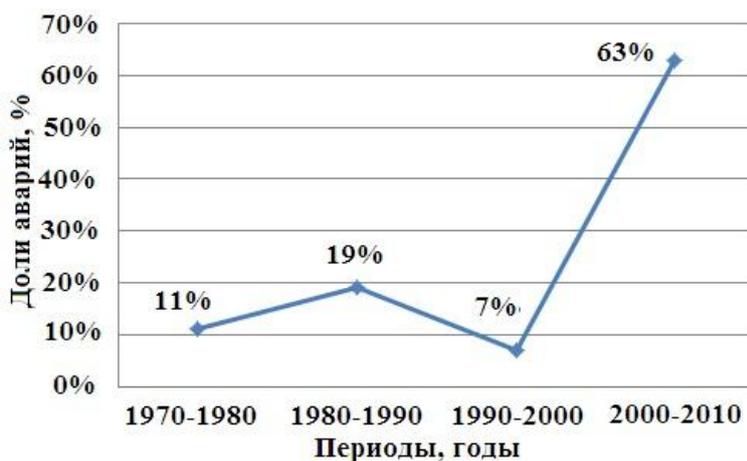


Рис. 2. Динамика доли аварий на магистральном газопроводе «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск» в период с 1970 по 2010 гг.

Вклад аварийных ситуаций за последнее десятилетие в общую суммарную составляющую является максимальным – 63 %.

Полученные данные можно объяснить исчерпанием ресурса эксплуатации линейной части и технологических объектов магистрального газопровода. Для более

детального анализа необходимо выявить влияние наиболее значимых факторов на динамику изменения аварийных ситуаций.

Согласно предложенной классификации, распределение аварий за период с 1970 по 2010 гг., в зависимости от причин их возникновения, представлено на рис. 3.

Наименьшие показатели аварийности 1...3 % характерны для следующих факторов: локальная коррозия, вызванная блуждающими токами (1 % от общего числа аварийных ситуаций) и потери устойчивости при геокриологических изменениях местности (3 %, соответственно).

Как показывает практика эксплуатации магистрального газопровода «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск», разрушения, связанные с локальной коррозией, вызванной блуждающими токами, являются единичными случаями, которые в основном связаны с отсутствием установок электрохимической защиты в местах пересечения трубопровода с линиями электропередач.

Около 80 % трассы от общей протяженности трубопровода, проходит в песчаных грунтах, где разность потенциалов мала и составляет 0,01 и коррозионные разрушения минимальные.

Потеря устойчивости магистральных газопроводов и газопроводов-отводов в результате геокриологических изменений (3 % от общей доли аварий) обусловлена прохождением части трассы через заболоченные места с разложившимся торфом, наличием мест скопления талых вод, по причине сезонного оттаивания многолетнемерзлых грунтов, которые недостаточно промерзают в зимнее время. Все это приводит к смещению и изменению напряженно-деформированного состояния трубопроводов.

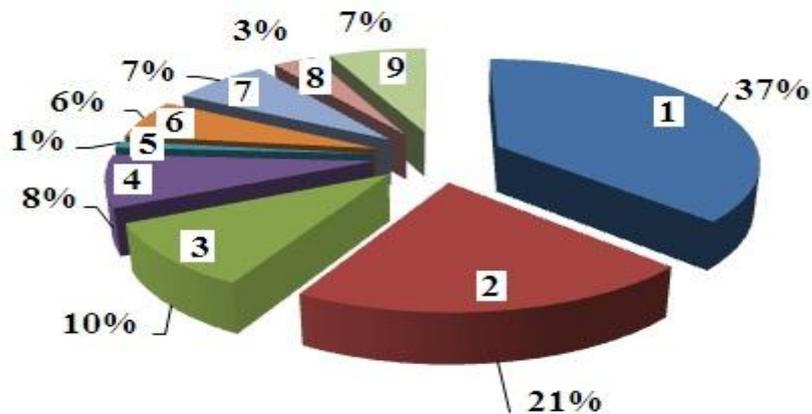


Рис. 3. Распределение аварий на магистральном газопроводе «СВГКМ-Мастах-Берге-Якутск» за период с 1970 по 2010 гг. в зависимости от причин их возникновения:

1 – брак строительно-монтажных работ; 2 – механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах; 3 – нарушение материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией; 4 – коррозия; 5 – локальная коррозия, вызванная блуждающими токами; 6 – металлургические дефекты труб; 7 – стихийные природные явления; 8 – потери устойчивости при геокриологических изменениях местности; 9 – нарушение требований эксплуатации и ошибки персонала

Средние показатели аварийности 6...10 % характерны для следующих факторов: нарушение материалов и конструкций, вызванные их длительной эксплуатацией, коррозия, стихийные природные явления, нарушение требований

эксплуатации и ошибки персонала и металлургические дефекты труб.

Аварийные ситуации по причине нарушение материалов и конструкций (10 %), обусловлены накоплением усталостных напряжений после длительной эксплуатации газопровода более 25 лет, что приводит, в конечном итоге, к их разрушению. Причем, тенденция к ухудшению общего технического состояния линейной части, будет увеличиваться.

Как показывают статистические данные [8, 15] для средней полосы России отказы газопроводов, вызванные развитием коррозии, могут достигать 50 % от общего количества аварийных ситуаций. Но для газопроводов, эксплуатируемых в условиях вечномёрзлых грунтов на территории Республики Саха (Якутия), эти значения находятся в значительно меньших пределах (8 % от общего числа аварийных ситуаций за 40 лет эксплуатации). Это объясняется продолжительным периодом действия отрицательных температур, что находится в соответствии с данными [5-7].

Аварийные ситуации, возникшие в результате воздействия стихийных природных явлений (лесные пожары, наводнения и т.д.) составили 7 %. Их возникновение не закономерно и не прогнозируемо.

Доля аварий по причине нарушений требований эксплуатации и ошибки персонала составляет 7 %, что указывает на недостаточную подготовку обслуживающего персонала и требует от предприятий соответствующего подхода к подбору персонала, периодичности его обучения, переподготовки и повышения квалификации, а также более тщательного контроля при проверке знаний в области промышленной безопасности.

Металлургические дефекты труб и оборудования связаны с несовершенством технологии изготовления труб или их нарушением при изготовлении. Доля аварийных ситуаций, вызванные по этой причине от общего числа аварийных ситуаций от общего числа аварийных ситуаций за весь период эксплуатации газопровода «СВГКМ – Мастах – Берге - Якутск» составила 6 %.

Наибольшая доля аварийных ситуаций определяется следующим: брак при строительно-монтажных работах (37 % от общего объема) и механические повреждения труб машинами и механизмами при земляных работах (21 %, соответственно). Это составляет 58 % от суммы всех аварий. Полученные результаты можно объяснить, используя данные аналитического обзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [15], которые свидетельствуют об отступлении предприятий магистрального транспорта от проектных решений при строительстве и ремонте, несоблюдением технологии сварки, низким уровнем пооперационного контроля качества со стороны должностных лиц и недостаточным техническим надзором за строительством.

Проведенные исследования анализа аварийных ситуаций на магистральном газопроводе «СВГКМ - Мастах – Берге - Якутск» (Республика Саха (Якутия)) позволили выявить следующее:

1. Наибольший вклад в общее количество аварийных ситуаций связан с браком строительно-монтажных работ и механическими повреждениями тела трубы при воздействии на него машинами и механизмами, что указывает на несоблюдение требований проектных решений при строительстве и ремонте трубопроводов.
2. Недостаточный уровень пооперационного контроля качества со стороны лиц ответственных за проведение различных видов работ при строительстве и ремонте трубопроводов.

Для предупреждения возникновения чрезвычайных и аварийных ситуаций и снижения их последствий на магистральном газопроводе, согласно проведенному литературному анализу и полученным данным, комплекс мероприятий, направленных на снижение аварийных ситуаций, может включать следующее:

- 1) Качественная приемка построенных объектов;
- 2) Своевременное проведение профилактических и плановых работ по выявлению дефектов различных видов оборудования, их ремонт или замену;
- 3) Систематическое проведение диагностических работ для выявления изменения напряженно-деформированного состояния трубопроводов и технологического оборудования;
- 4) Контроль, за выполнением правил технической эксплуатации, комплекса мероприятий по повышению технологической дисциплины и увеличения ресурса работы оборудования, качественным и своевременным выполнением аварийно – ремонтных и восстановительных работ;
- 5) Соблюдение требований техники безопасности и охраны труда;
- 6) Проведение регулярного обучения, тестирования и тренировок персонала по специальной программе обучения действиям по локализации и ликвидации аварий, а также способам защиты от поражающих факторов в чрезвычайных ситуациях;
- 7) Обеспечение надлежащего хранения и ведения проектно-сметной и эксплуатационной документации;
- 8) Подбор и использование новых технологий и материалов для обеспечения надежной эксплуатации и бесперебойной перекачки углеводородного сырья.

Соблюдение и выполнение всех этих вышеуказанных пунктов позволит предприятиям сэкономить затраты, связанные с ликвидацией аварийных ситуаций, сохранить жизнь и здоровье сотрудников, не нарушать экологию.

Литература

1. Промышленная безопасность и надежность магистральных трубопроводов / Под ред. А.И. Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2009. – 696 с.
2. Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М., 2010. – №8. – С. 4 – 11.
3. Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера // Газовая промышленность. – М., 2010. – №5. – С. 52 – 53.
4. Большаков А.М., Татаринцов Л.Н. Надежность МГ после 30 лет эксплуатации в условиях Крайнего Севера // Газовая промышленность. – М., 2009. – №2. – С. 28 – 31.
5. Большаков А.М., Голиков Н.И., Сыромятникова А.С. и др. Разрушения и повреждения при длительной эксплуатации объектов нефтяной и газовой промышленности // Газовая промышленность. – М., 2007. – №7. – С. 89 – 91.
6. Гилязов А.А., Большаков А.М., Голиков Н.И. и др. Исследование несущей способности стареющих магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера // Газовая промышленность. – М., 2006. – №1. – С. 38 – 39.
7. Ермоленко Ю.Г., Большаков А.М., Черемкин М.К. и др. О техническом состоянии магистральных газопроводов Якутии // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2003. – №10. – С. 5 – 7.
8. Лисанов М.В., Савина А.В., Дегтярев Д.В. и др. Анализ Российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2010. – №7. – С. 16–22.
9. Лисанов М.В., Сумской С.И., Савина А.В. и др. Анализ риска магистральных нефтепроводов при обосновании проектных решений, компенсирующих отступления от действующих требований безопасности // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2010. – №3. – С. 58 – 66.
10. Медведев В.Н. Анализ уровня эксплуатации и аварийности МГ Северного коридора // Газовая промышленность. – М., 2004. – №6. – С. 13 – 15.
11. Мокроусов С.Н. Проблемы обеспечения безопасности магистральных и межпромысловых нефтегазопроводов. Организационные аспекты предупреждения несанкционированных врезок // Безопасность Труда в Промышленности. – М., 2006. – №9. – С. 16 – 19.
12. Ревазов А.М. Анализ чрезвычайных и аварийных ситуаций на объектах магистрального газопроводного транспорта и меры по предупреждению их возникновения и снижению последствий // УКАНГ. – М., 2010. – №1. – С. 68 – 70.
13. Сунагатов М.Ф., Гумеров К.М. Человеческий фактор в нефтегазовой отрасли // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2009. – № 3(77). – С. 86 – 92.
14. ГОСТ ИСО 9.602-2005Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные Общие требования к защите от коррозии – Введ. 2005–07–22. – М.:Стандартинформ, 2006.
15. Годовые отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. URL: http://www.gosnadzor.ru/osnovnaya_deyatelnost_otchetny.

НАПРАВЛЕНИЕ 14
**ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО
СЫРЬЯ**

АСПИРАНТЫ

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ
ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЙ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)**

Т.Ю. Жарова¹, Е.С. Зеленова²

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко²

¹*Санкт-Петербургский государственный горный институт,
г. Санкт-Петербург, Россия*

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

Поиски, разведка и добыча полезных ископаемых оказывают многократное техногенное воздействие на геологическую среду. Одной из самых серьезных экологических проблем, стоящих сегодня перед российским государством, его гражданами и недропользователями, является проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Попутный нефтяной газ – это газ, существующий вместе с нефтью, он растворен в ней. В России ПНГ сегодня либо сжигается на факеле, либо используется как топливо и ценное газохимическое сырье.

По подсчетам Министерства природных ресурсов РФ суммарный эффект от переработки попутного нефтяного газа в Российской Федерации мог бы составить 362 млрд. рублей в год, однако в настоящее время экономические потери от сжигания попутного нефтяного газа в России составляют ежегодно 139,2 млрд. руб. При этом велики потери, связанные с недополучением более дорогостоящей продукции на предприятиях газохимической промышленности, в том числе продукции, которая может быть экспортирована в другие страны

Актуальность данной научно-исследовательской работы связана с необходимостью утилизации попутного нефтяного газа, т.к. его сжигание приносит колоссальный вред экологии и вследствие этого страна терпит огромные экономические убытки. В 2009 г. вышло Постановление Правительства Российской Федерации, запрещающее с 2012 г. сжигать на месторождениях попутный нефтяной газ, и обязывающее его утилизировать на 95 % [1]. Кроме того, актуальность исследования обусловлена необходимостью соблюдения РФ требований Киотского протокола и мировых принципов Концепции Устойчивого развития.

Цель работы: поиск экономически-эффективного технологического решения проблемы утилизации попутного нефтяного газа в условиях Томской области.

В качестве основных показателей для расчетов и анализа текущей ситуации в Томской области были проанализированы данные по 41 лицензионному участку, которые разрабатываются в Томской области. Рассмотрены основные направления повышения степени утилизации и критерии выбора использования ПНГ. В результате анализа данных по месторождениям были выявлены основные причины нерационального использования попутного нефтяного газа в Томской области.

На территории Томской области ежегодно добывается свыше 2 млрд. м³ попутного нефтяного газа, при этом объем утилизации по всем разрабатываемым лицензионным участкам составляет в среднем за 2007-2009 гг. 70 % (рисунок 1).

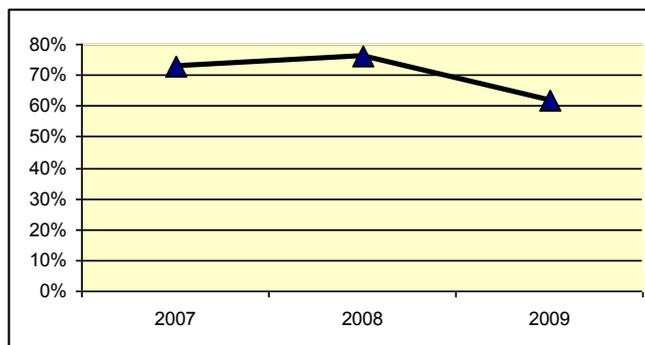


Рис. 1 Уровень утилизации ПНГ на территории Томской области, 2007-2009 гг.

Однако данные об утилизации ПНГ не отражают объективную картину в Томской области. Уровень утилизации по недропользователям весьма различен, а высокий процент утилизации обеспечивается лишь за счет одного крупнейшего нефтегазоконденсатного месторождения – ЛНГКМ, принадлежащего ОАО «Томскнефть» (дочерняя компания ОАО «НК «Роснефть»). На Лугенецком месторождении ежегодно добывается свыше 1 млрд. м³ ПНГ, т.е. половина добываемого попутного газа области. При этом утилизируется на данном месторождении более 95 % добываемого ПНГ, который подготавливается на месторождении и сдается в магистральный газопровод ОАО «Газпром».

На остальных месторождениях Томской области добывается небольшое количество ПНГ, что является основной проблемой утилизации попутного газа. Многие из них сжигают сравнительно небольшие объемы газа, то есть, сами месторождения – относительно небольшие. В Томской области на большинстве месторождениях добывается менее 20 млн. м³ ПНГ, при этом использование попутного газа становится рентабельным при объемах свыше 1 млрд. м³. Информация об объемах добычи и утилизации ПНГ представлена в таблице 1.

Также существенной причиной сжигания ПНГ на факельных установках является удаленность месторождений от развитой инфраструктуры. Подсоединение таких месторождений к газопроводам, подводка их к газоперерабатывающим заводам требуют больших капиталовложений, а недропользователи, как правило, стремятся к минимизации издержек. По данным за 2009 г. только на 3 месторождениях Томской области объем утилизации ПНГ составил более 90 %.

Для более объективной картины использования ПНГ в Томской области были выделены основные недропользователи и прослежена динамика использования ПНГ данными компаниями. Основными нефтегазодобывающими компаниями области являются: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Руснефть», ОАО «Газпром».

Были рассчитаны средняя добыча ПНГ и средний объем утилизации попутного газа по вышеперечисленным недропользователям, в период с 2007 по 2009 гг. ОАО «НК «Роснефть» является лидером по добыче ПНГ в Томской области - 1,9 млрд. м³, при этом средний объем утилизации за три года составил 80 %. На втором месте по добыче ПНГ находится ОАО «Газпром» - 191 млн. м³ ПНГ, при среднем объеме утилизации 6 %. Замыкает тройку лидеров ОАО «Руснефть», добывающая

141 млн. м³ ПНГ и утилизирувавшая в среднем 13,5 % полученного попутного газа. Проследить динамику добычи и утилизации ПНГ в Томской области более наглядно можно по рисункам 2 и 3.

Таблица 1
Зависимость объема утилизации ПНГ от объема добычи на территории Томской области

Категория, млн. м ³ ПНГ	Количество разрабатываемых месторождений	Объем добычи ПНГ, млн. м ³		Объем утилизации ПНГ, %	
		минимальное значение	максимальное значение	минимальное значение	максимальное значение
0-20	34	минимальное значение	0	минимальное значение	0
		максимальное значение	18,2	максимальное значение	99,2
		среднее значение	7,16	среднее значение	28,66
21-40	1	25,7		3,5	
41-60	2	минимальное значение	45	минимальное значение	1,2
		максимальное значение	50	максимальное значение	27
		среднее значение	47,50	среднее значение	14
61-80	1	73,6		71,3	
81-100	1	86,7		3,2	
более 100	2	минимальное значение	105,3	минимальное значение	49
		максимальное значение	1314	максимальное значение	96,4
		среднее значение	119,7	среднее значение	73,2

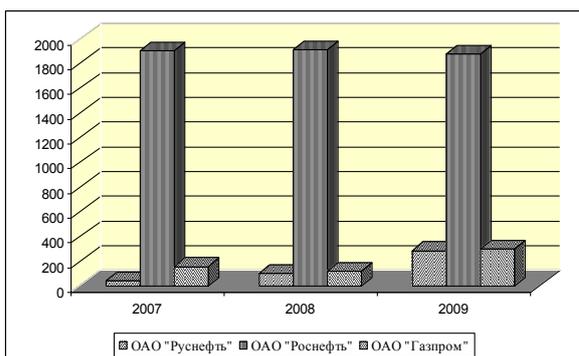


Рис. 2 Объем добычи ПНГ основными недропользователями Томской области

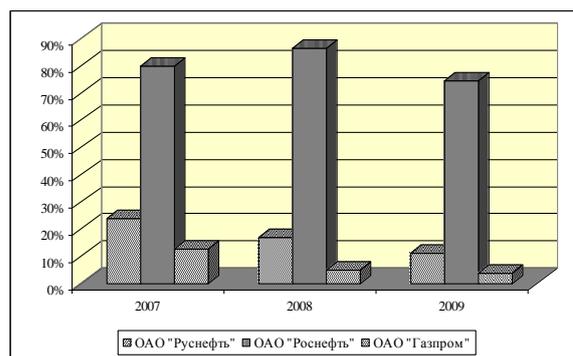


Рис. 3 Объем утилизации ПНГ основными недропользователями Томской области

Рассмотрим возможности применения рассмотренных в предыдущих главах вариантов использования ПНГ в условиях Томской области.

Транспортировка ПНГ на ГПЗ нерентабельна в силу ряда причин. Во-первых, из-за удаленности месторождений от развитой инфраструктуры, во-вторых, из-за

малых объемов добычи ПНГ на большинстве месторождений, в-третьих, из-за низкой цены на ПНГ, которая зависит от газожидкостного состава.

Решением данной проблемы могла бы стать выработка электроэнергии из попутного газа на поршневых и турбинных электростанциях для собственных нужд и реализации потребителям на внешний рынок. Однако если месторождение находится далеко от развитой инфраструктуры, реализация электроэнергии внешним потребителям становится нерентабельной. Стоимость прокладки 1 км цепной высоковольтной линии (ВЛ) класса 6 кВ в 2009 г. обходилась в 2 600 тыс. руб. При этом требуется строительство сразу двух цепных ВЛ, одна из которых является рабочей, а другая резервной. Тариф на электроэнергию с каждым годом растет. В 2009 г., согласно тарифным расценкам ОАО «Томскэнерго», стоимость 1 кВт электроэнергии для юридических лиц составляла 1,84 руб. Кроме того, реализации электроэнергии внешним потребителям мешает отсутствие гарантий её покупки. Идея выработки электроэнергии из ПНГ в условиях Томской области неконкурентоспособна также в силу утверждения проекта строительства АЭС, себестоимость выработки электроэнергии на которой будет значительно ниже.

Как уже отмечалось выше, выработка электроэнергии для собственных нужд промысла с применением ПНГ, к сожалению, не решит проблему утилизации газа в полном объеме ни на одном нефтяном месторождении. Динамика добычи нефти, а соответственно, и попутного нефтяного газа всегда имеет пикообразную форму. Максимальные уровни добычи длятся, как правило, не более 3-5 лет. Такое положение не позволяет построить схему с оптимальным использованием энергогенерирующих установок. При использовании ПНГ, денежные средства, как правило, приходится вкладывать дважды: для организации выработки электроэнергии из ПНГ и для организации подключения внешнего электроснабжения.

Для месторождений с высоким газовым фактором объема ПНГ обычно бывает достаточно для выработки электроэнергии на собственные нужды в течение продолжительного периода времени. При этом, избыточные объемы, как правило, значительно превышают 50% от ежегодной добычи ПНГ, что требует дополнительных мероприятий по утилизации. Так, при суммарной установленной мощности работающего оборудования равной 8 МВт, на X месторождении Томской области объемов ПНГ будет достаточно до 2024 года включительно. При этом суммарный объем излишков неиспользуемого ПНГ за 14 лет, в период с 2011 по 2024, составит около 1.3 млрд.м³.

С целью поддержания пластового давления, а также получения дополнительных объемов добычи нефти данным существуют технологии закачки ПНГ в продуктивный пласт. Подготовка ПНГ для закачки в пласт минимальная – необходимо провести очистку газа от механических примесей и капельной жидкости на упрощенной установке подготовки газа. Организация очистки газа от капельной жидкости позволит извлечь из ПНГ часть ценных компонентов в виде C₅+. Далее подготовленный газ компримируется до 30 МПа и подается на устья скважин. Однако закачка ПНГ не несет прямой выгоды недропользователю, т.к. установки являются очень дорогостоящими и их стоимость зачастую превышает выгоды от их использования. Поэтому нефтегазовые компании не стремятся устанавливать на месторождениях данные технологии.

Среди предлагаемых сегодня технологий для решения проблемы утилизации ПНГ нетрадиционным способом является газохимическая переработка (GTL). Среди разнообразных предложений по газохимической переработке газа для условий Томской области наиболее предпочтительна технология переработки ПНГ в смесь жидких синтетических углеводородов (СЖУ, синтетической нефти), реализуемых по це-

не нефти с подачей полученных жидких продуктов вместе с нефтью в магистральный нефтепровод. Однако нет гарантий, что полученная синтетическая нефть будет подходить под стандарты ОАО «Транснефть», поэтому могут возникнуть проблемы со сдачей нефти в магистральный нефтепровод. Кроме того отсутствуют примеры апробации технологии в промысловых условиях Западной Сибири, а проекты становятся рентабельными при объемах ПНГ от 1,5 млрд. м³ в год.

В ходе выполнения научной работы был выполнен информационный поиск, проведен анализ мирового и отечественного опыта утилизации попутного нефтяного газа. Рассмотрены основные направления повышения степени утилизации и критерии выбора использования ПНГ. Утилизации ПНГ не является специфической российской проблемой – в той или иной степени с ней сталкиваются практически все нефтедобывающие страны, включая страны с развитой рыночной экономикой (США, Канада, Великобритания). В целом зарубежный опыт показывает, что государственное регулирование играет важнейшую роль для повышения уровня утилизации ПНГ.

В работе показаны экономические потери национальной экономики, связанные с сжиганием попутного нефтяного газа. По имеющимся оценкам, упущенная выгода от каждого не вовлеченного в сферу переработки миллиарда кубических метров попутного газа эквивалентна потере товарной массы на сумму 270 млн. долларов. При этом потери бюджета составляют примерно 35 млн. долларов. По данным Минприроды РФ, на территории нашей страны ежегодно добывается около 60 млрд. кубометров ПНГ, из которых 26 % сжигается.

В условиях месторождений Томской области самым эффективным вариантом рационального использования ПНГ является разработка региональной концепции комплексного развития системы сбора, подготовки, транспортировки и переработки ПНГ, природного газа (ПГ) и конденсата для группы месторождений с целью повышения эффективности использования ПНГ и конденсата, а также развития добычи ПГ в регионе. В результате расчетов нами был предложен наиболее эффективный и экономически-выгодный проект, дисконтированные налоговые платежи и отчисления в бюджет государства при реализации которого, экономия составит 13,2 млрд. руб. Проект предполагает объединение попутного нефтяного газа с природным газом, добываемого на месторождениях, при этом суммарный поток будет свыше 1 млрд. м³.

Данная научная работа может быть полезной научно-исследовательским проектным институтам, нефтяным компаниям при выборе оптимальной технологии утилизации ПНГ и расчете технико-экономических параметров для конкретного месторождения, а также при изучении проблемы утилизации попутного нефтяного газа экологами, экономистами, недропользователям, студентами и другим заинтересованными лицами.

Литература

- 1 Постановление Правительства РФ от 8 января 2009 г. «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках».
- 2 Веггеланд К. Опыт Норвегии: государственная политика и нормативно-правовое регулирование в области сжигания ПНГ / К. Веггеланд. М.: ИнформТехЭкспо. – М., – 2007. 130 с.
- 3 Долинский С. Утилизация «в законе». Опыт Норвегии / С. Долинский // Энергосинтоп, 2010. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://www.energосyntop.com/texts/38/>, свободный.
- 4 Upstream Petroleum Industry Flaring Requirements. – Alberta Energy and Utilities Board. Guide 60. 2003.
- 5 Пчелинцев Д.В. Ключи решения проблемы ПНГ // Нефтегазовая вертикаль. – М., – 2009.– №18. – С. 6-8.
- 6 Толумбаев А. Решение проблем утилизации ПНГ в Казахстане: хорошо проработанные законы / А. Толумбаев// Нефтегазовая вертикаль. – М., 2006.– №16. – С 13-19.

ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВОМ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПОДЗЕМНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ

О.В. Филиппова

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

В настоящее время промышленные предприятия независимо от форм собственности и отраслевой, принадлежности испытывают большие трудности при управлении имущественными комплексами. Значительная их часть связана с неразработанностью ряда методических основ управления имущественными комплексами, а также с недостатками при организации управления имущественными комплексами промышленных предприятий, что сдерживает процессы стабилизации и роста производства.

Следует отметить, что сложившееся управление имущественными комплексами предприятий не обеспечивает оптимизации объема и структуры имущества. В связи с этим все более актуальными становятся требования оптимизации управления имущественными комплексами, а также обеспечение на этой основе максимизации положительных финансовых результатов от всех видов использования имущества.

Определим сущность понятия имущества для целей его оптимального управления на горнодобывающих предприятиях, основываясь на юридической, экономической, менеджерской (управленческой) позициях.

В юридическом подходе имущественный комплекс предприятия определен с позиций закрепленных прав собственности на его владение и распоряжение, что определено статьей 48 Гражданского Кодекса Российской Федерации. Поэтому предприятие как объект прав признается имущественным комплексом, используемый для осуществления деятельности, определяемой целями его создания.

Следовательно, имущественных комплекс будем рассматривать как систему, состоящую из ряда подсистем.

В процессе функционирования предприятия все подсистемы образуют структуру технологически и информационно связанных элементов имущественного комплекса.

Элементы имущественного комплекса определяются в соответствии с пунктом 2 статьи 132 ГК РФ, к ним относятся все виды имущества, предназначенные для его деятельности, включая земельные участки, здания, сооружения, оборудование, инвентарь, сырье, а также права на обозначения, индивидуализирующие предприятие, его продукцию, работы и услуги (фирменное наименование, товарные знаки, знаки обслуживания), и другие исключительные права, если иное не предусмотрено законом или договором. Однако исчерпывающий состав имущественного комплекса может быть расширен субъектами предпринимательской деятельности исходя из принципов гражданского законодательства (принцип свободы договора). То есть, в состав имущественного комплекса могут быть включены дополнительные элементы, и исключены элементы оговоренные статье 132 ГК РФ, исходя из специфики и профиля деятельности предприятия, а также условий его функционирования. Поэтому, если имущественный комплекс состоит из внутренних подразделений – подсистем, которые образуют единую технологическую цепочку, он не может быть признан предприятием при исключении из состава его имущества одной или нескольких таких подсистем. Таким образом, понятие «предприятие как имущественный комплекс» нельзя назвать синонимом понятия «имущественный комплекс предприятия». Понятие «имущественный комплекс предприятия» содержит в себе лишь обо-

значения имущества, подлежащего стоимостной оценке по бухгалтерским документам, то есть, речь идет об объекте права, тогда как «предприятие как имущественный комплекс» охватывает и те элементы, которые не подлежат отражению в бухгалтерском балансе» [3]. В числе таких элементов следует назвать деловую репутацию горнодобывающего предприятия, устойчивые связи с потребителями, поставщиками, персонал компании, корпоративную культуру, действующую на предприятии систему управления и другие.

В связи с этим, некоторые авторы [10] отмечают, что отнесение такого комплексного объекта прав как предприятие к недвижимости связано с необходимостью государственного контроля, посредством государственной регистрации, за возникновением, изменением, переходом прав на эти объекты. С подобной точкой зрения можно согласиться, но со значительной оговоркой – предприятие представляет собой уникальный объект недвижимости, характеризующийся целостностью материальной и нематериальной его составляющих.

Определив объекты имущества по их общему назначению (в пределах горнодобывающей деятельности предприятия), функциональной взаимосвязанности и иерархической организованности, обеспечивающие синергетический эффект в процессе их эксплуатации, возможно отнесение объектов имущества к имущественному комплексу предприятия.

Заметим, что горнодобывающие предприятия имеют сложную, комплексную структуру. Законодательно в статье 132 ГК РФ установлен лишь примерный перечень элементов, входящих в состав имущественного комплекса предприятия. Следовательно, определить состав имущественного комплекса таких предприятия можем с помощью процесса формирования научно-обоснованной классификации объектов имущественного комплекса. Представим на рисунке 1 классификацию состава имущества горнодобывающих предприятий, по материальным и нематериальным элементам, которые включают в себя ряд однородных составляющих (рисунок 1).

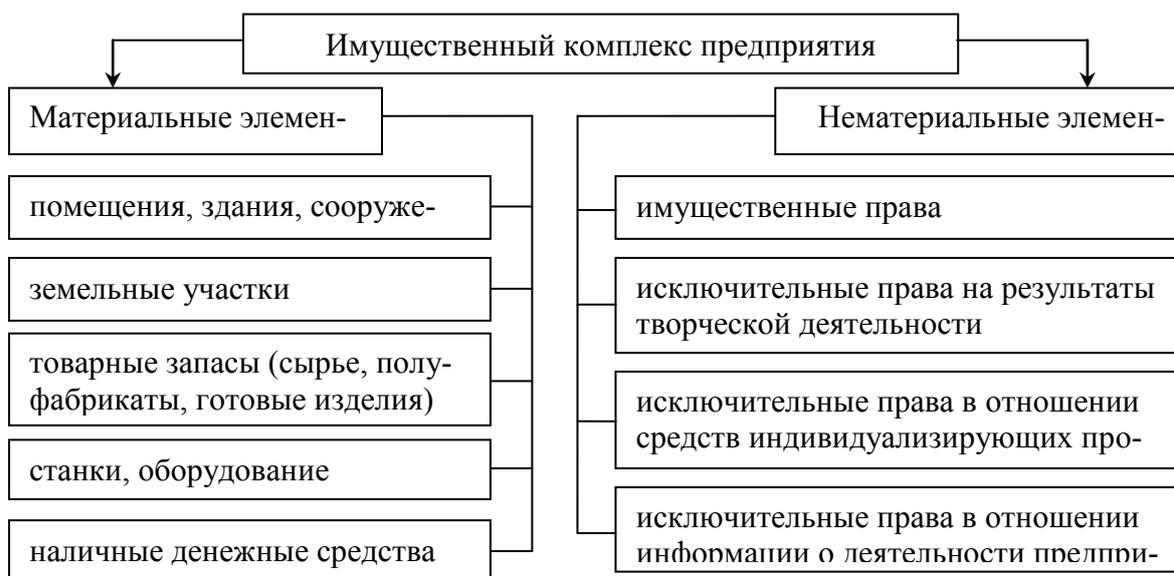


Рис.1 Виды объектов имущественного комплекса предприятия с юридической точки зрения

Данная классификация элементов имущественного комплекса представляется весьма полной, как отмечает В.А. Рахмилович [11, с. 122]: «имущество юридическо-

го лица далеко не исчерпывается вещными объектами и вещными правами... Оно вообще может не иметь ни одного из вещных прав, перечисленных в п. 1 ст. 48 ГК РФ. Имущество юридического лица может состоять в деньгах на счетах, в правах так называемой интеллектуальной собственности и т.п., а оборудование (инвентарь) и помещение оно может арендовать». Поэтому предприятие может представлять собой как имущественный комплекс, объединяющий вещи и имущественные права так и имущественный комплекс, аккумулирующий только имущественные права. При этом под имущественными правами следует понимать права собственности на движимое и недвижимое имущество, а также интересы и привилегии, относящиеся к нематериальным понятиям.

Итак, в состав имущественного комплекса горнодобывающих предприятий необходимо включаться помимо всех видов имущества, также неимущественные права. Все элементы, составляющие имущество должны быть объединены и отвечать одной цели использования, тем самым составляя имущественный комплекс предприятия.

С экономической позиции имущественный комплекс составляют активы предприятия, то есть имущество, которым оно владеет как обособленный объект хозяйствования. Именно активы предприятия следует отождествлять с основой имущественного комплекса предприятия, что имеет следующие основания. Во-первых, к активам относятся экономические ресурсы, которые полностью контролируются предприятием и представляют собой имущественные ценности, имеющие стоимостную оценку. Данное положение соответствует пониманию имущественного комплекса как совокупности имущества предприятия, на которые оно обладает правами собственности.

Во-вторых, понимание активов в виде «экономических ресурсов предприятия как объекта управления в различных их видах, используемых в процессе осуществления хозяйственной деятельности» [6, с. 13], определяет имущественный комплекс предприятия в соответствии с его хозяйственной направленностью и объемами производства.

В-третьих, активы предприятия как экономические ресурсы, генерирующие доход и характеризующиеся определенной производительностью, соответствуют определению имущественного комплекса, согласно которому имущественный комплекс выступает как производственная категория, то есть приносящая доход, и включающая элементы, позволяющие потенциально получать его в будущем.

В-четвертых, активы предприятия, используемые в его хозяйственной деятельности, находятся в процессе постоянного оборота. Именно от оборачиваемости активов зависит способность имущественного комплекса к генерированию денежного потока.

И наконец, участие имущественного комплекса в процессе производственно-хозяйственной деятельности определяется понятиями времени и риска, связанными с использованием активов предприятия, входящих в состав имущественного комплекса. А именно, изменение стоимости владения, пользования и распоряжения имуществом в разные периоды производственно-хозяйственной деятельности и определение факторов риска, определяемых спецификой деятельности предприятия.

Стоит отметить, что некоторые авторы [5] в своих исследованиях включают в состав имущественного комплекса пассивы предприятия, основываясь на том, что пассивы представляют собой источники образования имеющихся у организации средств, их назначение, принадлежность и обязательства по платежам. Однако другие аналитики [9, с. 30] утверждают, что включение в состав имущественного комплекса пассивов не корректно, так как в их состав входят кредиты и другие заемные средства, на которые права собственности не распространяются.

Таким образом, с экономической точки зрения имущественный комплекс предприятия горнодобывающей отрасли представляет собой совокупность активов предприятия (основных и оборотных фондов), обладающих стоимостью и обеспечивающих возможность реализации предприятием своей производственной программы.

В управленческом подходе имущественный комплекс определяется как система, включающая в себя элементы и связи с другими системами, для целей обеспечения её сохранности, устойчивости, развития в интересах предприятия. Управление данной системой предполагает необходимость переработки экономической информации (социально-экономической) и принятия на этой основе решений о целенаправленном воздействии на систему.

Система управления имущественным комплексом входит в состав общей системы управления предприятием. Таким образом, под управлением имущественным комплексом целесообразно понимать совокупность механизмов, принципов и методов реализации управленческих решений, направленных как на формирование имущественного комплекса предприятия, так и эффективное его использование в различных видах деятельности, с учетом интересов различных групп стейкхолдеров.

Управление имущественным комплексом предприятия в современных экономических условиях основывается [4, 8] на различных формах собственности и обеспечивает значительную самостоятельность предприятия. Эффективная система управления имущественным комплексом строится на основе управления объектами собственности с учетом интересов собственника и пользователя. В связи с этим выделим систему управления имущественным комплексом, предлагаемую Козловским А.В. [9, с. 23]. Она включает в себя объекты управления в виде финансовых инструментов, товаров, активов и других атрибутов рыночных отношений (залог, гарантии), целью которой является получение финансовых результатов в виде дохода в различных формах. Управление полученным доходом реализуется через инвестиции для получения более высоких финансовых результатов. Такая организация отношений может происходить в несколько этапов и применяется для постоянного наращивания результата, получаемого собственником в процессе использования имущественного комплекса.

С управленческой точки зрения имущественный комплекс можно понимать как целостную управляемую подсистему предприятия, участвующую в операционном и инвестиционном процессе для достижения целей собственников и неразрывно связанную в результате такого участия с категориями риска, доходности и времени.

На наш взгляд, управление имущественными комплексами на горнодобывающих предприятиях должно отвечать следующим требованиям: во-первых, обеспечение взаимосвязи управления имущественным комплексом с управлением производственно-хозяйственной деятельностью предприятия, во-вторых, организации учета закономерностей развития управления имущественными комплексами, и учета принципов управления имущественными комплексами, и наконец, проведение комплексного учета функций управления в рамках общего цикла управления имущественным комплексом.

Итак, имущественный комплекс предприятия можно трактовать с законодательной позиции (ст.132 ГК РФ), с экономической (при составлении бухгалтерской отчетности) и управленческой точек зрения. Под имущественным комплексом горнодобывающих предприятий предлагаем понимать совокупность вещественных (недвижимого и движимого имущества, оборотных средств), финансовых (денежных средств, краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений, дебиторской задол-

женности) и нематериальных (отражаемых и не отражаемых в бухгалтерском балансе) активов предприятия, а также прав владения, пользования и распоряжения этими активами, обладающими стоимостью, функциональной взаимосвязью и иерархической организованностью, обеспечивающую синергетический эффект в процессе осуществления деятельности, определяемой целями создания предприятия. Данное определение может стать методологической основой исследований по оптимизации системы управления имущественным комплексом 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. Гражданский кодекс Российской Федерации (1, 2 части) ч.1 от 30.11.1994г. № 51-ФЗ (с изм. от 06.04.2011г.), ч.2 от 26.01.1996г. №14-ФЗ (с изм. от 07.02.2011г.) [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>.
2. Приказ Минфина РФ и ФКЦБ России «Об утверждении Порядка оценки стоимости чистых активов акционерных обществ» от 29 января 2003 г. № 10н/03-6/пз. [Электронный ресурс]. – Правовая информационная система «Кодекс». – Режим доступа <http://kodeks.lib.tpu.ru/>.
3. Артабаева Л.С. Договор продажи предприятия как имущественного комплекса: Автореф. дисс...канд. экон. наук – М., 2007.
4. Астахов А.С., Краснянский Г.Л., Малышев Ю.Н., Яновский А.Б. Экономика горного предприятия.- М.: Изд-во Академии наук, 2006.
5. Балабанов И.Т. Операции с недвижимостью в России. – М.: Финансы и статистика, 2005.
6. Бланк И.А. Управление активами. – К.: «Ника-Центр», 2000.
7. Григорьев В.В., Островкин И.М. Оценка предприятий: Имущественный подход: Учебно-практическое пособие. 2-е изд.-М.: Дело, 2000.
8. Ермоленко Н.Н. Экономика: НТП, инвестиционная политика, управление. -Киев: Наукова Думка, 2009.
9. Козловский А.В. Управление имущественным комплексом строительных организаций. – М.: ГУУ, 2001.
10. Лапач В.А. Имущественные комплексы предприятий как объекты прав: понятие и проблемы // Юридический вестник РГЭА.- 1999.-№3.
11. Рахмилович В.А. О достижениях и просчетах нового ГК РФ // Государство и право. – 1996. – №4.
12. Управление собственностью: Учебник / под ред. В.И. Кошкина. – М.: ЭКМОС, 2002.
13. Эффективность функционирования имущественного комплекса. – Новокузнецк: НФИ КемГУ, 2003.

КОНЦЕПЦИЯ И ПРИНЦИПЫ БАЛАНСА ИНТЕРЕСОВ УЧАСТНИКОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Е.Я. Франк

Научный руководитель профессор Т.В. Петрова
**Сибирский государственный индустриальный университет,
г. Новокузнецк, Россия**

Шахты, разрезы, рудники являются первым звеном в цепи создания материальных благ и предназначены для обеспечения сырьем других отраслей промышленности. Это сырье является «даром природы», но количество и качество, а также места и условия его залегания обязывают к бережному и рациональному его использованию, так как минеральные и топливно-энергетические ресурсы являются исчерпаемыми и невозобновимыми. Это справедливо относительно как всей минерально-сырьевой базы страны, так и запасов полезного ископаемого отдельного месторождения и предприятия.

Совпадение процессов реструктуризации горнодобывающей промышленности и перехода российской плановой экономики к рыночной существенно отразилось на эффективности добычи и использования полезных ископаемых. Несмотря на строгие регламентации Закона РФ «О недрах» [1], использование недр с позиций рыночной экономики привело к следующим негативным процессам: прекращение геолого-разведочных работ для поиска и разведки новых месторождений с целью

восполнения выбывающих запасов, расширение области применения рентабельной, с позиций частного капитала, выборочной технологии угледобычи с переводом все возрастающей части балансовых запасов полезных ископаемых в забалансовые.

С точки зрения частного предпринимателя при высоких ценах угольной продукции на рынке потери угля в недрах кажутся оправданными, однако государству, особенно в будущие периоды, наносится существенный ущерб при нерачительном использовании невозобновляемых источников энергетических ресурсов. Очевидно нужен баланс интересов.

Следовательно, на сегодняшний день, актуальной научно-практической проблемой является разработка и реализация механизма оптимизации стратегии освоения месторождений полезных ископаемых с целью оценки экономических последствий потерь полезных ископаемых в недрах для недропользователя и государства.

В области недропользования исторически сложилась ситуация в которой интересы деятельности субъектов владения и пользования недрами противоречивы. В экономической системе недропользования, отражающей рациональность обработки угольных запасов, есть ряд участников:

- государство, представляющее совокупность ветвей власти и их структурных подразделений и территориальных;

- недропользователь, находящийся в форме отношения собственности к недрам как собственник, распорядитель, пользователь;

- социум.

На каждом этапе жизненного цикла на деятельность недропользователей оказывают влияние в разной степени различные участники системы недропользования.

Социум, представленный населением углепромышленных регионов является активным участником процесса недропользования. С одной стороны он поощряет активное недропользование, так как получает доход в виде заработной платы, а так же региональный доход в бюджет, который обеспечивает определенное благосостояние. С другой стороны, противостоит освоению территорий промышленными предприятиями, так как это ведет к значительному ухудшению экологической составляющей качества жизни населения, что зачастую требует переселения целых поселков, которые в будущем будут подработаны угледобывающим предприятием.

Несмотря на причастие социума к недропользованию, его влияние на процесс недропользования может быть осуществлено через органы государственной исполнительной власти.

Государство, являясь собственником недр, заинтересовано в рациональном использовании минеральных ресурсов, т.к. это решает ряд общеэкономических, бюджетных и социальных задач.

Во-первых, в настоящее время осуществляется формирование доходной части федерального бюджета за счет добычи полезных ископаемых, в том числе за счет добычи и реализации угля.

Во-вторых, повышение энергетической и экологической безопасности российской экономики и энергетики в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года.

В-третьих, увеличение добычи угля, обеспечивает возможность роста в других отраслях, являющихся потребителями данной продукции, и рост ВВП в целом.

В-четвертых, снижение потребности в увеличении затрат на геологоразведку.

В-пятых, обеспечение занятости, заработной платы и социальной стабильности в регионах, экономика которых традиционно связана с добычей полезных иско-

паемых. Например, в Кузбассе разведанные запасы угля сокращаются, а экономика региона по-прежнему сильно зависит от угольной промышленности даже при существующей тенденции к диверсификации экономики.

В-шестых, рост доходов населения и недропользователей за счет прибыли и заработной платы приведет к росту накоплений и покупательной способности населения, а также инвестиций в различные сектора экономики, в том числе малое и среднее предпринимательство, инновационные предприятия, что способно увеличить капитализацию и усилить диверсификацию экономики, снизить ее зависимость от добывающих отраслей.

В период плановой экономики управление полнотой извлечения полезного ископаемого месторождения осуществлялось уже на стадии ТЭО всего угольного района или месторождения. При этом потери при подземной добыче угля составляли в среднем 18% [2].

В настоящее время для реализации интересов государства в области недропользования создана сложная структура исполнительной власти, включающая министерства, агентства и службы.

Структура государственных органов, регламентирующая деятельность недропользователей, организационно и функционально сложная. Различные органы, обслуживающие деятельность по недропользованию, рассредоточены в различных министерствах и службах.

К системе недропользования причастны три структуры на высшем уровне государственного управления: Министерство регионального развития (Минрегион), Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Министерство природных ресурсов и экологии (Минприроды), в том числе все структурные подразделения Минприроды России, которые оказывают услуги и выдают разрешительную документацию по изучению и освоению лицензионных участков недропользователям.

Согласно Закону «О недрах» при реализации функций управления недрами полномочия органов управления государственной власти реализуются по принципу «двойного ключа», т.е. часть функций перекладывается на территориальные представительства перечисленных выше государственных органов управления и администрацию регионов. Несмотря на регламентацию функций всех структурных подразделений органов управления на практике зачастую наблюдаются их дублирование или делегирование функций друг другу.

Таким образом, нарушается один из принципов рациональности – принцип непротиворечивости работы структурных подразделений государственных органов управления. Так же наблюдается непротиворечивость в области недропользования возможная при согласовании интересов и целей участников системы недропользования и нахождения области частично и наиболее полно удовлетворяющих интересы всех участников.

Следовательно, наличие чрезвычайно сложной и не всегда эффективно и полно реализующей свои функции управления недрами структуры не обеспечивает рационального удовлетворения потребностей всех участников системы недропользования, в том числе решения задачи снижения потерь угля в недрах, которая является актуальной как с экономической, так и экологической точек зрения.

Как было отмечено выше, участниками системы недропользования являются предприятия, осуществляющие добычу полезного ископаемого – недропользователи. Деятельность недропользователя в большой степени обусловлена конъюнктурой

рынка сырьевых ресурсов, которая определяет цену и спрос на угольную продукцию, что отражается на объеме добычи. Конъюнктура сырьевого рынка гораздо более динамична, чем скорость реакции на нее горнодобывающих предприятий. В случае снижения спроса временная приостановка добычи влечет за собой большие неоплачиваемые затраты на поддержание шахты, в том числе высокопроизводительного очистного оборудования и горных выработок, в работоспособном состоянии. Такие ситуации возникают, но лишь в периоды экономического кризиса страны или отраслей хозяйствования. В периоды благоприятной конъюнктуры шахтами заключаются договоры на поставку угля, которые являются базой для формирования производственной программы предприятия.

Интересами недропользователей являются стремление получения максимальной возможной прибыли посредством увеличения объемов производства (добычи и обогащения полезного ископаемого) при наименьших затратах, то есть коммерческая эффективность деятельности. Коммерческая эффективность деятельности недропользователя определяется тремя показателями: годового объема добычи полезного ископаемого, затрат на его добычу и цены продукции, которая зависит от качественных характеристик угля. Качественные характеристики угля определены априори и могут быть улучшены только посредством снижения зольности угля, что возможно при селективной выемке полезного ископаемого в шахте, эксплуатации горно-выемочного оборудования, точно соответствующего горно-геологическим характеристикам и условиям залегания угольного пласта, что требует огромных капитальных затрат.

Таким образом, оптимизация показателей эффективности деятельности шахты возможна только за счет увеличения объема производства и снижения удельных капитальных и эксплуатационных затрат, при максимально допустимом коэффициенте извлечения полезного ископаемого из недр. Однако, эксплуатационные затраты при увеличении коэффициента извлечения возрастают. Поэтому перед недропользователем стоит задача определения оптимального коэффициента извлечения полезного ископаемого. Данную задачу необходимо решать на стадии подготовки, согласования и утверждения технического проекта строительства и эксплуатации горнодобывающего предприятия.

Анализ интересов участников системы недропользования сделал возможным сформулировать концепцию развития угледобывающих предприятий с учетом интересов государства и недропользователей по эффективному и рациональному использованию права на недропользование:

Таким образом, концепцию баланса интересов участников недропользования можно сформулировать следующим образом: Тренд развития угледобывающего предприятия должен проходить во времени через область пересечения интересов основных участников системы недропользования (рисунки 1, 2).

Рассматривая данную концепцию как систему в статике, можно выделить и охарактеризовать возможные области пересечения интересов и целей каждого из основных участников друг с другом в конкретный временной период:

- 1) пересечение интересов государства и социума – область жизнеспособного состояния;
- 2) пересечение интересов социума и недропользователей – область допустимого состояния;
- 3) пересечение интересов недропользователя и государства – область объективного состояния;
- 4) пересечение интересов всех участников – область рационального состояния.

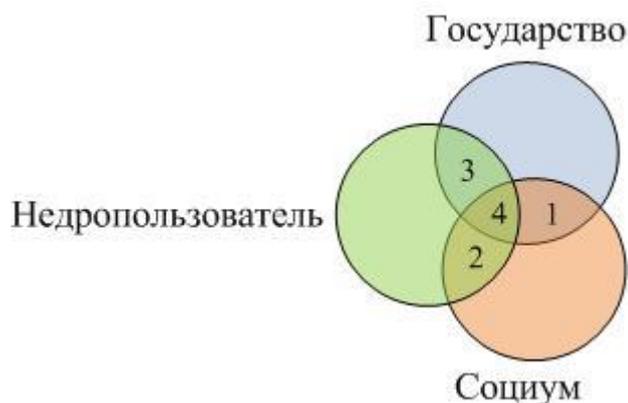


Рис. 1 Области пересечения интересов участников системы недропользования

С течением времени цели и условия недропользования для каждого участника этой системы будут изменяться. Соответственно будут изменяться области пересечения интересов формируя тренд рационального развития угледобывающего предприятия в системе недропользования в динамике (рисунок 2).

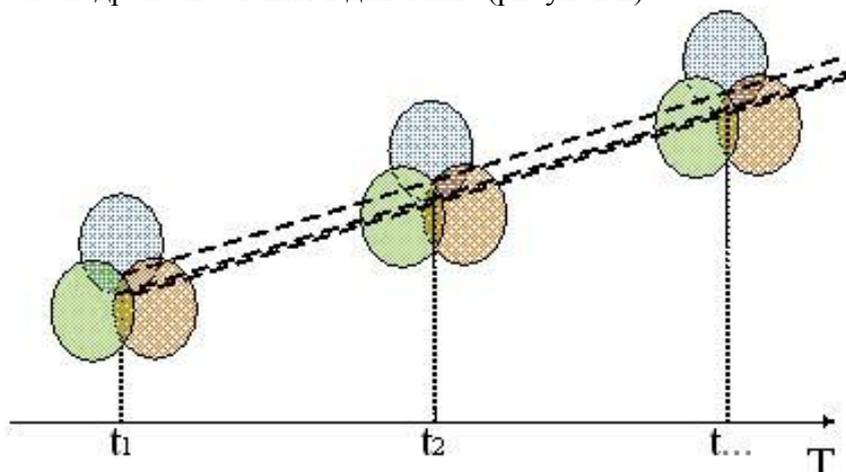


Рис. 2 Тренд рационального развития угледобывающего предприятия

Причем совокупность областей пересечения интересов всех участников, области рационального состояния на различных этапах трансформируется в тренд устойчивого развития системы недропользования.

Сформированная концепция развития угледобывающих предприятий с учетом интересов государства, недропользователей и социума соответствует мировой концепции устойчивого экономического развития.

Данная концепция может быть реализована на основе следующих принципов:

- сбалансированности коммерческих интересов недропользователей, уровня «качества жизни» социума и возможности государства на реализацию легитимных прав управления экономикой страны.

- последовательного приближения

Наибольшими возможностями и ресурсами из всех участников системы недропользования обладает Государство, которое должно осуществить преобразования, исключающие неэффективное недропользование; создать экономические механизмы комплексного решения задач рационального использования недр, охраны и воспроизводства минерально-сырьевых ресурсов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации. Государственный контракт № 16.740.11.0410.

Литература

1. Закон РФ от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах». // СЗ РФ. 06.03.1995. № 10. Ст. 823.
2. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 1998 г. – Выпуск 3. Уголь. – Том III. Западно-Сибирский регион. – М.: Министерство природных ресурсов РФ Российский федеральный геологический фонд, 1998. – 253 с.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ И ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАЙОНЫ: ТЕХНИКО-ВНЕДРЕНЧЕСКАЯ ЗОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И МЕТРОПОЛЬРЕГИОН РЕЙН-НЕККАР (ГЕРМАНИЯ)

З.В. Энгельбрехт-Зенкина

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

В XXI веке наиболее значимым средством достижения высоких социально-экономических результатов становятся знания, воплощенные в ноу-хау, новейших технологиях и разработках, информации. По различным оценкам от 75 до 100% прироста производства промышленно развитых стран сегодня обеспечивается за счет использования инноваций. Для того чтобы решить современные экономические задачи, на территориях развитых и развивающихся стран создаются особые экономические области (зоны).

При этом необходимо отметить, что роль энергетического сырья в мировой экономике исключительно важна. Поэтому необходимо исследовать её основной ресурсный потенциал и диверсификацию сырьевых материалов.

Углеводородное сырьё по-прежнему доминирует в мировой энергетике. По прогнозам именно оно обеспечит до 85 % роста потребления энергии в период до 2030 г. Доля углеводородного сырья в мировом энергопотреблении увеличится до 81 % в 2030 г. Доля возобновляемых энергоресурсов сохранится на уровне 14 %, а ядерной энергетике – снизится с 7 % до 5 % [1, С. 12]. В соответствии с базовым сценарием ИЕА (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.).

По разведанным запасам нефти Россия занимает одно из ведущих мест в мире. В Томской области важнейшим сырьём, составляющим её ресурсный потенциал, являются углеводороды: нефть и газ [2, С. 2 - 3].

26 апреля 2006 года в Томске была открыта первая в России экономическая зона технико-внедренческого типа ТВЗ. Задачи ТВЗ конкретны, её деятельность должна быть направлена не на разработку и обработку полезных ископаемых, а на создание новых технологий, например, для нефтяных и газовых месторождений Томской области.

Наряду со стратегиями ОЭЗ (особых экономических зон(областей): создание новых инновационных проектов и предприятий, инновационное развитие человеческого капитала региона, финансирование инвестиций, в том числе доленое, венчурное, создание и развитие инновационной инфраструктуры и др. [3], в разработке Федерального закона «Об особых экономических зонах» учитывалось положение, касающееся 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 [4].

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 разлива 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).

На заседаниях Государственной Думы при обсуждении данного пункта закона 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 т. д. 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 [5].

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%.

Инновационные вузы Томска занимаются созданием новых технологий для нефтегазовой промышленности.

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 место-

рождений с помощью технологий, ранее применявшихся в атомной промышленности [6]. В лабораториях информационно-кибернетического центра Томского политехнического университета 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) [7].

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-Siberia» проводится обработка материала для нефтегазовых месторождений Томской области [8].

Новые технологии, например, таких стран как Германия из-за дефицита нефти уже сейчас направлены в область диверсификации сырьевых материалов.

В «Europäische Metropolregion» - особой экономической области, расположенной на юго-западе Германии, между Франкфуртом и Штутгартом (в так называемом Рейнском треугольнике - Rhein-Neckar-Triangle), – размещается головная часть BASF – The Chemical Company – лидера мировой химической отрасли [9].

Портфель предложений концерна включает нефть и природный газ, а также химикаты, пластмассы, специальные химикаты, продукты для сельского хозяйства и продукцию тонкой химии (рис. 1). Действуя в рамках своей исследовательской стратегии, BASF объединяет перспективные высокотехнологичные проекты по нескольким тематическим группам, которые носят название «кластеры роста» [10, S. 16], в настоящее время существует пять таких групп: управление энергопотреблением, диверсификация сырьевых материалов, нанотехнологии, растительные биотехнологии и «белые» (промышленные) биотехнологии (рис. 2).

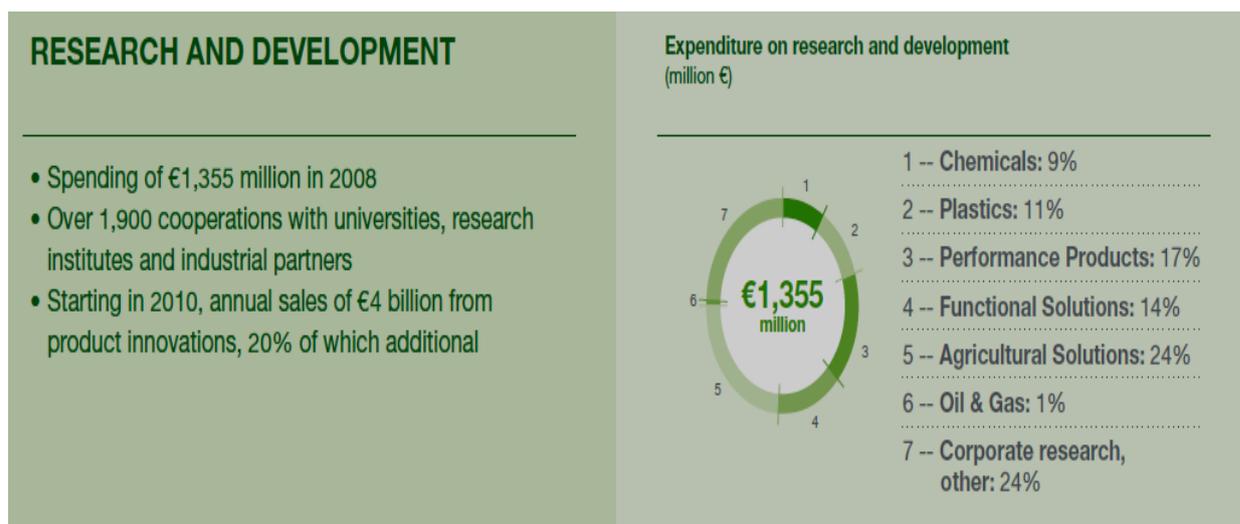


Рис. 1 НИОКР (BASF) из годового отчёта 2009 г.

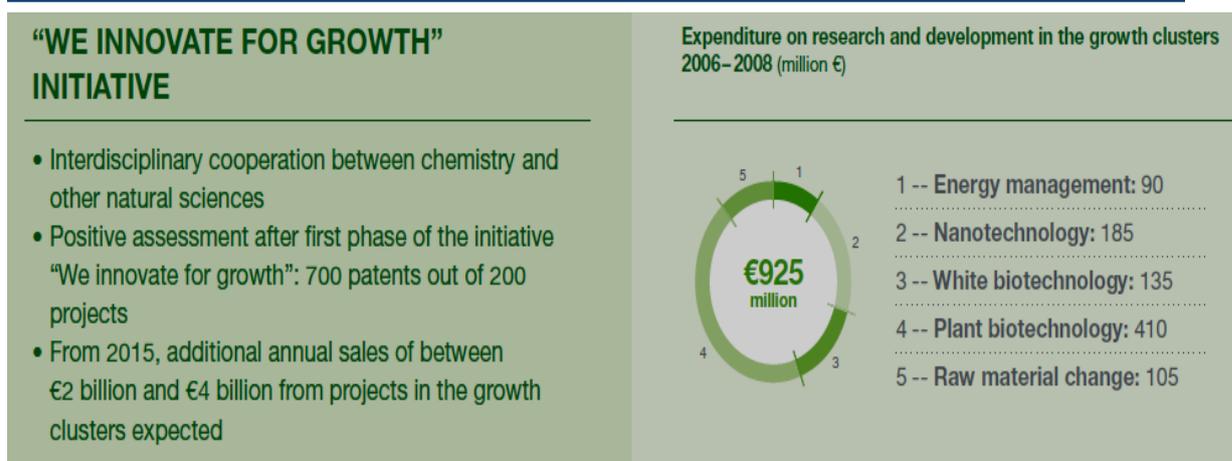


Рис. 2 Кластеры роста (BASF)

BASF занимается проблемами сырья. Кластер роста «изменение сырья» разрабатывает для концерна конверсионные технологии, чтобы обеспечить сырьевой цикл без дефицитной нефти. Природный газ, угольные и возобновляемые ресурсы оцениваются как дополнительное сырье для промышленности. Ключевые факторы успеха - долгосрочный доступ сырья для промышленности при конкурентоспособных условиях и большинстве экономических технологий преобразования.

В секторе raw materials change business sector, BASF исследует диапазон стартовых материалов как альтернативу сырой нефти для цепочки добавленной стоимости; в альтернативу включается возобновляемое сырье и природный газ. BASF поддержал успех с инициативой «Мы вводим новшества для роста» «We innovate for growth». В продолжении второй фазы (на период с 2009 - 2011 гг.) инвестиции в этот проект составляют свыше 1 миллиарда € [11, . S 35].

Сегодня фракция сырой нефти направляется в паровую крекинг-установку, чтобы получить некоторые из самых важных основных химикатов: олефины и aromatics. Новые технологии должны быть развиты, чтобы заменить паровую крекинг-установку, когда доступность нефти уменьшается. Начиная с природного газа, угля и др. возобновляемых источников энергии - все могут быть преобразованы в syngas (смесь окиси углерода и водорода). Технологии, основанные на syngas - это сырье для производства основных химикатов, приобретающих в настоящее время всё более важное значение. Новые процессы на основе syngas – это соответственно одна из тем исследования в кластере роста «изменение сырья».

На BASF разрабатываются технологии дегидрации для получения из C3 и C4 – этиленовых углеводородов, химических элементов для производства множества значимых продуктов, как например: суперабсорбентов, смягчителей, полимеров, тензидов или растворителей [12, S. 32].

Сырая нефть - основание для большинства химических цепей добавленной стоимости сегодня, а завтра новые конверсионные технологии смогут решить проблему сырья. Для BASF это означает, что нужно быть подготовленным к изменениям и войти в цепочку добавленной стоимости, отталкиваясь от альтернативного сырья. Цель кластера роста «изменения сырья» состоит в том, чтобы предоставить BASF портфель технологии, необходимой для обязательной гибкости в решении этой сырьевой проблемы. С ростом цен на нефть всё более важными становятся альтернативные источники углерода для химических процессов. Широкое употребление в целях энергии (~95 %) конечных нефтяных запасов является одним из ценовых

двигателей. И дальше будет развиваться альтернатива нефти: другие энергоносители - природный газ и уголь, так же как возобновляемые ресурсы – биомасса. BASF уже сегодня преобразовывает сырье по всей линии химических цепей добавленной стоимости в продукты рынка [13].

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2005 году / Государственный доклад, – М.: Центр «Минерал» ФГУНПП «Аэрология», 2006 г., – 320 с.
2. Томская область – территория инноваций / Тематическое приложение к еженедельнику «Экономика и жизнь». – М., 2009. - № 37.
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». – Санкт-Петербург: Изд. СПбГПУ, - 2008. – Ч.2 – С. 48.
4. Федеральный закон от 22 июля 2005 г. № 116-ФЗ «Об особых экономических зонах в Российской Федерации» // Собрание законодательства Российской Федерации. – М., 2005. - № 30. – Ст. 3127.
5. Стенограммы заседаний Государственной Думы [Электронный ресурс]: - 2006. - Режим доступа: <http://wbase.duma.gov.ru/steno/nph-sdb.exe> свободный.
6. Тимофеев В., Золотенков А. Инструмент развития бизнеса / Инновации. Регионы. Бизнес. Аналитика. – Томск, 2007. – т.4 – С. 58.
7. Ямпольский В. Инновационный подход к подготовке IT-специалистов / Инновации. Регионы. Бизнес. Аналитика. – Томск, 2007. – № 3 – С. 47.
8. Сибирское золото СКИФов // «Поиск». – Томск, 2006. - № 45. - 10 ноября. - С. 10.
9. BASF – The Chemical Company [Электронный ресурс]: Режим доступа: [<http://www.basf.de>, свободный.
10. Leben in Bewegung Das Jahr 2008 // Publisher: Metropolregion Rhein-Neckar GmbH, Mannheim, Germany. - 2009. - 1 März.
11. BASF Report 2008 – Publisher: BASF SE Communications and Government Relations, Ludwigshafen, Germany. - 2008. - 240 p.
12. BASF Report 2009 – Publisher: BASF SE Communications and Government Relations, Ludwigshafen, Germany. - 2008. - 220 p.
13. BASF's research projects [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <http://www.basf.com/group/corporate/en/innovations/research>, свободный.

СТУДЕНТЫ

НАЛОГОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

Ю.А. Болсуновская

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

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

Специфика функционирования и развития нефтегазовой отрасли требует научно обоснованного и разностороннего подхода к решению вопросов ее управления, как важнейшей составляющей всего топливно-энергетического комплекса Российской Федерации. В настоящее время требуется научное осмысление и практическое решение проблем развития системы налогообложения предприятий нефтедобывающей отрасли. В связи с этим основным критерием успешно реализованных нефтегазовых проектов и, соответственно, эффективного развития нефтегазовых компаний является налоговое планирование.

Под терминами «налоговое планирование» или «оптимизация налогообложения» обычно понимают комплекс мероприятий, направленных на уменьшение или отсрочку налоговых платежей, в соответствии с нормами гражданского, трудового и налогового законодательства. В противном случае эти мероприятия признаются налоговыми органами как уклонение от уплаты налогов.

Таким образом, налоговое планирование имеет свои границы, и самая основная из них – соответствие положениям закона той местности и того промежутка времени, когда применяется налоговое планирование.

В литературе при описании процесса налогового планирования применяются различные подходы для определения его структурных элементов. Так, некоторые авторы считают, что налоговое планирование состоит из четырех взаимосвязанных этапов единого цикла:

1) Знание налогов – точное знание текущего налогового законодательства, его дальнейшего развития; понимание того, какие положительные или негативные стороны оно имеет для предприятия;

2) Соблюдение налоговых законов – своевременная и четкая подготовка налоговых деклараций, отчетов, уведомлений и других документов, полная уплата всех причитающихся налоговых платежей;

3) Представление в налоговых органах – отправка налоговых деклараций, отчетов, уведомлений и других документов в налоговые органы, оказание помощи налоговым органам во время налоговых проверок и на других этапах соблюдения налоговых законов и т.д.;

4) Налоговая оптимизация – планирование и управление хозяйственными операциями для достижения наиболее выгодной налоговой позиции в стратегической перспективе [1].

На долю нефтегазовых доходов традиционно приходится около половины доходов Федерального бюджета РФ (таблица 1-2).

Значительное сокращение объемов поступлений (на 14,23%) в бюджетную систему страны в 2009 году произошло под влиянием негативных последствий мирового финансового кризиса и ослабления российской экономики при сохранении ранее сформировавшейся сырьевой структуры экспорта РФ. Основной причиной такого падения доходов явилось резкое снижение цен на энергоносители: средняя цена на нефть марки Urals на мировых рынках в 2009 г. равнялась порядка 61 \$/баррель, что на 35,3% ниже среднего уровня 2008 г.

Таблица 1

Динамика уровня налоговой нагрузки и поступлений основных налогов в Федеральный бюджет РФ в 2006-2010 гг. (в % ВВП)

	2006	2007	2008	2009	2010
Уровень налоговой нагрузки	35,9	36,1	35,6	30,8	32,4
Налоговые доходы, в т.ч.:	33	33	32,5	27,3	30,1
Налог на прибыль	6,2	6,6	6,0	3,2	4,0
НДФЛ	3,5	3,8	4,0	4,3	4,0
ЕСН /страховые взносы*	1,9	2,0	1,9	2,1	5,1
НДС	5,6	6,9	5,1	5,3	5,6
Акцизы	1,0	1,0	0,8	0,9	1,1
НДПИ	4,1	3,6	4,1	2,8	3,2
Таможенные пошлины и сборы	8,6	7,3	8,6	6,8	7,1

* С 2010 года произошла трансформация ЕСН в страховые взносы, зачисляемые непосредственно во внебюджетные фонды

Основной причиной роста нефтегазовых доходов в 2010 году явилось повышение мировых цен на нефть относительно аналогичного периода 2009 г. (75,9

\$/баррель против 56,7 \$/баррель), сопровождающееся ежемесячной индексацией экспортных пошлин – с 253,6 \$/тонну в марте до 303,8 \$/тонну в декабре. В результате увеличения физических объемов добычи и экспорта углеводородов, а также роста мировых цен на энергоносители прирост поступлений нефтегазовых доходов составил 0,9% ВВП по сравнению с уровнем 2009 г. [2].

Таблица 2
Темпы прироста налоговых поступлений в федеральный бюджет
в 2006-2010 гг. (в % ВВП)

	Изменение			
	2007	2008	2009	2010
Уровень налоговой нагрузки	0,2	-0,5	-4,8	1,6
Налоговые доходы, в т.ч.:	-	-0,5	-5,2	2,8
Налог на прибыль	0,4	-0,6	-2,8	0,8
НДФЛ	0,1	-0,1	0,2	-0,3
ЕСН /страховые взносы*	1,0	-1,8	0,2	3,0
НДС	0,0	-0,2	0,1	0,3
Акцизы	-0,5	0,5	-1,3	0,2
НДПИ	0,4	-0,6	-2,8	0,4
Таможенные пошлины и сборы	-1,3	1,3	1,8	0,3

* С 2010 года произошла трансформация ЕСН в страховые взносы, зачисляемые непосредственно во внебюджетные фонды

Подавляющую часть налоговой нагрузки любой нефтяной компании в России составляют налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налог на прибыль, а также экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты (рис. 1).

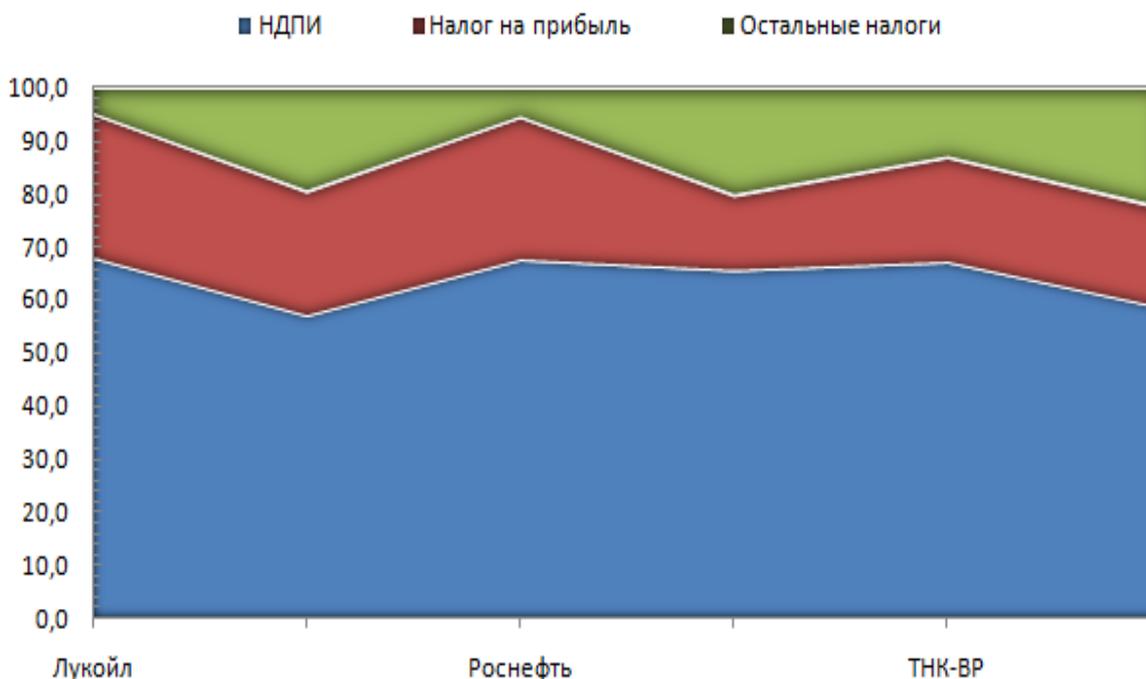


Рис. 1. Доля налогов в налоговой нагрузке предприятий

Анализ современных методических подходов к формированию системы налогообложения нефтедобывающих предприятий позволяет сделать выводы, что дифференциация НДС в зависимости от выработанности не учитывает изменения конъюнктурных условий, что особенно актуально для российских нефтедобывающих предприятий. А также перераспределение рентного потока с образованием различных фондов или в пользу региональных бюджетов направлено на решение социальных вопросов, а не на дальнейшее развитие добывающей отрасли и воспроизводство минерально-сырьевой базы [3].

Для устранения существующих недостатков в системе налогообложения нефтедобывающих предприятий предлагается модель налогообложения предлагается модель (таблица 3), особенностью которой является изменение уровня налоговой нагрузки и режимов недропользования в зависимости от вида месторождения и стадии его разработки.

Налоговые каникулы в системе налоговых льгот для нефтедобывающих предприятий предлагается устанавливать для каждого конкретного месторождения, оговаривать условия их применения в лицензии и также поставить в зависимость от уровня добычи нефти и стадии разработки месторождения.

Такой подход позволит устранить существующие точечные меры налогового реформирования, сбалансировать распределение налогового бремени, что обеспечит справедливость в налогообложении предприятий добывающей отрасли.

Таблица 3

Формирование налогов и налоговых льгот в зависимости от стадии эксплуатации месторождения

Налоги и налоговые льготы			
Этап разработки месторождения	Характеристика этапа	Уникальные, крупные, средние месторождения	Мелкие и очень мелкие месторождения
Начальный	Производственные, инфраструктурные затраты, высокая себестоимость продукции	Налоговые каникулы Льготный налог на имущество организаций	Налоговые каникулы Льготный налог на имущество организаций
Средний	Снижение себестоимости продукции, низкая затратная стабильность, высокая прибыль	Дополнительно взимается налог в фонд воспроизводительных и технологических инноваций	Дополнительно взимается налог в фонд воспроизводительных и технологических инноваций Предоставляется льгота по налогу на прибыль, зависящая от параметров месторождения и уровня мировых цен на нефть
Завершающий	Рост затрат на поддержание уровня добычи, рост себестоимости продукции	Отмена налога в фонд воспроизводительных и технологических инноваций Отмена льготы по налогу на прибыль, зависящей от параметров месторождения и уровня мировых цен на нефть	Отмена налога в фонд воспроизводительных и технологических инноваций Предоставляется льгота по налогу на прибыль, зависящая от параметров месторождения и уровня мировых цен на нефть

Спецификой налогового планирования в нефтегазовой отрасли является наличие трудностей планирования НДС. Однако НДС можно спрогнозировать (таблица 4). Сумма налога на добычу полезных ископаемых существенно зависит от из-

менения цен на нефть и как следствие это сказывается на доходах бюджетов всех уровней. Источником уплаты НДС является себестоимость продукции, поэтому в цене 1 тонны нефти существенное место занимает этот налог.

Таблица 4

Расчёт налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в зависимости от цены на нефть

Налоговый период (условно)	Коэффициент, характеризующий динамику цен на нефть сорта «Urals» ($K_{ц}$)			Ставка НДПИ Ст.342 НК РФ руб./ тонну	Ставка НДПИ с учётом $K_{ц}$	Объём добычи нефти, тыс. тонн	Сумма НДПИ тыс. руб.
	Среднее значение цены нефти (ц) дол. за тонну	Среднее значение курса долл. к руб. (P)	$K_{ц}=(ц-15) * P/261$				
1	2	3	4	9	10	11	12
1	142,3	25,5	12,437	419	5211,103	62,95	328038,9
2	70,2	27,1	5,731	419	2401,289	62,95	151161,1
3	55,1	33,2	5,101	419	2137,319	62,95	134544,2
Итого	*	*	*	*	*	188,9	

Таким образом, в современных условиях налоговая составляющая в системе управления нефтегазовых компаний приобретает все большее значение в связи с высокой налоговой нагрузкой, а также трудностью планирования НДС.

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. Антошкина А.В. Налоговое планирование: границы и методы. // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова. - Томск: Изд. ТПУ, 2009. - С. 877-878.
2. Болсуновская Ю.А. Льготы налогообложения недропользователей на стадии геологоразведочных работ»: Материалы XIV Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова // Проблемы геологии и освоения недр: Труды IX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова – г. Томск, 2010.– С. 534-536.
3. Гринкевич Л.С., Шарф И.В. Система налогообложения нефтедобывающих предприятий России // Новая модель. Экономика: Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2010 – №3 (11) – С.77.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

С.И. Бровин

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В международной практике роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на базе инновационных техники и технологий быстро растет и становится все более приоритетной. К настоящему времени, благодаря такому инновационному развитию нефте-

добычи, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза, т.е. на 65 млрд. т., а проектная нефтеотдача – до 50%, что в 1,6 раза больше, чем в России.

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи.

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие группы МУН, которые также называют третичными: тепловые методы, газовые методы, химические методы, гидродинамические и физические методы.

Эти методы способствуют добыче трудноизвлекаемых нефтей, из истощенных и высоко обводненных пластов. Также они характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи (рис. 1).

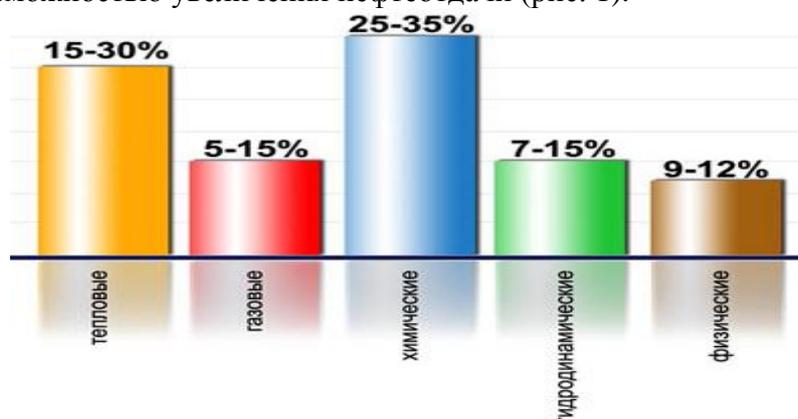


Рис. 1. Диаграмма потенциальных возможностей увеличения нефтеотдачи пластов различными методами в условиях России

Нефтяная отрасль России прошла кризис, увеличив добычу нефти на 2,2% по сравнению с 2009 годом - до 505,2 млн. тонн [6].

Но объективную ситуацию в отрасли наиболее ярко демонстрирует диаграмма «крест» (рис. 2), из нее мы видим, что за последние 48 лет произошел рост доли трудноизвлекаемых запасов (до 53 %), а проектный коэффициент нефтеотдачи показал отрицательную динамику.

Если не прервать эти тенденции, то по расчетам Минприроды РФ уже к 2015 г. подойдут к исчерпанию рентабельные запасы нефти и под вопросом окажется не только дальнейший рост добычи, но и сохранение достигнутого уровня.

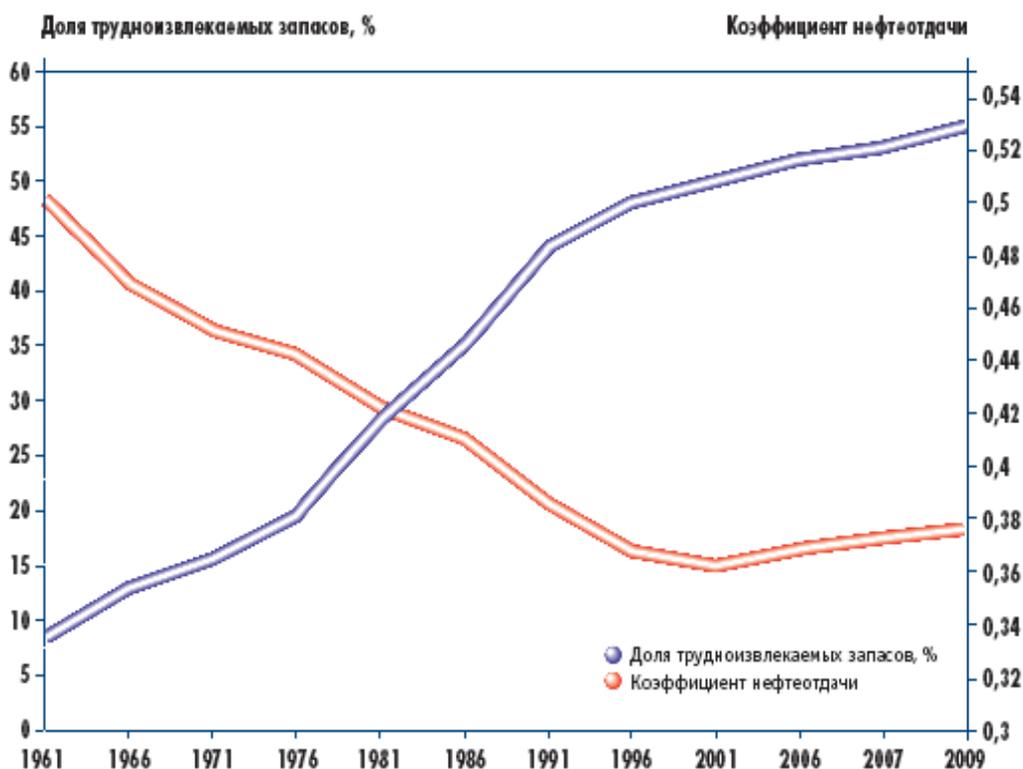


Рис. 2. Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений

Важнейшим действием для решения этих проблем является разработка эффективной Программы воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития и освоения современных МУН, а также создания эффективной государственной системы управления рациональной разработкой месторождений.

Для максимально возможной прозрачности и формализации отбора проектов в такую программу необходимо четко сформулировать понятие «современные МУН». Такое определение в международной практике имеется - это химические, газовые, тепловые и микробиологические методы, которые обеспечивают увеличение нефтеотдачи по сравнению с базовыми способами разработки. Рекомендуется такое понятие внести и в Налоговый Кодекс. Тогда, если проект попадает в упомянутую программу, это обеспечивает налоговое стимулирование его реализации по закону прямого действия.

С целью стимулирования работ по развитию и внедрению современных инновационных МУН обоснована необходимость и экономическая целесообразность предоставления недропользователям налоговых льгот. В их числе:

- нулевая ставка НДС на период реализации проекта сроком не более 10 лет, обоснованность, которой определяется тем, что в результате успешного внедрения МУН прирост извлекаемых запасов сопоставим с вводом в разработку нового месторождения, налоговые каникулы для которых введены с 1 января 2007 года;
- освобождение от налога на прибыль средств, направленных на инновационное развитие нефтедобычи;
- освобождение от налога дополнительных капитальных вложений на реализацию проекта;

– освобождение объемов нефти, добываемой в ходе реализации проекта, от экспортных пошлин или их существенное снижение.

Особо следует отметить важность стимулирования внедрения МУН на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами нефти, роль которых в энергетическом балансе России с течением времени будет только возрастать. Необходимо также обратить внимание на формирование экономических стимулов и льготных условий инвестирования нефтяными компаниями разработок инновационных проектов МУН и их реализации.

Как показывает практика нефтедобывающих отраслей развитых стран, технологический прогресс происходит во многом за счет роста научной поддержки со стороны, как государственных организаций, так и научных центров компаний. В России, к сожалению, такого роста не наблюдается, и в этой связи большинство специалистов высказывают озабоченность не только долгосрочной, но и краткосрочной перспективой НГК.

Расходы на науку крупных нефтегазовых компаний страны не превышают 0,05-0,15% от выручки, в то время как у крупных зарубежных — до 0,3% от выручки (рис. 3), причем выручка мировых лидеров выше Российских ВИНК.

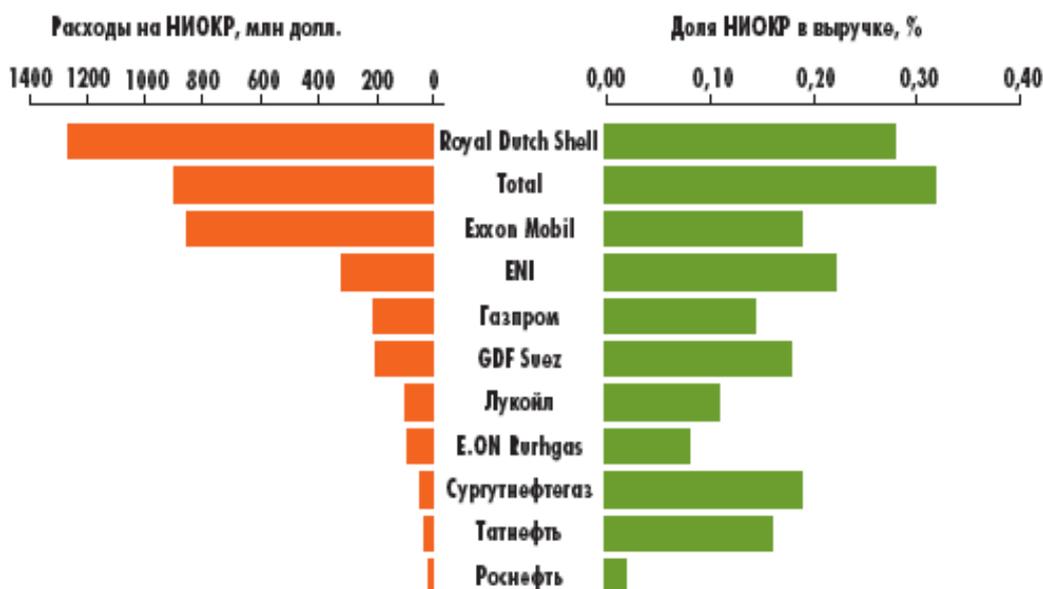


Рис. 3. Расходы на НИОКР нефтегазовых компаний в 2009 году

Как видно из диаграммы 4 объем дополнительной добычи нефти за счет применения современных технологий за 15 лет вырос до 140 млн. тонн. Предпочтение отдается тепловым и газовым методам.

Нужно отметить, что основная доля в объемах применения современных методик принадлежит США (примерно 25% (34,5 млн.т. в 2010)), КИН в Америке уже превысил 40%. Доля России по разным оценкам не превышает 7%.

Нужно отметить, что в нашей стране за последние 15 лет практически свернуто применение современных МУН. Хотя в отчетности многих добывающих компаний появляются вполне успокаивающие цифры о дополнительной добыче за счет МУН. Так, по данным статистики, в 2010 г. в РФ с применением МУН дополнительно получено до 20% общей добычи нефти, до 50% ее добычи из трудноизвлекаемых запасов.

К примеру, нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» сообщает, что дополнительная добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи пластов в 2010 г. в целом по компании составила 22 млн. тонн, или около 23% общей добычи [7]. Однако такая отчетность лукава, поскольку во многих компаниях к МУН относят все геолого-технические мероприятия, нацеленные на интенсификацию добычи, в том числе и из активных запасов. Сюда зачисляют и гидроразрывы пластов (ГРП), и строительство горизонтальных скважин и боковых стволов, и т.д. Эти технологии являются не самостоятельными способами разработки, а их составными компонентами. А потому применение данных технологий может в той или иной мере реализовать потенциал нефтеотдачи, определяемый способом разработки, составными компонентами которого они являются. Нужно также подчеркнуть, что упомянутые выше технологии могут привести и к снижению нефтеотдачи, если их применение сопровождается нарушением системы разработки. В частности, это относится к массивным ГРП, которые далеко не всегда вписываются в применяемую систему разработки.

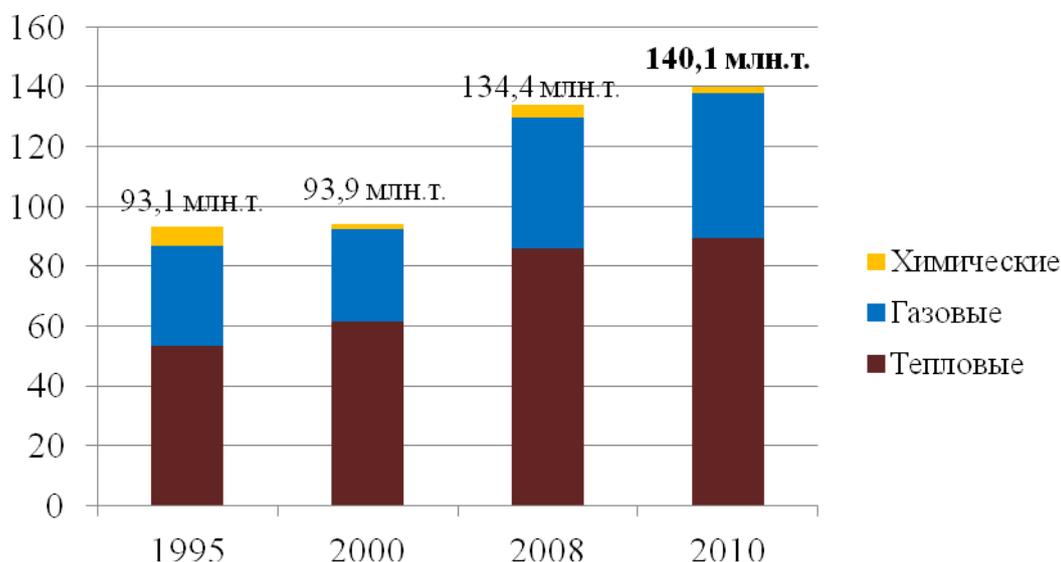


Рис. 4. Добыча нефти в мире за счет применения новых технологий

Таким образом, мировой и отечественный опыт убедительно свидетельствует о высоком потенциале современных МУН, о возможности доведения средней степени извлечения нефти до 50% и выше. Так как при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнение и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%.

Востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушительен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными методами.

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. Зац С.А. Планирование мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на НГД предприятиях: Монография – Уфа, 2008. – С. 134
2. Крянев Д. Третичные методы увеличения нефтеотдачи// Нефтесервис. – М., – 2010 – №03 – С.10-17.
3. Сургучев Л.М. Увеличение нефтеотдачи пластов: статус и перспективы. Материалы II Международного научного симпозиума. - М., 2009. – С. 62 – 69.
4. Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов». //НИК Петрос. – М., 2010.- С.343
5. Oil and Gas Journal. 2010. April 19. № 14. P. 41 – 53.
6. <http://www.lenta.ru> – новостной портал Лента.ру, официальный сайт.
7. <http://www.ru.reuters.com> – Reuters Россия, официальный сайт.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО
ЛИКВИДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОЧВЫ НА ОБЪЕКТАХ
ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК**

А.В. Васяк

Научный руководитель профессор Г.Ю. Боярко
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Аварийные ситуации и как их следствие - разливы нефти и нефтепродуктов имеют место в процессах производства, транспортировки, переработки, хранения, приема, отпуска, а также при использовании товарных продуктов. Ликвидация разливов нефти является многоаспектной задачей, обусловленной разнообразием факторов внешнего и внутреннего характера. Основными законодательными актами в данной сфере являются: Закон РФ от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 «О недрах» и Федеральный закон 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

В ОАО «Томскнефть» ВНК из нефтепроводов потенциально-опасными в плане аварий являются нефтегазосборные сети общей протяженностью 2517 км. Наибольшую опасность представляют собой трубопроводы, срок эксплуатации которых продлен по результатам диагностики. На рисунках 1 и 2 представлены данные об исках, претензиях и штрафах, их количестве и сумме.



Рис. 1. Количество уплаченных ОАО «Томскнефть» ВНК штрафов и их сумма за 2009-2010 гг.

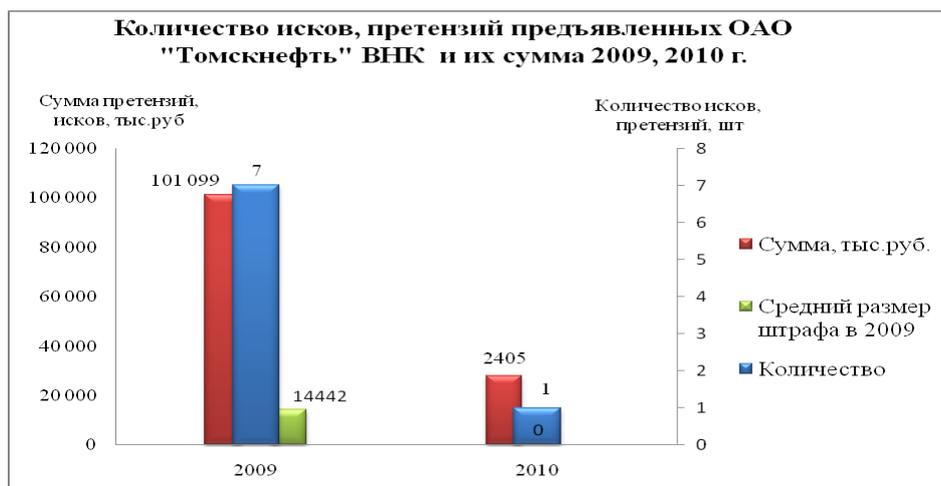


Рис.2 . Количество исков и претензий, предъявленных ОАО «Томскнефть» ВНК и их сумма за 2009-2010 гг.

На предприятии разработаны и утверждены в установленном порядке «Планы по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК. В соответствии с планами по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов наибольшее время на локализацию и ликвидацию нефтяных разливов требуется до шести часов, что соответствует срокам установленным Законодательством РФ в Постановлении Правительства РФ №240 от 15.04.2002. В таблице 1 представлены сведения об отказах трубопроводов, площади нефтезагрязненных земель и затратах на ликвидацию последствий отказов.

Таблица 1

Сведения об отказах трубопроводов и затратах на ликвидацию последствий отказов

Показатель	2009 г.	2010 г.
Сведения об отказах трубопроводов за 2009-2010г.г.	2625	2142
-в т.ч. с экологическими последствиями	617	521
Общая площадь нефтезагрязненных земель, га	200,3	146,15
Рекультивировано с привлечением специализированной организации (ССЭ), га	121	98,3
Затрачено на услуги рекультивации ССЭ, тыс. руб.	162 578	147 798
Затрачено на работы по ЛПА собственными силами + обработка собственными силами перед рекультивацией, тыс. руб.	34 573,3	46 601,8
Восстановлено собственными силами УЭТ, га	10	26,6

Из таблицы 1 видно, что большая часть земель обрабатывается при использовании услуг ООО «Стрежевская Сервис-экология». В целях повышения эффективности работ по ликвидации последствий разливов нефтесодержащей жидкости, а так же экономической эффективности мероприятий работ по ликвидации последствий аварии ОАО «Томскнефть» ВНК предлагается увеличить численность персонала в бригадах ликвидации последствий аварии, и по возможности сократить до мини-

мально возможного уровня привлечение услуг подрядчика ООО «Стрежевская Сервис-Экология».

В связи с неблагоприятными климатическими условиями для рекультивации нефтезагрязненных земель часть необходимого персонала принять на бессрочной основе, а другую часть на основании гражданско-правового договора на время с начала мая по конец сентября. Так же укомплектовать созданные бригады ликвидации последствий аварии всем необходимым оборудованием для проведения работ, затраты на увеличение численности персонала составят 44 819 тыс. руб. Так же необходимо укомплектовать созданные бригады ЛПА всем необходимым оборудованием для проведения работ. Затраты = 41 315 тыс. руб.

Что составит на 61 592 тыс. руб. меньше, чем затраты, включавшие в себя услуги по рекультивации ООО «Стрежевская Сервис-Экология». Следует обратить внимание на то, что затраты на приобретение дополнительных единиц оборудования являются разовыми.

Проведён сравнительный анализ способов ликвидации аварийных разливов нефти как использующиеся в Обществе, так и наиболее приемлемый способ в существующих природно-климатических условиях в таблице 2.

Таблица 2

**Экономический эффект от использования бактерий-деструкторов на объектах
ОАО «Томскнефть» ВНК**

	2008	2009	2010	Итого:
Площадь нефтезагрязненных участков	4,23	8,11	6,9408	
Затраты на работы по ЛАП силами бригад ОАО «Томскнефть» ВНК	1 999 088,46	3 832 907,14	3 280 456,77	11 111 540,83
Затраты на работы по ЛАП при привлечении ООО «Стрежевская Сервис-Экология»	2 121 513,18	4 324 066,89	3 701 263,64	12 268 356,89
Затраты на работы по ЛАП при условии того, что после работ бригадами ОАО «Томскнефть» ВНК участки направлены на доработку с привлечением сил ООО «Стрежевская Сервис-Экология»	4 120 601,64	8 156 974,03	6 981 720,41	23 379 897,72
Затраты на работы по ЛАП силами бригад ОАО «Томскнефть» ВНК с применением бактерий-деструкторов	385 783,40	753 274,80	733 987,26	2 258 828,86
Экономический эффект от применения бактерий деструкторов бригадами ЛАП по сравнению с обычными способами работ по ЛПА бригадами ОАО «Томскнефть» ВНК	1 613 305,06	3 079 632,34	2 546 469,51	8 852 711,97
Экономический эффект от применения бактерий деструкторов бригадами ЛАП по сравнению с затратами при привлечении сил подрядчика ООО «Стрежевская Сервис-Экология»	1 735 729,78	3 570 792,09	2 967 276,38	10 009 528,03

Экономический эффект от применения бактерий деструкторов бригадами ЛАП по сравнению с затратами при привлечении сил подрядчика ООО «Стрежевская Сервис-Экология» при условии предварительной обработки объектов бригадами ОАО «Томскнефть»	3 734 818,24	7 403 699,23	6 247 733,15	21 121 068,86
Затраты на работы по ЛАП на объектах, отправленных на доработку при применении бактерий-деструкторов				
Площадь нефтезагрязненных участков	2,76	4,14	6,6342	
Затраты понесенные при первичных работах по ЛАП участков	254 670,15	377 714,60	615 542,36	1 502 597,26
Затраты на использование услуг подрядчика работ по ЛАП объектов отправленных на доработку+первичные работы по ЛАП ОАО «Томскнефть»ВНК с использованием бактерий-деструкторов	1 638 919,89	2 585 418,52	4 153 298,93	10 016 557,23
Затраты на доработку объектов бригадами ОАО «Томскнефть» ВНК бактериями деструкторами+первичная обработка	509 340,30	755 429,20	1 231 084,72	3 005 194,52
Экономический эффект от применения бактерий-деструкторов на объектах, отправленных на доработку	1 129 579,59	1 829 989,32	2 922 214,21	7 011 362,71

Из данного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Из используемых способов на данный момент в ОАО «Томскнефть» ВНК наиболее часто применяется первичная ликвидация аварийных разливов нефтесодержащей жидкости бригадами ликвидации последствий аварии, а затем передача данных объектов для доработки ОАО «Стрежевская Сервис-экология» необходимость передачи нефтезагрязненных участков обуславливается нехваткой персонала для работ по ликвидации последствий аварии, так как бригады работают еще и над ликвидацией самих аварий, из за которых приходится прерывать процесс работ по ликвидации последствий аварии. Это является наиболее затратным способом.

2. Проведенный анализ пробного использования бактерий-деструкторов показал, что данный способ работ по ликвидации последствий аварии является более эффективным, чем использование механических способов сбора нефтезагрязненной жидкости и ликвидации замазученности на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК. Так же использование микроорганизмов уменьшает время (до 40 раз) и как следствие затраты на работы по ликвидации последствий аварии в 5 раз. Недостатком данного способа является ограничение применения микроорганизмов в холодное время года.

3. Как альтернатива бактериям-деструкторам предлагается для работ ликвидации последствий аварии использовать верховой торф, которым так богата томская область. Преимущество данного метода состоит в том, что в торфе изначально имеется все те микробы необходимые для окисления нефти, так же верховой торф хороший природный сорбент, которым можно собирать разлившуюся нефть и в зимнее время. Недостатком данного метода является высокая трудоемкость работ по ликвидации последствий аварии, и как следствие высокие затраты, приблизительно равные затратам при механическом способе работ по ликвидации последствий ава-

рии бригадами ОАО «Томскнефть» ВНК. Разработка торфяных месторождений является одним из перспективных направлений развития Томской области и в частности города Стрежевого.

Для рекультивации 1 га нефтезагрязненных земель торфом потребуется 1 500 м³ торфа, (10 000м²*необходимый слой торфа для рекультивации-15см).

При плотности торфа 350 кг/м³ для рекультивации потребуется 525 тонн торфа. Для добычи этого количества торфа потребуется 131 250 рублей, при условии того, что стоимость добычи тонны торфа 250 рублей (Гипоторф).

Удобрений для активации торфа необходимо 1020 кг удобрений, затраты на удобрения составят 19 300 руб., транспортные расходы – 414,85 руб./ч при условии того, что расчетное время работ 20 смен по 11 часов – 91 267 руб.

Так же работа слесарей (500м² в смену):

Слесарь ремонтник 4р = 150,99*220*2,2*1,34 = 97 926,07 руб.

Слесарь ремонтник 5р = 180,18*220*2,2*1,34 = 116 857,54 руб.

Итого для ликвидации последствий аварий и инцидентов с территории площадью один гектар при помощи торфа общие затраты составят 456 600,61 руб.

Далее после ликвидации замазученности, торф предлагается перерабатывать - производить топливные пеллеты.

Оборудование для производства пеллет (мобильная технологическая линия размещается в 12м контейнере, 400кг/ч пеллет) стоит 5 182 000 руб., с учетом затрат по доставке и монтажу (10% от стоимости) затраты составят 6 млн. руб.

Для получения на этой установке пеллет, из торфа, которым проводились работы по ликвидации замазученности необходимо будет нанять дополнительный персонал для обслуживания установки 2 человека.

Из торфа, необходимого для ликвидации последствий аварий на одном гектаре (1500м³) мы получим 300 тонн пеллет - на производство одной тонны гранул уходит около пяти кубометров торфа. При работе установки 12 часов в день она может переработать 12 000 кг торфа в пеллеты, для переработки 525 тонн торфа потребуется 43 смены.

В среднем, тонна пеллет стоит 5 400 руб., с уборки одного гектара замазученного торфа и переработки их в пеллеты выручка составит 1 620 тыс.руб. Торфяные пеллеты из нефтезагрязненного торфа так же можно использовать для собственных нужд.

В таблице 3 представлен расчет затрат на производство 1т торфяных пеллет.

Таблица 3

Расчет затрат на производство 1тн торфяных пеллет

Удельные энергозатраты – 75 кВт/ч при производительности пеллет 400 кг/ч	75*12*2,63/4,4=537,95
Амортизация оборудования: 6 млн.руб/(7лет * 365смен/год * 4,4т/смена)	533,71
Фонд оплаты труда: (2 чел * 150,99 руб/чел.час*11*2,2* 1.34)/4,4 т/смена	2 225,6
Накладные расходы (10% от выше приведённых затрат)	329,75
Итого себестоимость производства 1т пеллет:	3 627,01

Себестоимость пеллет из торфа, собранного с замазученных участков составит 1 088 103 руб. – 300 тонн пеллет. Следовательно, прибыль без учета налогов составит 532 тыс. руб., а с учетом затрат на ликвидацию последствий разливов нефте-

содержащей жидкости на территории ОАО «Томскнефть» ВНК – 75 тыс. руб. Таким образом, использование для ликвидации последствий разливов нефтесодержащей жидкости при помощи торфа и далее переработка его в пеллеты возмещает затраты работ по ЛПА.

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. Интернет-магазин «Азы Тепла» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://az-tepla.ru>.

ПЛАН-ФАКТНЫЙ АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА ПРЕДПРИЯТИИ ООО «НОРД-ИМПЕРИАЛ» Д.И. Зайцева

Научный руководитель старший преподаватель В.Б.Романюк
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Планирование и контроль являются необходимыми атрибутами управления предприятием. В рамках управления ресурсами предприятия, в свою очередь, основное внимание должно уделяться управлению затратами предприятия. Однако планируемый бюджет большинства предприятий в настоящее время является точкой, к которой сотрудники планово-экономических отделов лишь корректируют все текущие показатели деятельности предприятия, с одной основной целью - отражения положительного финансового результата компании, максимально выгодного для звена управления, но никак не для того, чтобы управлять активами компании, добиваться роста капитализации.

Отсюда причина возникновения различных проблем: проблемы эффективности использования ресурсов производства, рост себестоимости продукции, вызванный ростом затрат, формирующих цену нефти и нефтепродуктов, проблема оптимизации издержек производства и многие другие. Разрешение данных проблем внутри организации возможно путем построения системы план-фактного анализа, с привязкой на каждую отдельную статью затрат, как основного инструмента контроля за состоянием и изменением основных финансовых и экономических показателей [1].

План-фактный анализ – это периодическое сопоставление запланированных в бюджете показателей (составленных и утвержденных прогнозов на бюджетный период) с фактическими показателями (данными отчетов об исполнении бюджетов за истекшие периоды), оценку и анализ выявленных отклонений (в абсолютном выражении или в процентах) [2].

План-фактный анализ целесообразно проводить в следующей последовательности:

1. Анализ структуры затрат предприятия, особенностей классификации затрат.
2. Составление план-факта данных на определенный период (помесячно, поквартально и т.д.).
3. Факторный анализ (анализ отклонений) затрат предприятия на опр. период по данным план-факта (по каждой отдельной статье затрат).
4. СVP-анализ прибыли предприятия.
5. Формирование взвешенного управленческого решение по выявленной проблеме.

Ниже представлена часть модели план-фактного анализа, который

составляется ежемесячно, в рамках управленческой отчетности, в группе нефтедобывающих компании «Imperial Energy», в частности, на предприятии ООО «Норд Империял», осуществляющей добычу нефти на территории г. Томска (Таблица 1). Безусловно, в целях конфиденциальности информации, были введены поправочные коэффициенты.

В первую очередь руководителям данный план-факт в представленном виде показывает виды затрат предприятия, их четкую классификацию и отклонения по каждой из позиций от плановых в текущем периоде. К сожалению, дальше, для более комплексного анализа данные план-факта, не используются. А ведь эти данные при более глубоком изучении позволяют:

- организовать полный сбор информации для анализа и управления затратами;
- всегда знать основные инструменты управления затратами,
- комплексно анализировать отклонение от плана (норматива).

Для начала определим структуру затрат в составе себестоимости продукции (нефти), в частности, долю каждой статьи затрат в себестоимости нефти, на продажу. По данной структуре наглядно видно, что большая часть затрат в составе себестоимости нефти (с учетом коммерческих расходов на продажу) приходится на экспортную пошлину (31,95% по факту), НДС (30,33%), себестоимость добычи (17,78%).

Таблица 1

**Часть модели план-фактного анализа предприятия
ООО «Норд Империял» (млн.долл.)**

Detailed Income Statement	2010	'January-2010		'February-2010		...
...	Budget	Budget	Actual	Budget	Actual	...
Lifting costs (\$' Million)
Materials	4,47	0,51	0,32	0,53	0,32	...
Fuel+Electricity	2,57	0,21	0,32	0,19	0,30	...
Transportation	5,14	0,33	0,40	0,44	0,44	...
Payroll costs	5,91	0,46	0,45	0,46	0,38	...
Fraccs	1,73	0,00	0,00	1,66	0,12	...
Production works and services	2,35	0,03	0,03	0,39	0,19	...
Other production expenses	2,70	0,23	0,12	0,27	0,34	...
Equipment setup	9,00	0,84	0,77	0,74	0,71	...
Workovers	2,36	0,38	0,18	0,54	0,06	...
Other Lifting Costs	0,60	0,04	0,18	0,04	0,17	...
Tariff & Transport (TT)	19,40	0,00	1,64	1,28	1,54	...
Domestic	8,56	1,35	0,48	0,56	0,32	...
Export	10,84	0,60	1,16	0,71	1,00	...
...

Себестоимость подъема нефти за 2010 год в ООО «Норд Империял» составляют следующие затраты (таблица 2). Приведено пояснение наиболее значительных статей затрат.

Классификация затрат, изложенная выше, позволила определить статьи затрат, по которым необходимо произвести факторный анализ. Далее в качестве примера представлен факторный анализ по нескольким статьям затрат.

Таблица 2

Структура себестоимости подъемной нефти (план-факт)

	2010 (млн.долл.)	2010 (млн.долл.)	Доля статьи в се- бестоимости	Доля статьи в себе- стоимости
	Budget	Actual	Budget	Actual
<u>Lifting costs</u>	37,01	39,17	100,00%	100,00%
Materials	4,47	5,02	12,08%	12,82%
Fuel+Electricity	2,57	3,30	6,94%	8,43%
Transportation	5,15	5,14	13,90%	13,11%
Payroll costs	5,92	5,66	15,98%	14,44%
FracS	1,73	1,16	4,66%	2,97%
Production works and services	2,35	0,92	6,35%	2,36%
Other production expenses	2,70	2,40	7,29%	6,12%
Equipment setup	9,01	9,24	24,34%	23,59%
Workovers	2,36	3,73	6,37%	9,51%
Other Lifting Costs	0,77	2,60	2,08%	6,64%

Анализ отклонений по материалам

На предприятии ООО «Норд Империл», с целью усиленного контроля за покупкой ТМЦ (товарно-материальных ценностей) и ОНСС (Оборудование не входящее в смету строек), в 2010-2011гг. ведется операционный бюджет по ТМЦ, где сопоставляются плановые данные по закупке материалов с данными спецификаций (непосредственно между предприятием и контрагентов, у которого данные материалы закупаются). Данные, заносимые в данный бюджет, позволяют по каждому Центру затрат, по каждому МВЗ (Месту возникновения затрат – месторождения) и по каждой группе ТМЦ проследить отклонения от плана за отчетный период – 1 год. Более широкий контроль за исполнением бюджета лежит на платежном бюджете, который позволяет отследить выполнение плана по закупке материалов на каждый месяц отчетного периода.

Расчет отклонений по материалам производился следующим образом (таблица 3)

По данной ТМЦ создается отдельный свод, с расчетом отклонений по цене и по количеству. Отклонения по цене рассчитывались в данном случае следующим образом:

$$\text{Отклонение}_д = (2\text{шт}-5\text{шт}) * 437\,500\text{р.} = -1\,312\,500\text{ р.}$$

$$\text{Отклонение}_к = (437\,500\text{р.} - 273\,428,38\text{р.}) * 5\text{ шт.} = 820\,358,10\text{ р.}$$

Абсолютное отклонение по «Зданию мобильному» составило за 2010г. = 820 358,10 + (1 312 500 р.) = - 492 141, 9 р., т.е. по данному ТМЦ отклонение составило - 492 141,9.

Таким образом, по ст. Материалы в группе компании «Imperial Energy», был проведен комплексный анализ, который позволили выявить, что совокупное отклонение по материалам в размере 18,834 млн. руб. (что составляет около 2% от планируемой прибыли предприятия). Наибольшее отклонение в сторону увеличения

выявлено по ПСП Лугинецкому, в связи с увеличением затрат на транспортировку нефти к трубопроводам «Транснефти», увеличению объемов.

Таблица 3

Часть план-фактного анализа (Анализ отклонений по отдельным ТМЦ) (руб.)

Период с 01.01.2010 по 31.03.2010										
Materials	ед.из м.	количество		отклоне- ние по количе- ству (Кн- Кф)*Цн	цена за единицу		цена, всего		отклоне- ние по цене (Цн- Цф)*Кф	Абсо- лютное отклоне- ние, %
		план	факт		план	факт	план	факт		
Управление нефте- промыслом										
Снежное, Двойное месторождение										
Наименование материалов (номенклатура)										
Вагон жилой	шт.	2	5	-1 312 500,00	437 500,00	273 428,38	875 000,00	820 285,14	820 358,10	-492 141,90
1. Здание мобиль- ное (пункт обогре- ва)	шт.		1			267 796,61				
приобретение по счету №15 от 15.12.2009г.										
оплата 15.01.2010г.										
Контрагент: ООО "Модульное здание"										
Договор №155-2010 от 15.03.2010г.										

Затраты на реализацию нефти составляют основную часть расходов в себестоимости реализуемой нефти. Отклонение данных расходов от планируемых составило более 15%.

По данным таблицы мы видим резкое превышение факта над планом по таким статьям, как Export Excise (Экспортная пошлина), вызванная постоянным увеличением ставок экспортных пошлин в 2010 году. Согласно постановлению Правительства РФ от 27 ноября № 930, подписанного премьер-министром РФ Владимиром Путиным, ставка экспортной таможенной пошлины на сырую нефть с 1 декабря 2010 г повышается с 290,6 долларов до 303,8 долларов за тонну. Mineral Extraction Tax (НДПИ) так же в 2010 году перешел в рост, но в большей степени за счет увеличения объемов добычи нефти с месторождений «Майской» и «Южно-Майское».

Для любого управляющего основным является вопрос: каковы причины отклонения фактической прибыли от запланированной? Ответить на него можно путем пофакторного анализа прибыли (CVP-анализа). Для обеспечения системного подхода при изучении факторов изменения прибыли и прогнозирования ее величины используется маржинальный анализ, в основе которого лежит маржинальный доход [3]

Маржинальный доход (МД) – это прибыль в сумме с постоянными затратами предприятия (Н) или выручка от реализации продукции (ВР) за вычетом переменных расходов [4].

Составляем таблицу с необходимыми данными (таблица 4):

Факторный анализ прибыли по данной методике позволяет сделать анализ по влиянию на прибыль таких факторов, как:

- количество реализованной продукции (Пк);
- цена реализации (Пц);
- удельные переменные затраты (Пv);
- суммы постоянных затрат (Пн).

Таблица 4

Исходные данные для факторного анализа прибыли ООО «Норд Империял»

Наименование показателя	годы		
	2008	2009	2010
Доход от реализации продукции, тыс. руб.;	2 772 970,15	4 022 715,80	8 330 707,49
Объём реализации продукции, тыс. тонн	264,61	451,39	741,15
Цена реализации, тыс. руб.	12,69	12,84	12,95
Себестоимость, тыс. руб./тонну	18,92	10,17	10,18
Переменные затраты тыс. руб. на тонну.	8,55	5,41	7,04
Сумма постоянных затрат, всего, тыс. руб.	2 126 711,14	1 439 419,64	1 396 391,12
Прибыль до налогообложения, тыс. руб.	-1 404 104, 24	-568 880, 25	373 147,71

Аналогичным образом был произведен расчет по 2008-2009гг. Результаты расчетов занесены в таблицу 5.

Таблица 5

Факторный анализ прибыли ООО «Норд Империял» – с поправочным коэффициентом (млн. руб.)

Период исследования	П усл ₁	П усл ₂	П усл ₃	Пк	Пц	Пв	Пн	Побщ
1. 2008-2009г.	-2124,84	-2124,77	-2123,36	-720, 74	+ 0,067	+ 1,42	+ 1 554, 48	+ 835, 22
2. 2009-2010г.	- 1 433,92	- 1 433,83	- 1 435,03	- 865,03	+ 0,084	- 1,21	+ 1 808,18	+ 942,03

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

— с 2008 года прибыль предприятия стабильно растет. В период 2008-2009г. На росте прибыли значительно сказалось снижение сумм постоянных затрат и увеличение производимой продукции (нефти). Сдержало рост прибыли, главным образом, снижение цены реализации по сравнению с 2008 годом.

— В 2010 году прибыль так же выросла и на рост, главным образом, по-прежнему в большей степени сказывается рост количества реализованной продукции, а так же значительное снижение постоянных затрат (+1 808,18)

Собранный и представленный материал дает четкое представление о системе бюджетирования в компании и понимание взаимосвязи управления затратами с инструментами контроллинга (в частности – план-фактным анализом). В данном случае применение план-фактного анализа в ежемесячном отчете предприятия по производственным, экономическим и иным показателям позволит поднять на новый уровень реализацию текущих бизнес-процессов в компании.

В ходе апробации углубленного план-фактного анализа на предприятии было осуществлены следующие мероприятия:

— Каждая затратная статья в соответствующих отчетах (операционных бюджетах) сотрудниками ПЭО сравнивается с планом, на соответствие бюджету.

— Планово-экономическим отделом стал проводиться план-фактный

анализ затрат нарастающим итогом с начала отчетного периода, с внесением коррективов со стороны Центров финансовой ответственности, с пояснениями по каждому отклонению от плановых, что способствует более точному бюджетированию и уточнению данных управленческой отчетности (с возможностью корректировки бюджета в течение периода).

— За счет усиленного контроля затрат ЦФО практически удалось избежать переносов отдельных средств с одного ЦФО на другое, что, безусловно, облегчает работу ПЭО (нет необходимости постоянно корректировать «переносы средств бюджетов» во всех отчетах).

— Планирование основного бюджета на 2012 год и последующий периоды было начато уже в начале 2011. Процесс планирования происходит по предусмотренным нормам, но уже с учетом план-факта предыдущего периода по каждой статье затрат.

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. Управление затратами на предприятии // Лебедев В.Г., Дроздова Т.Г., Кустарев В.П // Учеб. пособие. – СПб: СПбГИЭА, 1999. – с.145-149.
2. План-фактный анализ затрат - http://www.basegroup.ru/glossary/definitions/plan_fact/.
3. Задорожная А.Н. Финансы организации (предприятия) / - М.: Московский институт экономики, менеджмента и права, 2009 – с.47-59.
4. Основы бухгалтерского учета. Анализ «Затраты-объем-прибыль» - <http://accountancy-edu.ru/uchet-t15r3part1.html>.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Я.А. Холин

Научный руководитель доцент А.В. Антошкина

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

Добыча нефти в России осуществляется из огромного количества месторождений, размещенных по всей стране. Месторождения отличаются по своим геолого-физическим свойствам, оказывающим существенное влияние на показатели и процесс разработки, и различной степенью истощенности запасов. В настоящее время большое количество нефтяных месторождений, эксплуатируемых нефтедобывающими предприятиями, находятся в поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью добываемой продукции и низкой дебитностью скважин. Такое положение предполагает необходимость формирования и применения более гибких и избирательных норм и правил, регулирующие операции в нефтяном секторе, в частности следует обратить внимание влияние уровня обводненности добываемой продукции на рентабельность добычи.

Для того чтобы определить какую скважину следует перевести в недействующий фонд, принимается исходя из сравнения ожидаемого дохода с этой скважины и затрат которые будут осуществлены на добычу с этой скважины.

Как было описано в первой главе, формирование затрат и определение себестоимости добычи нефти по скважинам состоит из 13 статей. Но при определении

безубыточности скважины целесообразно использовать, так называемые «высвобождаемые» затраты. Это те затраты, которые исчезнут если недрпользователь решит остановить эксплуатацию скважины.

«Высвобождаемые» затраты на добычу нефти из скважин в целом можно разделить на постоянные и переменные:

К переменным относятся те затраты, которые зависят от объема добываемой жидкости, объема закачиваемой воды.

К постоянным относятся расходы на обслуживание скважины, которая в свою очередь делится по элементам: зарплата основная, расходы на содержание и эксплуатацию, капитальный ремонт, постоянные не зависящие от фонда.

На рисунке 1 изображена структура «высвобождаемых» затрат приходящаяся на одну добывающую скважину.



Рисунок 1. Структура операционных затрат

Имея усредненные удельные показатели по затратам, ставку НДС, цену нефти на коммерческом узле учета, можно рассчитать необходимый минимальный рентабельный дебит для продолжения эксплуатации скважины при заданном уровне обводненности.

В таблице 1 представлен пример расчета минимального рентабельного дебита при обводненности добываемой продукции равной 50 % .

Таблица 1

Расчет минимального рентабельного дебита скважины

Дебит нефти	Дебит жидкости	Пер. на подготовку нефти, руб./тонна	Пер. затраты на добычу и перекачку жидкости, руб./тн	Пер. затраты на закачку воды, руб./тн	Содержание скважины	НДПИ (ставка 4045 руб./тн)	Итого затрат	Доход со скважины	Доход-затраты
1	2	45,5	114,9	16,6	15 714,8	4045,5	19 937,3	7 874,6	- 12 062,7
2	4	91,0	229,8	33,2	15 714,8	8091,0	24 159,8	15 749,2	- 8 410,6
3	6	136,6	344,7	49,8	15 714,8	12136,6	28 382,3	23 623,8	- 4 758,5
4	8	182,1	459,6	66,3	15 714,8	16182,1	32 604,9	31 498,4	- 1 106,5
5	10	227,6	574,4	82,9	15 714,8	20227,6	36 827,4	39 373,0	2 545,6
6	12	273,1	689,3	99,5	15 714,8	24273,1	41 049,9	47 247,6	6 197,7
7	14	318,7	804,2	116,1	15 714,8	28318,6	45 272,4	55 122,2	9 849,8

Из выше представленной таблицы видно, что наибольший удельный вес в затратах при эксплуатации скважины добывающей продукцию с 50% обводненностью, составляют затраты на содержание скважины и налог на добычу полезных ископаемых, которые были равны почти всем затратам при минимально рентабельном дебите. Минимальный рентабельный дебит же равен 5 тн/сут.

В таблице 2 представлены результаты аналогичных расчетов для скважин добывающих продукцию с разными уровнями обводненности.

Таблица 2

Уровни минимальных рентабельных дебитов скважин добывающих продукцию с обводненностью 60-98%

Обводненность добываемой продукции, %	60	70	80	90	95	96	97	98
Минимальный рентабельный дебит нефти, т./сут.	5	6	6	7	9	11	18	-

Как видно из таблицы 2, с ростом обводненности добываемой продукции, величина минимального рентабельного дебита значительно растет. Так для нефтедобывающей скважины с обводненность добываемой продукции 97 % минимальный рентабельный дебит нефти составил 18 тн. /сут. при добычи жидкости 566 тн./сут. А для скважин добываемых продукцию с обводненностью 98%, не существует рентабельного дебита при действующих эксплуатационных затратах.

Стоит отметить что при увеличении обводненности добываемой продукции, удельный вес затрат на обслуживание в структуре общих затрат значительно снижается, а удельный вес НДС остается практически неизменным и составляет около 50 % от общих затрат.

Для дальнейшего анализа необходимо проанализировать дебит скважин, которые добывают продукцию с обводненностью выше 90 %. Всего на исследуемом предприятии находится 781 таких скважин. В таблице 4 представлены данные по этим скважинам. Красным цветом закрашена зона нерентабельного дебита, зеленым цветом, наоборот, закрашены ячейки со скважинами имеющие рентабельные дебиты при заданной обводненности.

Как видно из таблицы 3, в зоне нерентабельности находится значительное количество скважин, а именно 297 скважин с годовой добычей 1 170 440 тонн.

Т.е. в ближайшее время эти скважины будут переведены в недействующий фонд. Сейчас это сдерживает, скорее всего, технологическая невозможность и условия, которые необходимо соблюдать в соответствии с предоставленной лицензией на пользование участком недр.

Как правило, на данном этапе производства все затраты которые непосредственно связаны с добыче уже оптимизированы до максимального уровня, и вследствие этого недропользователь вынужден выводить из эксплуатации скважины с низким дебитом и высокообводненной добываемой продукцией.

Всевозможные методы повышения эффективности эксплуатации фонда нефтяных скважин могут оказаться неэффективными в условиях несовершенной налоговой системы. Как известно, с 1.01.2002 основным ресурсным налогом является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ, заменивший собой три ранее действовавших налога: акциз, роялти и отчисления в фонд воспроизводства минерально-

сырьевых ресурсов.

Таблица 3

Количество скважин добываемых продукцию с обводненностью более 90%

Дебит, тн/сут.	Обвод-сть, %													
		Менее 6	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
90			10		19	3	2	23						
91		5	8		17		10	4			10	12	1	
92		4	22		22	45	13	7						
93		7	19	12	14		5	22	12		8	5		
94			12	23	17	18	10	23						
95			6	10	11	12	33		34	35				
96			13	7	10	16		20	11					
97									12		14			
98								2		17	17	34	18	

Введение недифференцируемой ставки НДС не только снизило эффективность нефтедобычи для компаний, разрабатывающих выработанные месторождения, но и уничтожило стимулы к разработке трудноизвлекаемых запасов.

Это приводит к неравномерной и неэффективной выработке запасов нефти, ухудшению показателей разработки, падению коэффициента нефтеизвлечения.

Популярной мерой становится остановка нерентабельных скважин с целью сокращения убытков без учета геолого-технологических, экономических и социальных последствий таких остановок. Доля простаивающих скважин в эксплуатационном фонде нефтяных компаний России по состоянию на декабрь 2005 года достигла 24,8 %.

Одним из главных этапов функционирования специального режима стимулирования добычи нефти из малодебитных нерентабельных скважин является определение таких скважин.

Для этого необходимо по каждой нефтяной скважине определить:

- доход от реализации нефти на внутреннем рынке;
- сумму затрат на добычу нефти (без налогов и сборов);
- сумму всех налогов и сборов.

Исходными данными для расчета дохода, затрат и налогов по скважинам служат существующие отчеты нефтедобывающих организаций: калькуляция себестоимости нефти, месячный эксплуатационный рапорт (МЭР) о работе нефтяных скважин, квартальная бухгалтерская отчетность

Сумма дохода по каждой скважине определяется как произведение принятого из МЭР объема добычи нефти по этой скважине за отчетный период на среднюю цену реализации нефти на внутреннем рынке за тот же период.

В первую очередь, необходимо определить фонд малодебитных нерентабельных скважин на основе расчетов по каждой скважине сумм дохода, затрат и налогов. При этом суммы указанных показателей, рассчитанные в целом по организации

распределяются по скважинам пропорционально добычи нефти и жидкости из них, а также времени их работы. Скважины, у которых доход от добычи нефти меньше полных затрат, считаются малодебитными нерентабельными.

При этом особый режим следует распространить на те малодебитные нерентабельные скважины, чье количество превышает 10 % от общего числа нефтяных скважин по месторождению. Если эти условия соблюдаются, то на скважины распространяется специальный режим. Рассмотрим два варианта специального налогового режима

1) Введение понижающих коэффициентов к НДС.

Этот вариант заключается в применении понижающих коэффициентов к НДС в зависимости от дебита скважин и уровня обводненности добываемой продукции. Ведь с ростом обводненности, себестоимость добываемой нефти увеличивается в геометрической прогрессии.

Но в этом режиме не учитывается географическое положение месторождений. Ведь в условиях Западной Сибири капитальные, а следовательно и эксплуатационные затраты, в несколько раз превышают аналогичные в Западной части России. Это обуславливается высокой заболоченностью и отсутствием развитой инфраструктуры местностей, где разрабатываются нефтегазовые месторождения. Некоторыми сторонниками этого варианта предлагается дополнительно к понижающим коэффициентам НДС, вводить коэффициенты географического положения. На первом этапе внедрения специального налогового режима таким коэффициентом может служить районный коэффициент к заработной плате. Но для того чтобы сохранять единый экономико-правовой режим на всей территории РФ, этот вопрос в дальнейшем требует глубокой проработки.

2) Применение налоговых вычетов при эксплуатации нерентабельных скважин.

В этом варианте по каждой малодебитной нерентабельной скважине рассчитывается сумма необходимых налоговых вычетов, равная разнице между полными затратами и доходом, которая обеспечит по каждой такой скважине нулевую рентабельность, что позволит сохранить экономическую заинтересованность организации в продолжение ее эксплуатации. При этом максимальная величина налоговых вычетов по каждой малодебитной нерентабельной скважине должны быть ограничены суммой всех налогов и сборов, рассчитанных по данной скважине.

Налоговый вычет по нефтедобывающей организации в целом определяется суммированием налоговых вычетов по всем малодебитным скважинам. Рассчитанные в целом по организации суммы налоговых вычетов необходимо относить на уменьшение сумм начисленных федеральных налогов в порядке установленной очередности.

Следует отметить основные достоинства предлагаемого особого режима:

- объективность по сравнению с механизмом применения понижающих коэффициентов;
- соблюдение баланса интересов государства и нефтедобывающих организаций;
- обеспечение максимальной, с точки зрения экономической целесообразности, выработки нефтяных месторождений;
- минимальное снижение доходов бюджетов, так как налоговые вычеты предусматриваются только в том размере, чтобы вывести малодебитные скважины на нулевую рентабельность, а в остальной части налоги по

указанным скважинам будут сохранены (вместо полной потери этих налогов в случае остановки скважин из-за их нерентабельности);

– радикальный характер, предусматривающий возможность плавного снижения налоговых отчислений сначала по отдельным малодебитным скважинам, а в итоге – по месторождению и нефтедобывающей организации в целом;

– необходимость внесения минимальных поправок в действующее законодательство, так как при этом сохраняется существующий порядок начисления налогов, которые затем лишь уменьшаются на суммы налоговых вычетов;

– достаточная простота и возможность практической реализации на базе существующей системы учета и отчетности без длительной организации для этого дорогостоящей специальной системы прямого учета затрат по каждой скважине.

Конечно, при реализации специальных налоговых режимов неизбежны издержки, как со стороны государства, так и со стороны недропользователя. Со стороны государства такими являются: издержки администрирования, издержки перестройка и издержки, связанные с риском принятия ошибочных решений. Со стороны недропользователя: технические издержки, издержки администрирования, издержки вызванные усилением государственного контроля.

Но в любом случае, применение гибких систем налогообложения НГС, как показывает опыт многих стран, в целом является выгодным и для государства, и для недропользователей – и та, и другая сторона полностью окупают свои издержки за счет получения дополнительных доходов.

Работа подготовлена при финансовой поддержке аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы». Наименование и регистрационный номер проекта: «Теоретическое обоснование оптимальной системы налогообложения предприятий нефтегазового комплекса России», № 2.1.3/1696.

Литература

1. Андреев А.Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. – М., – Наука, 1997. – 347 с.
2. Богомольный Е.И. Экономическая оценка рентабельности работы фонда скважин // Нефтяное хозяйство. – М., 1998. – №3 – С.6-7.
3. Бройде И.М. Финансы нефтяной и газовой промышленности: Учебник для вузов. М.: Недра., - 1990. - 319 с.
4. Гавура В.Е. Вопросы нефтяного законодательства и стимулирования добычи нефти в зарубежных странах. – М., - ВНИИОЭНГ, 1994. – 28 с.

НАПРАВЛЕНИЕ 15 ГЕОЭКОЛОГИЯ. ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

АСПИРАНТЫ

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗЕМНОГО СЛОЯ АТМОСФЕРЫ БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА (НА ПРИМЕРЕ Г. УЛАН-УДЭ)

С.Ж. Вологжина

Научный руководитель профессор А.В. Аргучинцева
Иркутский государственный университет, г. Иркутск, Россия

Наиболее значимым фактором окружающей среды для здоровья населения является атмосферный воздух. Опасность загрязненного воздуха обусловлена наличием разнообразных загрязняющих веществ, оказывающих комбинированное действие, а также трудностью защиты от загрязненного воздуха, который действует на население круглосуточно.

Загрязнение атмосферы городов всевозможными примесями антропогенного характера отмечалось уже в древности. Упоминание о загрязнении воздуха дымом в Древнем Риме встречается уже около 24 г. до н.э. в одах Горация (65-8 гг. до н.э.). Еще более определенно об этом сказано у Сенеки (3 г. до н.э. – 65 г. н.э.): «Я почувствовал перемену в настроении, лишь только покинул смрадный воздух Рима, воносящий дымными печами, которые изрыгают отвратительный чад и сажу» [8].

Особенно острой проблема загрязнения атмосферного воздуха городов стала в наше современное время, когда объемы выпускаемой продукции на промышленных объектах увеличиваются, но при этом производятся на устаревшем оборудовании, происходит сокращение площадей лесных массивов, широко используются минеральные удобрения и химические средства для борьбы с вредителями и т.д.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в атмосфере наносит большой ущерб здоровью населения, творениям архитектуры, историческим памятникам, жилым домам, растительному миру и др. Прямое и косвенное воздействие загрязненной атмосферы приводит к снижению производительности труда, повышенной заболеваемости и даже смертности среди населения [4].

Даже при отсутствии смога загрязненная атмосфера сильно ослабляет приток радиации, в особенности в ультрафиолетовой области спектра земной поверхности, в некоторых случаях до 90 %. Поскольку ультрафиолетовая радиация обладает бактерицидными свойствами, это явление косвенным образом может способствовать развитию вирусных и других заболеваний [3].

Поэтому оценка загрязнения атмосферы и подстилающей поверхности промышленными предприятиями и выделение наиболее экологически неблагоприятных зон в зависимости от сезонов года становятся необходимыми, чтобы впоследствии разработать мероприятия по снижению на здоровье населения негативного воздействия выбросов промышленных предприятий.

Объект исследования. Улан-Удэ – столица Республики Бурятия, крупный промышленный центр Восточной Сибири. Город расположен почти в центре республики, у слияния двух рек – Селенги и Уды (рис.1) и занимает выгодное географическое положение. Город расположен на расстоянии около 100 км на восток от озера Байкал в пределах Иволгино-Удинской межгорной впадины, которая представляет собой обширное понижение, вытянутое в широтном направлении и ограни-

ченное с севера хребтами Хамар-Дабан и Улан-Бургасы, с юга – хребтами Ганзуринский и Цаган-Дабан. Это преимущественно среднегорная область [7].

Климат любого района определяется его географическим положением и формируется под воздействием солнечной радиации, подстилающей поверхности и метеорологических условий. Улан-Удэ расположен в удалении от океанов и морей, в глубине азиатского материка и значительно приподнят над уровнем моря. Это и определяет основные черты его климата. Согласно классификации климатов Б.П. Алисова [1], в основу которой положена атмосферная циркуляция, т.е. преобладание воздушных масс определенного типа, Улан-Удэ находится в умеренном климатическом поясе. Здесь преобладают континентальные полярные воздушные массы с преимуществом летом конвективных типов погоды, зимой - радиационного выхолаживания в антициклонах.

В течение года в Улан-Удэ преобладают скорости ветра 1-5 м/с, т.е. ветры слабые и умеренные. При этом продолжительность периодов со штилями достигает зимой 40 %, но весной снижается примерно до 20 %. Чаще всего сильные ветры наблюдаются весной, в основном при западных направлениях, но повторяемость их незначительна. Преобладающее направление ветра в Улан-Удэ в целом за год – северо-западное; зимой и осенью чаще дуют западные и восточные ветры, весной и летом – северо-западные [7].

Исходные данные и методы исследования. На Байкале регулярно ведутся систематические наблюдения за метеорологическими параметрами (температура воздуха, скорость и направление ветра, облачность, влажность и т.д.). В виду сложившихся финансовых трудностей некоторые станции, к сожалению, перестали функционировать. С 1997 г. метеостанции были разделены по принадлежности к Иркутской области и Бурятии. Основными источниками информации являются метеорологические станции, находящиеся в ведении Иркутского межрегионального территориального управления по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (15 станций). В наших исследованиях рассмотрены многолетние данные 21 станций, которые ведут 8-срочные наблюдения (декретное время наблюдений: 12, 15, 18, 21, 24, 03, 06, 09 ч). Наблюдения на гидрометеостанциях и постах за скоростью ветра проводятся в полярной системе координат. Поэтому полученные многолетние массивы данных по каждому пункту были обработаны по специальной авторской компьютерной программе с разложением вектора скорости ветра на скалярные компоненты декартовой прямоугольной системы координат с последующей статистической обработкой полученной информации.

Уровень загрязнения воздушного бассейна определяется за счет двух основных факторов: выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и метеорологических условий местности. При исследовании загрязнения территории промышленными выбросами существенно важное значение имеет их пространственное распределение. Уровни загрязнения поверхности на какой-либо территории образуют двумерное поле, которое может быть изображено в виде карты. Такие карты позволяют рассчитать воздействие этих веществ на природу, здоровье и деятельность людей и т.д.

В данной работе расчет загрязнения атмосферы был выполнен с использованием двух методик:

- стандартной (гостированной) методики ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» с использованием унифицированной программы расчета загрязнения атмосферы УПРЗА «ЭКО центр»;

- моделирование распределения антропогенных выбросов в атмосфере с использованием математической модели, основанной на аналитических решениях дифференциального уравнения, описывающего перенос и турбулентную диффузию примеси.

В качестве входной информации для обеих методик использовались инвентаризационные данные о параметрах источников выбросов предприятий г. Улан-Удэ: мощность выброса, координаты относительного размещения источников, скорость выброса, радиус и высота труб, температура газовой смеси, а также метеорологические данные: температура воздуха, скорость и направление ветра.

Результаты расчетов. В результате проделанной работы:

- методами математической статистики обработаны многолетние данные 8-срочных метеорологических наблюдений за вектором скорости ветра по 15 метеостанциям, расположенным по побережью Байкала, с целью получения статистически устойчивых климатических характеристик;

- для оценки потенциала самоочищения атмосферы построены эллипсы рассеяния по 15 пунктам для характерных месяцев: декабря и августа.

Проведя анализ полученных графиков, был сделан вывод, что в случае размещения предприятий на анализируемой территории, наиболее благоприятными для рассеяния примеси, исходя из метеорологических условий, будут территории близлежащие к метеостанциям: Исток Ангары, Большое Голоустное, Бабушкин, Хужир и Большой Ушканий остров, на территории которых по расчетам были получены наибольшие потенциалы самоочищения атмосферы.

Климатические эллипсы рассеяния ветрового потока дают качественную картину возможности самоочищения атмосферы и помогают при расчетах обоснованно ограничиться рассмотрением отдельных вариантов. Естественно, что реальная картина загрязнения может быть получена при детальном рассмотрении как метеорологических условий, так и параметров источников выброса.

По двум представленным методикам были рассчитаны характеристики области загрязнения атмосферы от антропогенных источников, определены зоны превышения среднесуточной предельной допустимой концентрации (ПДК_{с.с.}) и их размеры. Расчеты были произведены для 16 веществ и для четырех месяцев: для декабря и февраля, как неблагоприятных месяцев для рассеяния примесей, и июля и августа, когда наибольшей повторяемости достигают сильные ветры при северо-западном направлении [7]. В результате произведенных расчетов были получены 64 карты-схемы загрязнения территории двух типов: с изолиниями, проведенными по долям ПДК_{с.с.} (ОНД-86), и с изолиниями, проведенными по частоте превышения ПДК_{с.с.} в часах (моделирование по математической модели).

По таким веществам как фториды газообразные, оксид железа, фтористый водород, соединения марганца, аммиак, соединения свинца, взвешенные вещества, соединения олова, пыль неорганическая с содержанием кремния более 70 % превышений ПДК_{с.с.} обнаружено не было. Превышение ПДК_{с.с.} было получено по таким веществам, как оксид углерода, оксид и диоксид азота, бенз(а)пирен, сажа, диоксид серы, пыль неорганическая с содержанием кремния менее 20 % и с содержанием кремния от 20 до 70 %.

Анализ заболеваемости населения г. Улан-Удэ. Все загрязняющие атмосферный воздух вещества в большей или меньшей степени оказывают отрицательное влияние на здоровье человека. Эти вещества попадают в организм человека преимущественно через систему дыхания. Органы дыхания страдают от загрязнения непосредственно, поскольку около 50 % частиц примеси радиусом 0,01-0,1 мкм, про-

никающих в легкие, осаждаются в них. В основном загрязнение атмосферы вызывает такие болезни как поражение верхних дыхательных путей, сердечная недостаточность, бронхиты, астма, пневмония, эмфизема легких, а также болезни глаз. Резкое повышение концентрации примесей, сохраняющееся в течение нескольких дней, увеличивает смертность людей пожилого возраста от респираторных и сердечно-сосудистых заболеваний [5].

По результатам ведения социально-гигиенического мониторинга в г. Улан-Удэ уровень заболеваемости населения превышает средние показатели по Республике Бурятия в целом в 2,3 раза [11]. Распространенность нарушений здоровья на территории г. Улан-Удэ неоднородна. Наиболее неблагоприятная медико-демографическая ситуация наблюдается в промышленных районах с выраженным техногенным воздействием на атмосферный воздух [13].

По данным обращаемости за медицинской помощью в лечебно-профилактические учреждения г. Улан-Удэ в 2008 г. высокие показатели заболеваемости зарегистрированы среди жителей п.Загорск, п.Сосновый, 20а квартал, 19 квартал. Относительный риск (превышение средне городского уровня заболеваемости) составляет в п.Загорск – 4,7 ; п.Сосновый - 2,7; 20а квартал – 2,5; 19 квартал - 1,5 [11].

Выводы. Исследования показали, что в г. Улан-Удэ наблюдается неблагоприятная экологическая обстановка, обусловленная, с одной стороны, высоким уровнем техногенной нагрузки, а с другой – низкой рассеивающей способностью атмосферы, приводящей к застоям загрязненного воздуха. Расположение города в межгорной впадине способствует скоплению промышленных выбросов. Постоянное нахождение населения в условиях атмосферного загрязнения приводит к ухудшению его общего самочувствия и более частой заболеваемости, особенно органов дыхания. Также в работе была произведена оценка вклада источников загрязняющих веществ г.Улан-Удэ в загрязнение воздушного бассейна озера Байкал – Всемирного наследия ЮНЕСКО. Этот вклад был признан как незначительный.

Работа выполнена при поддержке Иркутского государственного университета, индивидуальный исследовательский грант № 091-08-104.

Литература

1. Алисов Б.П. Курс климатологии: часть I и II / Б.П. Алисов, О.А. Дроздов, Е.С. Рубинштейн. – Л.: Гидрометеиздат, 1952. – 485 с.
2. Аргучинцева А.В. Тенденции и уровень решения проблемы оценки загрязнения атмосферы / А.В. Аргучинцева, В.К. Аргучинцев, С.Ж. Вологжина // Известия Иркутского государственного университета. Серия «Науки о Земле». – Иркутск: Изд-во Иркутского государственного университета, 2009. – Т.2, №2. – С. 20-36.
3. Аэрозоль и климат / Под ред. К.Я. Кондратьева. – Л.: Гидрометеиздат, 1991. – 544 с.
4. Безуглая Э.Ю. Чем дышит промышленный город / Э.Ю. Безуглая, Г.П. Расторгуева, И.В. Смирнова. – Л.: Гидрометеиздат, 1991. – 255 с.
5. Влияние загрязнения атмосферы на человека, растительный и животный мир [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://scea.ru/vliyanie-zagryazneniya-atmosfery-na-cheloveka-rastitelnyj-i-zhivotnyj-mir-chast-1.html> (дата обращения 10.04.2011).
6. Иметхенов А.Б. Экология, охрана природы и природопользование : Учебник для вузов / А.Б. Иметхенов, А.И. Кульков, А.А. Атутов. – Улан-Удэ: Изд-во ВСГТУ, 2001. – 422 с.
7. Климат Улан-Удэ / под ред. Сницаренко Н.И., Швер Ц.А. – Л.: Гидрометеиздат, 1983. – 240 с.
8. Ландсберг Г.Е. Климат города / Г.Е. Ландсберг. – Л.: Гидрометеиздат, 1983. – С. 248.
9. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий: Общесоюзный нормативный документ (ОНД-86) / науч. рук. М. Е. Берлянд. – Л.: Гидрометеиздат, 1987. – 93 с.
10. Моделирование и управление процессами регионального развития / А.В. Аргучинцева [и др.]. – М.: Физматлит, 2001. – 431 с.
11. О санитарно-эпидемиологической обстановке в г. Улан-Удэ в 2009 году : государственный доклад. – Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Республике Бурятия», 2010 г. – 141 с.
12. О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2008 году: государственный доклад. – Иркутск: Сибирский филиал ФГУНПП «Росгеолфонд», 2009. – 455 с.
13. Постановление Главного государственного санитарного врача по РБ от 04.06.2007 №5 «О мерах по предупреждению вредного воздействия атмосферного воздуха на здоровье населения Республики Бурятия» [Электронный

ресурс] // Республика Бурятия: сайт. – Режим доступа: http://buriatia.news-city.info/docs/sistemrs/dok_iegwi.htm. (дата обращения: 18.03.2011).

14. Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных [Текст]: Методическое пособие по выполнению практических занятий по курсу "Промышленная экология" для студентов специальности 320700 "Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов" / Сост. Л.И. Бондалева, В.Т. Новиков, Н.А. Алексеев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – 39 с.

ЗАЩИТА СЕЛЬХОЗЗЕМЕЛЬ ОТ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Ю.А.Гарюгин

Научный руководитель доцент Т.А. Мусихина

Вятский государственный университет, г. Киров, Россия

Состояние окружающей среды во многом зависит от качества почв, в том числе почв сельскохозяйственных угодий, поскольку площадь земель сельхозназначения составляет 402,3 млн. га, что соответствует 23,5% от площади России, при этом чуть более половины из них – пашня [1]. В субъектах Российской Федерации площади распаханых земель различны. Так, например, традиционно сельскохозяйственный регион - Оренбургская область имеет площадь 124 тыс. км², из которых на сельскохозяйственные угодья приходится более 108 тыс. км² (85%). Для этой области характерна высокая распаханность зональных степей (более 51,4 %) [2]. В Республике Татарстан земли сельскохозяйственного назначения составляют 67,3%, распаханно 51,2% от общей площади республики, в Удмуртии распаханно 36% от общей площади республики, а в Кировской области – 20,5% от ее общей площади [3-5].

Таблица

Распределение земельного фонда некоторых субъектов Российской Федерации (тыс. га) (% от общей площади)[2-6]

Субъект федерации	Общая площадь	Сельхоз. угодья	Пашня
Кировская область	12037,4	3314,3 (27,6%)	478,3 (20,6%)
Нижегородская область	7662,4	3114,5 (40,6%)	1856,3 (24,2%)
Республика Татарстан	6783,7	4564,0 (67,3%)	3471,5 (51,2%)
Удмуртская Республика	4205,7	1888,4 (44,9%)	1542,8 (36,7%)
Оренбургская область	12370,2	10947,6 (88,5%)	358,3 (51,4%)

Наблюдения за состоянием сельхозугодий выполняются по специально утвержденной в 2003 году методике комплексного мониторинга [7]. В программу наблюдений кроме прочих включены исследования на содержание гумуса в пахотном слое почв (% от массы почвы), которые можно использовать при экологических оценках состояния окружающей среды, поскольку показатель содержания гумуса в почвах является одним из важнейших показателей ее качества, он отражает совокупность биохимических, физических и физико-химических свойств почвы и учитывает уникальное экологическое свойство гумуса – связывать соли тяжелых металлов и ароматических углеводородов, препятствуя их распространению и смягчая действие загрязнений на живые организмы.

Согласно [2-5] на рисунке 1 представлены данные абсолютного содержания органического вещества в почвах сельхозугодий по некоторым субъектам Российской Федерации [3-6].



Рис. 1. Процентное содержание органического вещества в почвах исследуемых регионов

Из диаграммы видно, что более половины сельскохозяйственных земель Кировской области обладают средним содержанием органических веществ в почвах, в области также наблюдается наибольшее суммарное количество площадей со средним, повышенным и высоким содержанием органического вещества. Удмуртская Республика обладает наибольшими площадями земель с почвами, обладающими очень низким содержанием органики. В Нижегородской области и Татарстане наряду со значительными площадями с низким содержанием органики наблюдается наибольшее количество почв с высоким содержанием органического вещества.

Поскольку почвы с оптимальным содержанием гумуса устойчивы к эрозии и обладают буферной емкостью по отношению к внешним факторам, то земли сельскохозяйственного назначения со средним, повышенным и высоким содержанием гумуса можно отнести к почвам, обладающим такими свойствами, которые способствуют их самоочищению и смягчают воздействие токсикантов на живые организмы. Доли площадей таких почв от общего числа распаханых земель составляют: в Кировской области – 62 %, Нижегородской 57 %, Удмуртской Республике 39 %, Республике Татарстан – 54 %.

С экологической точки зрения почва является поверхностью, депонирующей различные загрязнения. Основными системными источниками загрязнения почв являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от промпредприятий и объемы внесенных минеральных удобрений. Для субъектов федерации, имеющих сопоставимые доли распаханых земель от общей площади субъекта, можно провести ранжирование по устойчивости к антропогенным загрязнениям. Например, соседние Кировская и Нижегородская области имеют доли распаханых земель 20,6% и 24,2% соответственно, это позволяет выполнить сравнительную характеристику этих субъектов федерации. Для этого выбираем в качестве критериев-показателей для ранжирования: 1) доли распаханых почв с такими свойствами, которые способствуют их самоочищению и смягчают воздействие токсикантов на живые организмы (%); 2) валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (т/год), 3) удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (т/год/км²) и 4) объемы внесенных удобрений (кг д.в./га). Матричным методом вычисляем рейтинговое число каждого субъекта федерации для

чего составляем матрицу, в которой для каждого показателя-критерия выводится весовой коэффициент. В результате вычисления получается, что Кировская область обладает более высоким показателем устойчивости почв к антропогенным нагрузкам.

Поскольку содержание гумуса в пахотных почвах определяет их буферную емкость по отношению к внешним экологическим факторам и территориальный охват комплексным мониторингом пахотных почв и агрохимическими обследованиям в сельскохозяйственной сфере значителен, можно заключить, что имеется возможность широкого использования в экологических исследованиях данных по содержанию гумуса в пахотных почвах, полученных в результате проведения данного вида мониторинга.

В России сложилась крайне сложная ситуация, связанная со снижением плодородия почв, уменьшением посевных площадей и сокращением объемов применения минеральных удобрений. По данным агрохимической службы России 56 млн. га пашни (45%) характеризуется низким содержанием гумуса, 28 млн. га (23%) – дефицитом фосфора и 11,5 млн. га (9%) – калия. Среднегодовой дефицит гумуса в пахотном слое за последние годы в среднем по России, составляет 0,52 т/га [8].

Научной основой организации работ по воспроизводству почвенного плодородия в сельхозпредприятиях является “зональная система земледелия” (план внутрихозяйственного землеустройства). Включает в себя комплекс организационных, агротехнических, мелиоративных мероприятий, направленных на эффективное использование земель. Центральным звеном системы земледелия является севооборот – научно обоснованное чередование сельхозкультур по годам на отдельных земельных участках [9].

Одним из направлений агропромышленного комплекса (АПК) Кировской области является разведение сельскохозяйственных животных. Большой проблемой в настоящее время является утилизация биологических отходов и отходов содержания животных, для решения этой задачи применяются современные усиленные пленочные навозохранилища типа Лагуна. При сравнении старых навозохранилищ с Лагунами закрытого и открытого типа. Преимущество последних заключается в более надежной герметизации навозных стоков, более быстром обезвреживании за счет гомогенизации миксерами, быстрой реализации и дешевизне проекта относительно старых методов навозохранения. Преимущественно в Кировской области применяют построенные в советские годы типовые навозохранилища, но и функционируют Лагуны [10,11].

При утилизации биологических отходов применяют крематоры-инсенеаторы для сжигания павшего скота. Использование крематора — это один из самых простых и эффективных способов обеспечения санитарной чистоты: павшие животные утилизируются по мере накопления, а риск распространения заболеваний сведен к нулю [12]. Альтернативные методы утилизации биоотходов, как правило, требуют больших затрат времени и средств.

Таким образом, при использовании современных методов утилизации и обезвреживания отходов животноводства можно максимально снизить антропогенное воздействие на земли АПК.

Литература

1. Государственный (национальный) доклад о состоянии и использовании земель Российской Федерации в 2008 году. – М., 2009. – 260с.
2. Алиев Ш.А., Шакиров В.З., Нуриев С.Н. Агрохимическая и агроэкологическая оценка почв республики Татарстан. – Казань: Центр инновационных технологий, 2005.
3. Башков А.С., Башмаков Л.Б., Безносков А.И., Ковриго В.П., Макаров В.В., Холзаков В.М. Агроэкологические основы воспроизводства плодородия почв: Учебное пособие. – Ижевск: Удмуртия, 1999.
4. Состояние окружающей среды и природных ресурсов Нижегородской области в 2008 году: /под. ред. Ю.Н. Гагарина, Т.А. Косариковой – Н.Новгород, 2009, с.7-21.

5. О состоянии окружающей природной среды Кировской области в 2008 году. / под ред. А.В. Албеговой – Киров, 2009, – с.62-63.
6. Государственный доклад о состоянии и об охране окружающей среды Оренбургской области в 2009 году./под ред. К.П. Костюченко – Оренбург, 2010, – с.63
7. Методическое указание по проведению комплексного мониторинга плодородия почв земель сельскохозяйственного назначения. Минсельхоз России, – Москва, 2003.
8. Концепция Федеральной целевой программы «Сохранение и восстановление плодородия почв земель сельскохозяйственного назначения и агроландшафтов как национального достояния России на 2006-2010 годы» / Министерство сельского хозяйства Российской Федерации. – М., 2005.– 52 с.
9. Бурков Н.А. Проблемы охраны окружающей природной среды и природопользования: Учебно-методическое пособие /Н.А. Бурков, В.В. Ширяева.– Киров, 1998.– 205 с.
10. Резервуар с пленочным покрытием JS-FOIL BASIN, Хранилища для жидкого навоза и крышки к ним, Этапы строительства и монтажа пленочных лагун для хранения навоза. [Электронный ресурс] / Агротехкомплект, научно-производственное объединение . url: <http://www.agroteh.spb.ru/rus/catalog/107/18.03.2011>.
11. Оборудование для навозохранилищ [Электронный ресурс] / группа компаний ПЕТРОДОМУС url: <http://www.centroteh.ru/oborudovanie-dlya-navozohranilisch-2.html>. 21.03.2011
12. УдмуртРегионСнаб. Крематор против патогенных микроорганизмов / УдмуртРегионСнаб // Вятская губерния, – Киров, 2009 – №4 – с. 44.

ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА И ЕГО СВЯЗЬ С ФАКТОРАМИ СРЕДЫ ОБИТАНИЯ

Т.Н. Игнатова

Научный руководитель профессор Л.П. Рихванов

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

В настоящее время отсутствует количественная геохимическая характеристика человека, с учетом эколого-геохимических особенностей среды его обитания.

Организм человека можно рассматривать в качестве геоиндикатора, интегрирующим в себе трансформации природной среды. Знания о геохимическом составе человека позволяют дать прогноз изменения биосферы. В.И. Вернадский 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. Он отмечал, что химический состав организмов теснейшим образом связан с химическим составом земной коры.

Изучением элементного состава биологического материала человека (волосы, кровь, щитовидная железа) под руководством Л.П. Рихванова в конце 90-х годов XX века начали заниматься на кафедре геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (Н.В. Барановская, Т.Н. Игнатова, Д.В. Швецова и др.) при сотрудничестве с Сибирским медицинским университетом (Сухих Ю.И., Денисовой О.А., Станкевич С.С. и др.).

Сложности изучения элементного состава организма человека связаны с рядом причин: чрезвычайная трудность отбора проб биопсийного материала вообще, и по этическим причинам в частности; элементный состав организма определяется многими физиологическими характеристиками (возрастными, половыми, наличием патологии и др.), образом жизни (курение, питание); трудности аналитических исследований из-за низкой концентрации элементов в исследуемом материале, а также влияния многочисленных природных факторов (качество воздуха, состояние воды, почвы, горных пород).

Нами была проведена работа по изучению элементного состава органов и тканей и зольного остатка организма людей, проживавших в гг. Ростов-на-Дону, Новосибирск, Новокузнецк [2-3].

В основу аналитических исследований положены следующие виды анализов: метод инструментального нейтронно-активационного анализа, метод масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой, лазерно-люминесцентный анализ.

Полученные геохимические данные по органам и тканям человека (ОТЧ) свидетельствуют о том, что распределение изученных элементов во всех ОТЧ соответствует установленным геохимическим законам Кларка–Вернадского, Менделеева и правилу Оддо-Гаркинса, что еще раз подчеркивает их всеобщий характер распределения в материальных объектах [1, 4-8]. Анализ рис. 1. свидетельствует о том, что различия по половому признаку практически отсутствует, и наглядно наблюдается соответствие закону Кларка-Вернадского, Менделеева и правилу Оддо-Гаркинса. На представленном рис. 2, ярко выделяется тенденция в увеличении содержания в среднем по исследуемым органам и тканям человека, построенным в зависимости от половых различий людей. Так минимальное содержание отмечается для тулия (0,001 мг/кг), а максимальное для фосфора (41786 мг/кг).

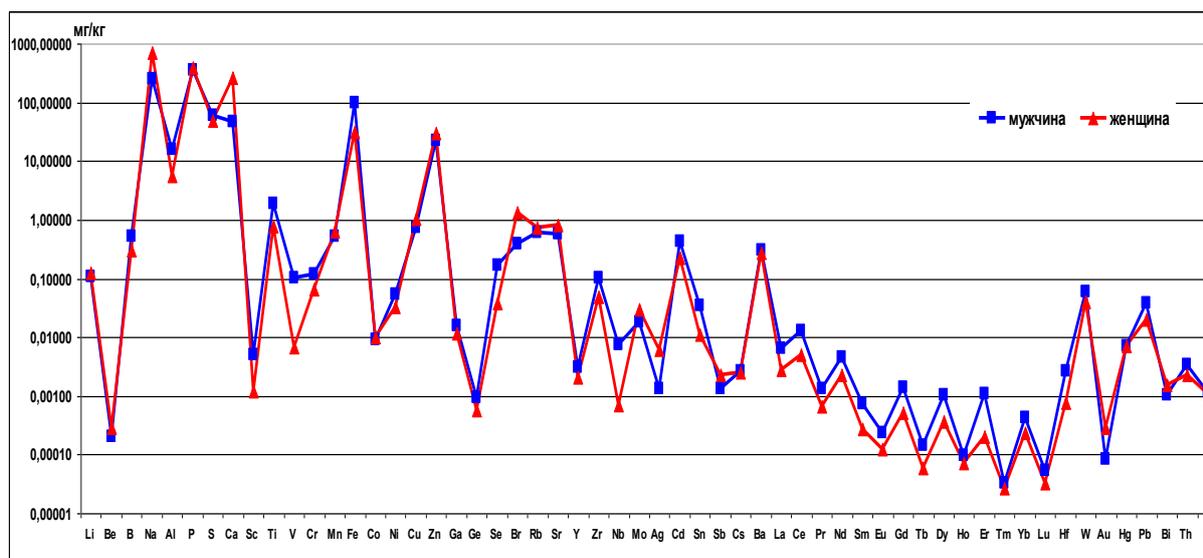


Рис. 1. Оценка средневзвешенного содержания химических элементов по половому признаку (мг/кг сырой массы)

Обнаружено принципиальное различие в накоплении химических элементов в одних и тех же органах и тканях людей, проживавших в различных природно-климатических и ландшафтно-геохимических условиях. Так, в органах жителей приморского города Анапа значительно выше концентрации Na, Br, Sb, Cs, Ce, Eu, Tb, Hg, тогда как у жителей Томского региона относительно этих урбанизированных территорий более существенное накопление Ca, Sc, Cr, Fe, Co, Rb, Sr, Ba, Hf, Ta, Au, Th, U (рис. 3).

Концентрирование элементов происходит во всех исследованных органах и тканях человека. Для удобства анализа, рассчитаны коэффициенты концентрации относительно средневзвешенного содержания в организме элементов.

Анализ коэффициентов концентрации свидетельствует о неравномерности концентрирования элементов в органах и тканях человека. В большинстве случаев именно главные и второстепенные структурообразующие элементы концентрируются в большем количестве органов. Так, например, отмечается 16 органов-концентраторов фосфора из 26 исследуемых. Максимальное количество органов-концентраторов стронция – 18 органов, а минимальным значением органов-концентраторов характеризуется олово – 1, т.е. это означает, Sn концентрируется в скелетной мускулатуре, а остальные 25 органов являются носителями данного элемента. В табл. 1. для каждого элемента определен его орган-концентратор по максимальному значению коэффициента накопления.

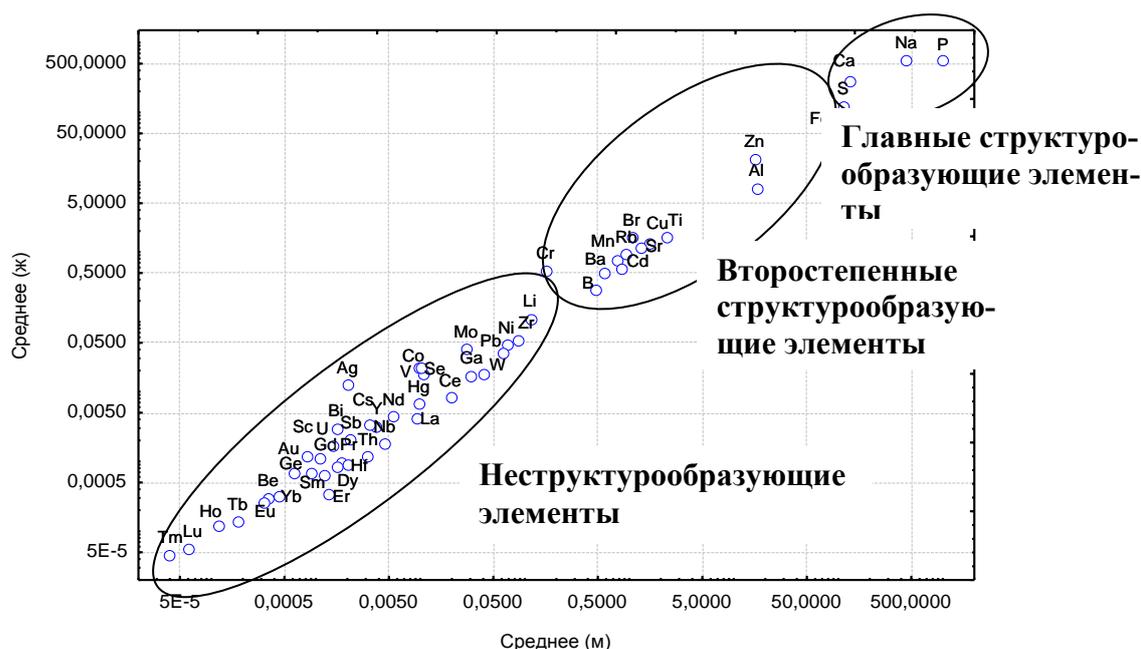


Рис. 2. Характер взаимосвязи 56 элементов в среднем по изученным органам и тканям человека (сырая масса, мг/кг)

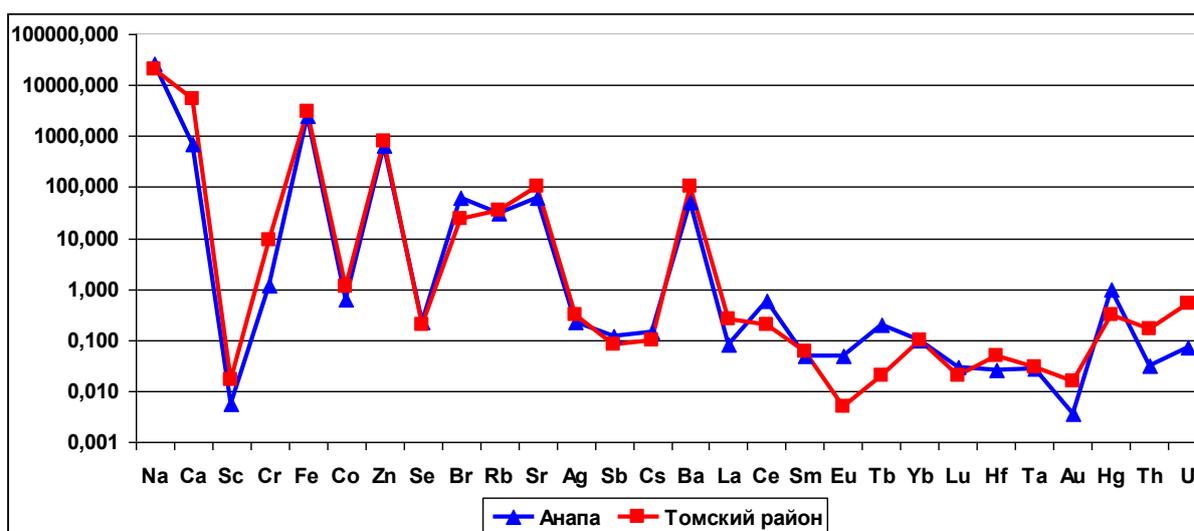


Рис. 3. Сравнение уровней накопления элементов в исследуемых органах людей, проживающих в разных регионах (мг/кг золы)

Наиболее ярко взаимосвязь элементного состава организма человека и эколого-геохимических факторов среды его обитания, определяющихся как природными (ландшафтно-геохимическими), так и техногенными факторами устанавливается при изучении элементного состава зольного остатка организма человека (крематорного материала).

Представлена оценка среднего содержания 63 химических элементов в зольном остатке организма человека (ЗООЧ) на примере жителей регионов страны с разной степенью техногенной нагрузки – Южного: г. Ростов-на-Дону и Западно-Сибирского: г. Новосибирск и г. Новокузнецк (рис. 4).

Результаты исследований в полной мере соответствует характеру техногенной трансформации среды обитания человека, проживающего в этих городах (табл. 2).

Таблица 1

Коэффициенты концентрации в органах и тканях человека

	ОТЧ	Кк		ОТЧ	Кк
Li	пищевод	2,6	Ag	аорта	10,7
Be	селезенка	4,3	Cd	почки	22,5
B	головной мозг	2,1	Sn	скелетная мускулатура	1,5
Na	селезенка	2,8	Sb	легкие	4,7
Al	bronхи	3,4	Cs	селезенка	4,3
P	щитовидная железа	6,5	Ba	трахея	4,8
S	трахея	22,0	La	легкие	9,2
Ca	трахея	6,0	Ce	легкие	10,5
Sc	bronхи	5,9	Pr	легкие	6,2
Ti	селезенка	4,6	Nd	легкие	4,6
V	пищевод	6,9	Sm	bronхи	4,9
Cr	поджелудочная железа	27,9	Eu	трахея	3,7
Mn	селезенка	4,1	Gd	bronхи	4,2
Fe	селезенка	21,5	Tb	bronхи	5,2
Co	трахея	9,5	Dy	bronхи	4,7
Ni	сердце	3,3	Ho	bronхи	5,2
Cu	щитовидная железа	4,6	Er	двенадцатиперстная кишка	3,0
Zn	кожа	2,1	Tm	bronхи	5,3
Ga	селезенка	6,2	Yb	bronхи	3,7
Ge	селезенка	5,5	Lu	bronхи	4,3
Se	легкие	1,9	Hf	трахея	1,7
Br	аорта	7,2	W	трахея	1,4
Rb	селезенка	3,0	Au	bronхи	48,7
Sr	трахея	6,2	Hg	матка	4,3
Y	bronхи	4,3	Pb	трахея	5,7
Zr	головной мозг	2,0	Bi	трахея	5,7
Nb	селезенка	1,8	Th	жировая ткань	1,5
Mo	печень	12,9	U	трахея	3,8

Примечание: Кк – коэффициент концентрации; жирным шрифтом показаны максимальные Кк.

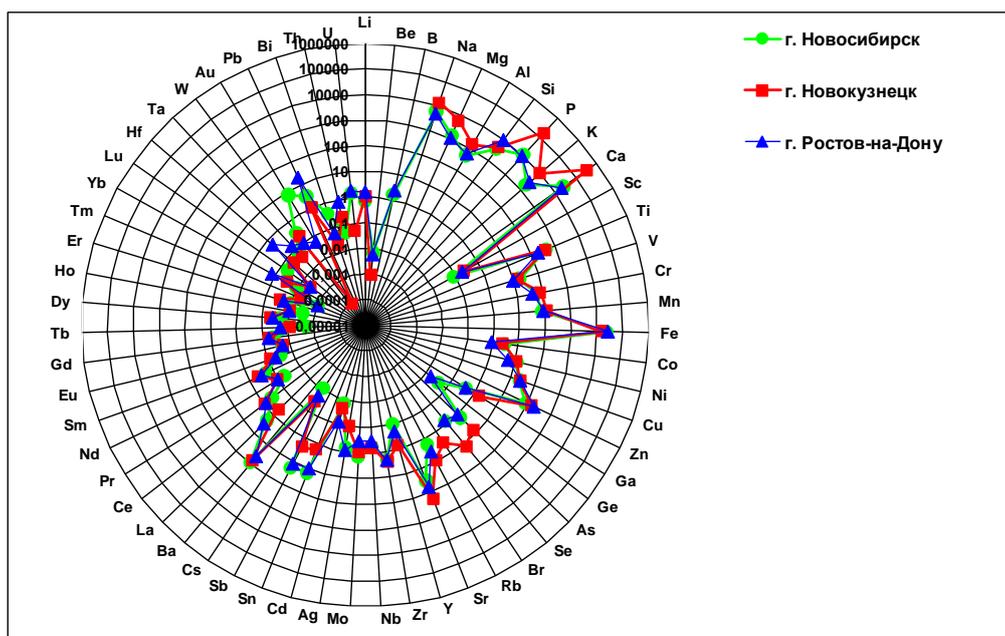


Рис. 4. Региональные особенности зольного остатка организма человека (мг/кг)

Таблица 2

Факторы, определяющие элементный состав организма человека

Факторы	Элементы
Климатический фактор (t, влажность, химический состав атмосферы)	
Континентальный (Томский район)	Ca, Cr, Ba, La, Hf, Au, Th, U
Прибрежно-морской (г. Анапа)	Br, Sb, Ce, Eu, Tb, Hg.
Ландшафтно-геолого-геохимический факторы	
Развитие месторождений полезных ископаемых и геохимически специализированных горных пород	
Золоторудные месторождения, оловоносные гранитоиды (район г. Новосибирск)	Au, Ag, Sb, Sn
Угольные месторождения (район г. Новокузнецк)	Ti, V, Co, Sb, Au
Титан-циркониевые (редкоземельное) (район г. Ростов-на-Дону, Томский район)	Th, U, REE
Факторы производства:	
Функционирование предприятий ядерно-топливного цикла, нефтехимического производства, ТЭЦ и ТЭС, работающих на угле (Томский район)	La, Hf, Au, Th, U
Функционирование нефтеперерабатывающих предприятий (г. Анапа)	Br, Sb,
Функционирование оловокомбината, заводов химконцентратов и аффинажного, ТЭЦ и др. (г. Новосибирск)	Sn, Bi, Sb, U, Li, Hg, Ag, Au, Ti, V, Co, Sb, Au
Функционирование металлургических комбинатов, заводов: алюминиевого и ферросплавов, предприятий химической, угледобывочной промышленности, ТЭЦ и др. (г. Новокузнецк)	Mg, Ca, Cu, As, Na, K, Al, P
Функционирование предприятий металлургии, машиностроения, радиотехники и электроники, ТЭЦ (г. Ростов-на-Дону)	Pb, Zn, Cd, Th, REE
Фактор образа жизни (социальный)	
Курение и питание (жители Томского района)	REE

В статье представлены результаты современных, высокочувствительных аналитических методов исследований проведенные в четырех независимых аккредитованных лабораториях. Установлено среднее содержание 63 химических элементов в зольном остатке организма человека жителей Западно-Сибирского региона (г. Новосибирск и г. Новокузнецк) и Южного региона (г. Ростов-на-Дону).

Впервые оценено содержание 56 химических элементов в органах и тканях человека жителей Томского района и 63 – в зольном остатке организма человека: Западно-Сибирского (г. Новосибирск, г. Новокузнецк) и Южного регионов (г. Ростов-на-Дону).

Выявлены закономерные взаимосвязи уровней накопления химических элементов и их ассоциаций в зависимости от ландшафтно-геохимических особенностей среды обитания человека, степени ее техногенной трансформации и вида промышленных производств, функционирующих в районах исследования.

Литература

1. Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Игнатова Т.Н. Современное состояние вопроса изучения геохимии человека // Развитие идей континентальной биогеохимии и геохимической экологии: Материалы VI–XII Биогеохимических чтений, посвященных памяти В.В. Ковальского (2006–2010 гг.). – М.: ГЕОХИ РАН, 2010. – С. 329–339.
2. Игнатова Т.Н., Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Судыко А.Ф. Региональные биогеохимические особенности накопления химических элементов в зольном остатке организма человека // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – №. 1. – С. 178–183.

3. Игнатова Т.Н., Барановская Н.В., Рихванов Л.П., Судыко А.Ф. Региональные особенности накопления химических элементов в зольном остатке организма человека по данным нейтронно-активационного анализа // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы VI Международной научно-практической конференции, Семипалатинский государственный педагогический институт, 4–7 февраля 2010 г. – Т. II. – Семипалатинск, 2010. – С. 29–34.
4. Рихванов Л.П., Барановская Н.В., Игнатова Т.Н., Судыко А.Ф., Сандимирова Г.П., Пахомова Н.Н. Элементный состав органов и тканей человека // Проблемы биогеохимии и геохимической экологии. – М., 2009. – № 1 (9). – С. 67–77.
5. Рихванов Л.П., Барановская Н.В., Игнатова Т.Н., Судыко А.Ф., Сухих Ю.И., Федоров С.Ю. Элементный состав органов и тканей человека по данным инструментального нейтронно-активационного анализа // Тяжелые металлы и радионуклиды в окружающей среде: Материалы V Международной научно-практической конференции, Семипалатинский государственный педагогический институт, – Семипалатинск, 2008 – С. 26–36.
6. Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P., Ignatova T.N., Matveenko I.A. Element composition of human organs and tissue // Proceedings 7th International symposium on trace elements in human: new perspectives, October 13–15th 2009. – Athens, Greece, 2009. – P. 212–222.
7. Ignatova T.N., Baranovskaya N.V., Rikhvanov L.P., Matveenko I.A. On the problem of rare earth element distribution in human organs and tissues (by the example of the inhabitants of Tomsk region // Proceedings 7th International symposium on trace elements in human: new perspectives, October 13–15th 2009. – Athens, Greece, 2009. – P. 223–227.

КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЛИКВИДАЦИИ НАКОПИТЕЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАНЦИЙ АЭРАЦИЙ

О.А.Самарина

Научный руководитель профессор К.Л.Чертец

Самарский государственный технический университет», г.Самара, Россия

Деятельность нефтехимического и нефтяного комплексов привела к образованию большого числа накопителей углеводородсодержащих отходов (рис.1). Все они отрицательно воздействуют на компоненты экосистем и, главным образом, на геологическую среду. Поэтому, после завершения эксплуатации накопителей необходима рекультивация территорий, нарушенных размещением отходов.

Техногенные образования, формируемые в накопителях, представляют собой конгломераты гетерофазных углеводородсодержащих отходов и компонентов нарушенной природной среды: почв, грунтов, аккумулярованных атмосферных осадков. При этом до 90 % общего объема выемки занимают водоэмульсионный слой и донный шлам техногенного образования. Их ликвидация составляет основную величину затрат при производстве комплексных рекультивационных работ.

Ликвидация техногенного образования накопителей требует использования дорогостоящих сооружений механической и биохимической обработки отходов для последующей утилизации в качестве рекультивационных материалов. Создание специализированных комплексов геоэкологического рециклинга техногенных образований накопителей сопряжено с рядом проблем. К ним относят дефицит свободных территорий на ненарушенном грунте в границах накопителя, отсутствие коммуникаций, баз техники, сооружений производства рекультивационных материалов. При этом после ликвидации накопителя, построенные на его территории сооружения, окажутся бездействующими и потребуют проведения дорогостоящего объектного демонтажа.

Анализ структуры и состава техногенных образований накопителей отходов нефтехимического и нефтяного комплексов Самарской области показал, что загрязнения водоэмульсионного слоя накопителей имеют химическое сродство с производственными сточными водами, сбрасываемыми на станции биологической очистки (СБО) предприятия – собственника накопителя (рис. 1). Кроме того, в составе жидких отходов присутствуют микроорганизмы, являющиеся аналогами активного ила СБО. Данное обстоятельство позволило сформулировать положенную в основу работы гипотезу о возможности переработки слоевых элементов техногенного образования накопителей на централизованных станциях аэрации с созданием на их базе предприятий по обработке водоэмульсионного слоя накопителей, совместно с основным потоком сточных вод.

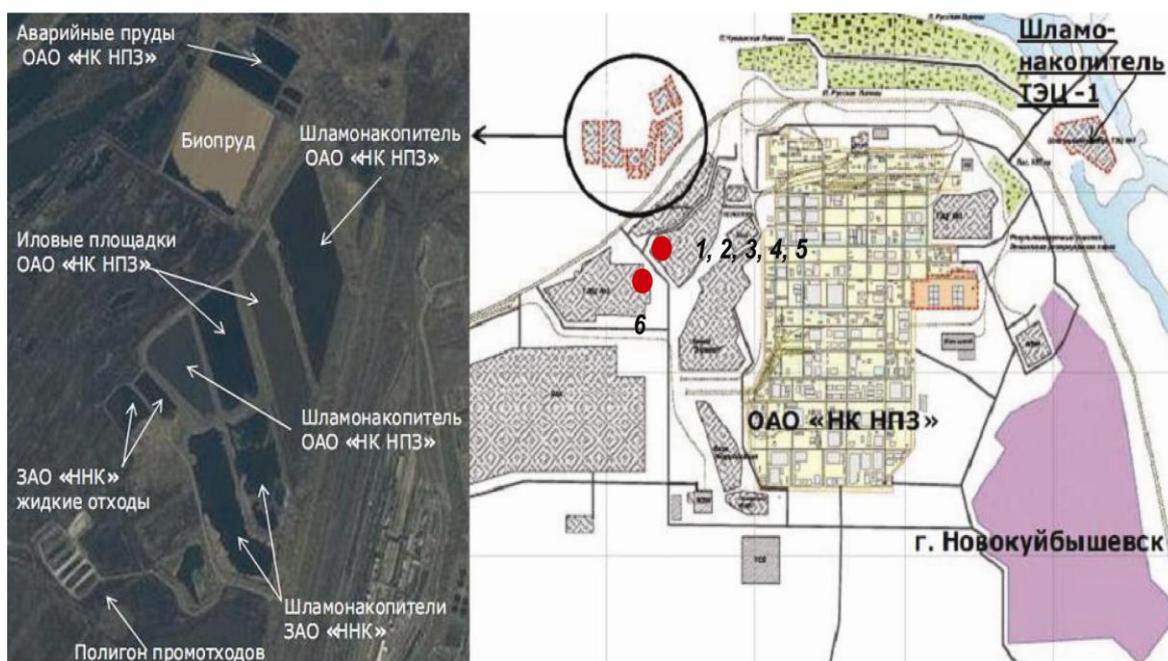


Рис. 1. Градопромышленная агломерация г. Новокуйбышевска с объектами размещения отходов нефтехимического и нефтяного комплексов

(1 - КОС ОАО «Новокуйбышевские очистные сооружения»; 2 - КОС МУП «Водоканал»; 3 - КОС ЗАО «Нефтехимия»; 4 - КОС ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»; 5 - КОС ОАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»; 6 - КОС ОАО «Самараэнерго»)

Основными преимуществами организации обработки стоков накопителей на станциях аэрации по сравнению с очисткой на территории объекта выступают: принадлежность станций нефтеперерабатывающим и нефтехимическим предприятиям, являющихся одновременно собственниками накопителей; наличие в составе станций необходимого набора сооружений (усреднители, отстойники, аэротенки, сооружения обезвоживания и биотермической обработки осадков сточных вод); наличие организованного сброса очищенных стоков; возможность организации переработки техногенных образований с совместным производством грунтоподобных материалов для направленной рекультивации накопителей.

Для разработки комплексной геоэкологической системы рекультивации накопителей с использованием станций аэрации основными объектами исследований были выбраны: СБО ЗАО «Новокуйбышевской нефтехимической компании» (далее ЗАО «ННК») и накопители ЗАО «ННК» – котлованы, принимающие специфические нефтехимические отходы и значительное количество нефтесодержащих отходов.

Комплексные изыскания структуры накопителей ЗАО «ННК» с лабораторной и камеральной обработкой данных выявили в составе техногенных образований фрагментно-слоевую структуру, представленную в настоящей работе в виде матриц состояния и объемно-слоевого абриса (рис. 2).

Разработанные матрицы состояния и 3-мерная модель позволили, не только выделить дифференцированные фрагменты техногенных образований, но и определить их объемы, визуализировать распределение рассматриваемого загрязняющего вещества в общем объеме накопителя, выделить неоднородные образования в теле слоевого элемента и выбрать последующее направление ведения их обработки – биологическую деструкцию.

Исследования процесса биодеструкции загрязнений водоземulsionного слоя накопителей были проведены с использованием лабораторного комбинированного биореактора (рис. 3) и сооружений действующей станции аэрации.

Глубина отбора, м	абс.отм.	№ Точки отбора проб образцов ВСВ								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,1	47,12	36,86	36,59	36,02	36,41	36,56	36,72	36,27	36,45	36,16
0,6	46,50	0,24	0,23	0,15	0,24	0,23	0,22	0,23	0,24	12,41
1,1	46,00	0,23	0,22	0,23	0,21	0,22	0,19	0,21	11,33	
1,6	45,70-45,40	10,78	10,75	11,01	10,56	10,37	10,45	10,58		
		10	11	12	13	14	15	16	17	18
0,1	47,12	36,77	36,33	36,66	36,91	36,42	36,14	36,49	36,52	36,66
0,6	46,50	0,24	0,24	0,22	0,22	0,21	0,22	0,23	0,24	12,84
1,1	46,00	0,21	0,20	0,20	0,21	0,19	0,20	0,22	0,23	
1,6	45,50	0,19	0,21	0,17	0,19	0,18	0,19	0,20	11,76	
2,1	45,00	0,18	10,87	0,17	0,23	10,21	10,73	10,46		
2,6	44,80-44,50	10,09		10,04	10,11					
		19	20	21	22	23	24	25	26	27
0,1	47,12	36,87	36,57	36,56	36,46	36,65	36,51	36,37	36,92	36,80
0,6	46,50	0,24	0,23	0,23	0,23	0,24	0,21	0,21	0,24	12,41
1,1	46,00	0,23	0,21	0,22	0,22	0,20	0,19	0,23	11,35	
1,6	45,50-45,30	10,75	10,71	11,03	10,51	10,33	10,49	10,52		

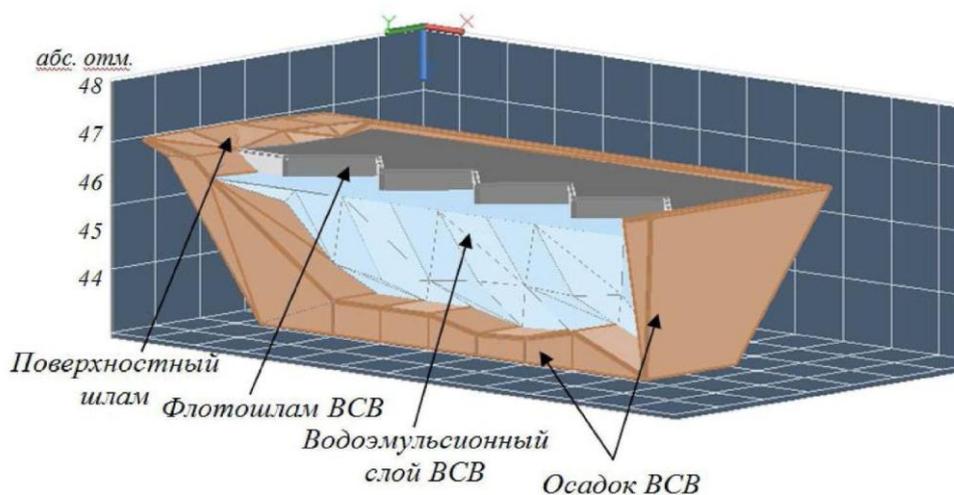


Рис. 2 - Цифровая матрица состояния и 3-D модель легких органических веществ в дифференцированном на фрагменты массиве накопителя ЗАО «ННК»

Полупроизводственные эксперименты, проведенные на действующих аэротенках станции аэрации ЗАО «ННК», показали возможность биодеструкции органических загрязнений водоземulsionного слоя накопителей. Нормальное функционирование аэротенков обеспечивается при разбавлении стоков накопителей производственными и хозяйственно-бытовыми сточными водами не менее чем в 4000 раз [1].

Наряду с этим, результаты исследований, проведенных на лабораторном комбинированном биореакторе показали, что предварительная очистка смеси водоземulsionного слоя накопителя, производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод с использованием разработанной конструкции биореактора позволяет снизить требуемую кратность разбавления в 40 раз [2]. Поэтому, реконструкция части бездействующих аэротенков по принципу предлагаемого лабораторного биореактора в условиях создаваемого комплекса позволит ликвидировать исследуемые накопители объемом 37 тыс. м³ в течение, 3 - 5 лет, без учета времени биодеструкции шлама и последующей биологической рекультивации поверхности. Что намного быстрее,

чем в существующих условиях станции аэрации ЗАО «ННК» и экономически приемлемо для предприятия.

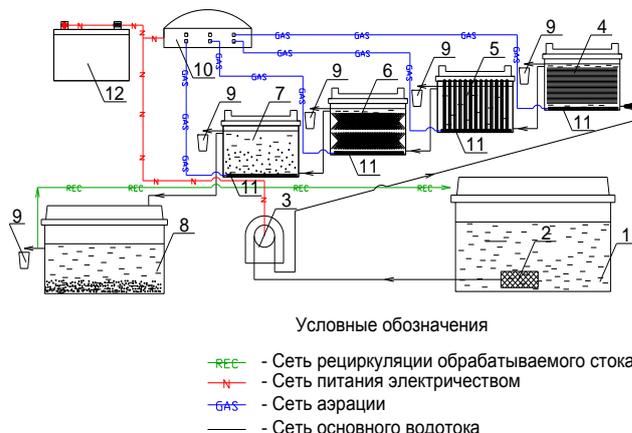


Рис. 3 - Общий вид лабораторной установки комбинированного биореактора производительностью до 120 л/сут.

- 1 - сборный резервуар; 2 - водозаборный фильтр; 3 - перистальтический насос;
 4 - первая ячейка с плоскостной полимерной загрузкой; 5 - вторая ячейка с вертикальной полимерной загрузкой; 6 - третья ячейка с еришовой загрузкой;
 7 - четвертая ячейка - модульный аэротенк; 8 - отстойник; 9 - пробоотборники; 10 - компрессор; 11 - фильтровые трубки аэрации; 12 - блок питания установки

Результаты исследований по биодеструкции жидких отходов позволили разработать мероприятия по созданию на базе станций аэрации комплексных предприятий обработки гетерофазных отходов накопителей, а также выполнить их конструктивно - технологическое оформление.

Технологические решения по реконструкции станции аэрации ЗАО «ННК» для реализации технологии обработки отходов накопителей включают в себя введение дополнительного количества технологических блоков очистки водоземлюсионного слоя, обработки донных шламов и избыточной пленки биореактора. Все технологические блоки выполнены на базе бездействующих секций полимерловушек, усреднителей, отстойников, аэротенков, илоуплотнителей и иловых площадок. Реконструированные емкости предлагается увязать в единый технологический цикл с действующими сооружениями.

Сооружения бывших секций аэротенков предлагается реконструировать в комбинированные биореакторы с иммобилизованной микрофлорой. Реконструкция емкостей аэротенков в биореакторы с установкой блоков загрузочного материала для иммобилизации и наращивания микрофлоры предлагается произвести по разработанной и запатентованной модели.

Обработка водоземлюсионного слоя накопителей с использованием биологических методов является сложным ферментативным процессом, требующим контроля условий его протекания для получения требуемого результата. Для совместной биохимической очистки водоземлюсионного слоя накопителя и стоков, поступающих на СБО, были определены дополнительные группы показателей контроля: технологическая, включающая концентрационную и объемную кратности разбавления, показатели работы биореактора; аналитическая, включающая особую группу специфических для рассматриваемого накопителя набора загрязнителей. [2].

Бездействующие иловые площадки предлагается реконструировать в комплекс по биодеструкции донного шлама и загрязненной геологической среды нако-

пителя. На данном комплексе в качестве инокулирующей добавки предусматривается использование избыточной биопленки реактора.

Совместное компостирование пастообразных отходов накопителей и избыточных биопленок реакторов позволит получить на основе их смесей грунтоподобный материал, пригодный для рекультивации поверхности накопителей, после извлечения из их выемки основного объема техногенных образований [3].

Таким образом, комплексное предприятие по переработке и утилизации техногенных образований накопителей, создаваемое на базе реконструируемых станций аэрации позволит обеспечить замкнутый геоэкологический цикл производства рекультивационных работ земной поверхности, нарушенной размещением отходов нефтехимического и нефтяного комплексов.

Однако не все станции аэрации могут быть реконструированы в качестве комплексных предприятий по переработке техногенных образований накопителей.

Организацию переработки отходов нужно выполнять с учетом индивидуальных особенностей природно-технической системы «накопитель – станция аэрации».

Оценку возможности реконструкции станции аэрации в качестве комплекса обработки отходов накопителей предлагается осуществлять последовательным отбором, с использованием взаимосвязанных групп технических, ресурсных и экологических критериев (таблица 1).

Таблица 1

Критерии оценки применимости станций аэраций в качестве комплекса обработки отходов накопителей

<u>Технические критерии</u>	<u>Ресурсные критерии</u>	<u>Экономические критерии</u>
<ul style="list-style-type: none"> • состав сооружений очистки сточных вод: приемных камер; усреднителей; сооружений механической очистки; СБО; сооружений обработки осадков сточных вод; системы аэрации сточных вод; • конструктивные особенности сооружений очистки сточных вод; • состояние сооружений очистки сточных вод. 	<ul style="list-style-type: none"> • соотношение производительности станции аэрации и объема водоземлюсионного слоя ВСВ накопителя; • запас производственной мощности станции аэрации, в целом, и отдельных сооружений, в частности; • резерв свободных территорий и сооружений в границах станции аэрации. 	<ul style="list-style-type: none"> • условия и стоимость транспортировки ВСВ накопителей на станцию аэрации; • затраты на реконструкцию станции аэрации для обработки ВСВ накопителей; • окупаемость технологии обработки ВСВ накопителей на базе станции аэрации.

По предложенным выше критериям на примере градопромышленной агломерации Самарской области был проведен логистический анализ потенциальных потоков отходов в природно-технической системы «накопитель - станция аэрации». Из 98 обследованных очистных сооружений Самарской области было отобрано не более 5%, которые отвечают приведенным выше критериям и могут быть рассмотрены как потенциальные объекты по переработки отходов 69 накопителей жидких нефте-содержащих отходов.

Литература

1. Самарина О.А. Интенсивная биотермическая обработка шламовых отходов нефтяного комплекса / К.Л.Чертес, Д.Е. Быков, О.В. Тупицына, Н.А. Уварова, О.А. Самарина, Е.П. Истомина, А.М. Штеренберг// Экология и промышленность России - М., 2010 - №3 – с. 36-39.
2. Самарина О.А. Обработка водоземлюсионного слоя накопителей нефтехимических отходов в условиях действующих станций аэрации / К.Л.Чертес, Д.Е. Быков, О.В. Тупицына, О.А. Самарина, В.А. Калинюк, А.М. Штеренберг// Экология и промышленность России – М., 2010 –№4 – с. 24-27.
3. Самарина О.А. Очистка сточных вод накопителей нефтехимических отходов / К.Л.Чертес, Д.Е. Быков, О.В. Тупицына, О.А. Самарина, Е.В. Истомина, В.А. Калинюк, Б.М. Гришин, М.В. Бикинова// Известия вузов. Строительство. - М., – 2009 - № 11-12 - с. 57-64.

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ГЕОСРЕДЫ ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ШЛАМОВЫХ ОТХОДОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**Н.А.Уварова**

Научный руководитель профессор К.Л.Чертец

Самарский государственный технический университет, г.Самара, Россия

Шламы водоподготовки ТЭЦ и буровые шламы являются крупнотоннажными отходами нефтегазового комплекса. Кроме того, они имеют экологическое сродство, так как их происхождение вызвано концентрированием природных загрязнений, ранее равномерно распределенных в окружающей среде (осадки водоподготовки – обработанные реагентами загрязнения природных вод, а буровые шламы - обработанные реагентами компоненты горной породы).

Шламовые отходы представляют собой сырье, пригодное к использованию после соответствующей обработки в качестве грунтоподобных материалов экранирования полигонов, рекультивации несанкционированных свалок, заполнения выемок отработанных карьеров.

Однако, на протяжении более полувека происходит накопление шламовых отходов нефтегазового комплекса в естественных земляных выемках, котлованах природного и антропогенного происхождения, а также специально оборудованных гидротехнических сооружениях, что приводит к комплексному загрязнению природной среды.

Утилизация шламовых отходов нефтегазового комплекса затруднена ввиду отсутствия эффективных, и, главное, экономически целесообразных методов переработки.

На сегодняшний день основными методами обработки жидких и пастообразных отходов выступают вакуум-фильтрация, центрифугирование и фильтр-прессование. Они требуют дорогостоящего строительства капитальных цехов механического обезвоживания для обработки больших объемов осадков органоминеральной природы непосредственно на существующих или проектируемых сооружениях очистки городских сточных вод.

Осадки водоподготовки и буровые шламы имеют минеральную природу. Перспективным методом их обработки выступает метод геоконтейнерного обезвоживания, который в настоящее время применяется, в основном, для озерных илов. Учитывая, что основными объектами генерации и размещения осадков водоподготовки и буровых шламов выступают шламонакопители или амбары, представляется целесообразным реконструкция последних со строительством сооружений геоконтейнерного обезвоживания.

Основным различием между осадками водоподготовки и буровыми шламами являются физико-химические, геомеханические и прочностные характеристики при неизменном сродстве их генезиса: природных загрязнениях, ранее равномерно распределенных в компонентах природных систем: гидро- и литосфере.

Буровые шламы в основном содержат в своем составе частицы выбуренной породы, выносимые на дневную поверхность вместе с промывочной жидкостью (буровым раствором), и свободную влагу (таблица 1).

Дисперсионный состав осадков водоподготовки ТЭЦ представлен грубодисперсными минеральными и органическими частицами размером от 10^{-4} мм и более, а также высокодисперсными коллоидными системами, включающими высокомолекулярные вещества размером частиц 10^{-4} - 10^{-5} мм (таблица 2). Физико-механически и физико-химически связанная влага в составе осадков водоподготовки обуславливает их низкую водоотдающую способность.

Как видно из таблиц 1 и 2, и шламы водоподготовки, и буровой шлам имеют высокие значения влажности - 86-99%. Причем наиболее обводненные шламы водоподготовки требуют их двухступенчатого обезвоживания, которое включает удаление свободной влаги гравитационным уплотнением и последующее обезвоживание осадка принудительными методами. Буровые шламы при начальной влажности не более 87% требует одностадийного обезвоживания.

Таблица 1

Компонентный состав осадков буровых шламов

№ п/п	Компоненты отхода	Содержание веществ, % масс.
1	Влажность	86,44
2	Взвешенные вещества	12,75
3	Кальция карбонат	0,23
4	Кальция сульфат	0,14
5	Натрия карбонат	0,12
6	Магния карбонат	0,20
7	Нефтепродукты	0,10
8	Оксид железа (II+III)	0,02

Обезвоживание шлама позволяет снизить его объем в 10-15 раз и достигнуть значений влажности 60-65%, соответствующих природным грунтовым материалам, направляемым на рекультивацию.

Таблица 2

Компонентный состав шламов водоподготовки

№ п/п	Компоненты отхода	Содержание веществ, % масс.
1	Вода	99,064
2	Железа гидроксид (III)	0,128
3	Кальция карбонат	0,277
4	Кальция гидроксид	0,140
5	Магния гидроксид	0,210
6	Алюминия гидроксид	0,139
7	Орг.	0,042

Интерес представляло совместное обезвоживание шламов водоподготовки и буровых шламов, сопровождаемое процессами агломерации и консолидации частиц с последующим упрочнением конгломерата. Это достигалось благодаря коагулирующей способности осадков водоподготовки, а также более высокой плотности сухого вещества буровых шламов, выполняющих функции скелета, будущего грунтоподобного материала.

При смешении осадков двух видов, происходит адгезионное присоединение коллоидных частиц осадков водоподготовки к частицам выбуренной породы, что способствует повышению уплотнительной способности осадков водоподготовки.

Результаты исследований по совместному уплотнению осадков представлены на рисунке 1. Как видно из рисунка 1, смешение шламов двух видов способствует интенсификации процесса уплотнения.

Для организации проведения исследований по обезвоживанию осадков была смонтирована лабораторная установка производительностью 0,6 м³/сут, схема и общий вид которой представлены на рисунках 2 и 3 соответственно.

Установка включает два основных обезвоживающих элемента: илоуплотнитель (поз. 5) и тканые геоконтейнеры для механического обезвоживания (поз. 9).

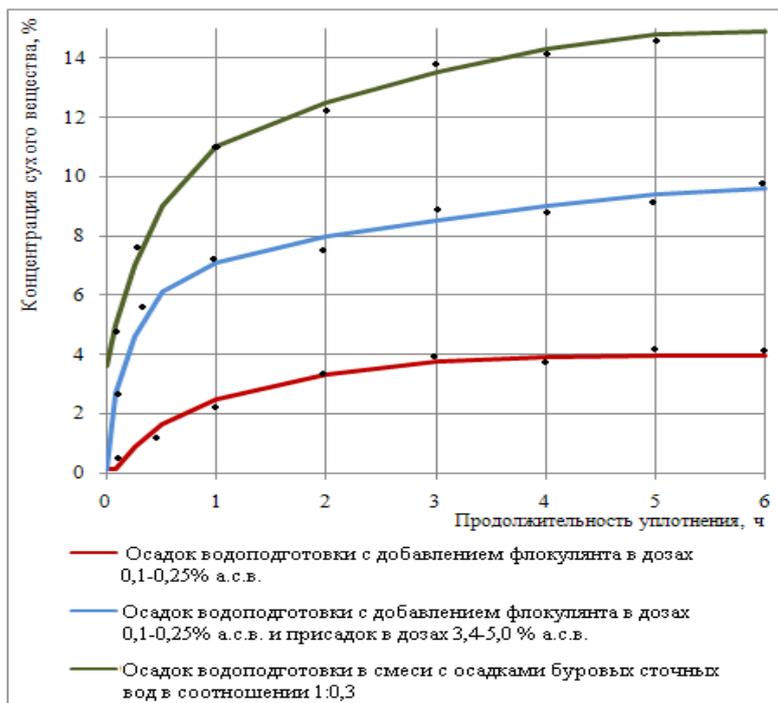


Рис. 1 - Изменение концентрации сухого вещества в процессе раздельного и совместного уплотнения иламов

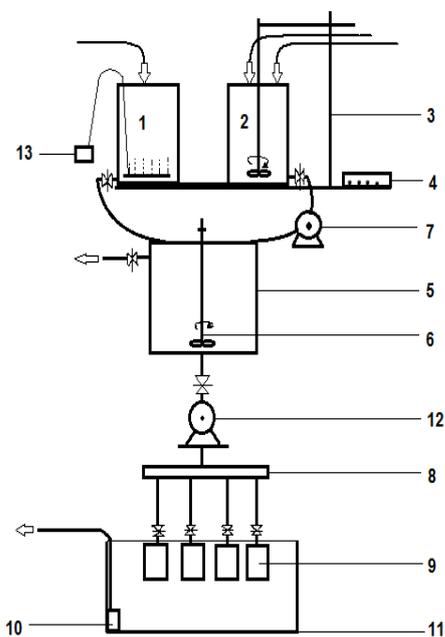


Рис. 2. Схема лабораторной установки обезвоживания иламов



Рис.3. Общий вид установки обезвоживания илама

1 – иламоприемник; 2 – растворный бак; 3 – мешалка; 4 – блок управления; 5 – илоуплотнитель; 6 – механическая мешалка осадка (лопастная низкооборотная электромешалка); 7 – перистальтический насос; 8 – распределительная камера уплотненного осадка; 9 – геотекстильные контейнеры; 10 – погружной насос; 11 – емкость для сбора фильтрата; 12 – иловый насос; 13 – воздуходувка

В качестве материала контейнеров используется тканый полипропилен. Геотекстильные контейнеры обладают односторонней проводимостью, устойчивы к биологическому и химическому воздействию щелочей и кислот.

В ходе проведения эксперимента обезвоживанию подвергался осадок водоподготовки с исходной влажностью 98,7%, буровой шлам с исходной влажностью 87%, а также их смесь в соотношении «осадок водоподготовки:буровой шлам» 1:1, 1:0,5, 1:0,3

Наиболее оптимальным условием для проведения переработки шламов водоподготовки и бурения является обезвоживание их смеси в соотношении 1:0,3.

В результате проведенного эксперимента получены образцы обезвоженных осадков, которые стали основой для проведения дальнейших исследований (рис. 4).

Полученные в ходе эксперимента образцы обезвоженных шламов подвергались компаундированию с целью получения грунтоподобного материала, пригодного для использования в качестве заменителя природного грунта.

В создаваемых грунтовых композитах осадки водоподготовки как менее плотные, более мелкодисперсные и влажные, создают пластифицирующую основу, а шламы бурения – устойчивый скелетообразующий каркас, принимающий на себя основную нагрузку.



Рис. 4. Образцы осадка водоподготовки, обезвоженного до влажности 56%, и бурового шлама, обезвоженного до влажности 48%

Использование грунтоподобного материала, полученного на основе обезвоженной смеси осадков водоподготовки и бурового шлама возможно при соответствии их физико-химических свойств набору параметров, предъявляемых к материалам для строительства пониженного уровня капитальности (табл. 3).

Новый метод обработки и утилизации осадков водоподготовки и буровых шламов применен для рекультивации шламонакопителя ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод» с созданием на его основе комплекса по переработке шламовых отходов.

Внедрение комплексной технологии переработки шламовых отходов позволит, в среднем, за 40 суток при минимальных экономических затратах из крупнотоннажных отходов получить грунтозаменяющий материал.

Таблица 3

Физико-механические характеристики исследованных осадков водоподготовки и буровых сточных вод, а также композитов на их основе в разрезе возможности утилизации в качестве грунтоподобных рекультивационных материалов

Показатели	Осадок водоподготовки	Буровой шлам	Композит в объемном соотношении 1:0,3	ГОСТ 4.211-80
Гранулометрический состав, мм	$10^{-3}-10^{-5}$	$10-10^{-3}$	$10-10^{-3}$	-
Влажность, %	52,00	38,00	40,00-45,00	$\leq 45,00$
Плотность, г/см ³	1,64	1,82	1,73	$\geq 1,60$
Плотность частиц грунта (удельный вес скелета), г/см ³	2,00	2,50	2,50	$\geq 2,00$
Коэффициент пористости, д.ед.	0,951	1,139	0,634	-
Пористость, %	48,732	53,243	38,806	-
Степень влажности (влажонасыщение), д.ед.	1,105	1,054	1,072	$\leq 1,30$
Влажность на верхнем пределе пластичности, д.ед.	39	42	30	-
Влажность на нижнем пределе пластичности, д.ед.	30	35	18	-
Число пластичности, %	9	7	12	-
Показатель консистенции, д.ед.	1,33	1,86	1,33	-
Удельное сопротивление сдвигу, кг/см ²	0,638	1,174	0,906	$\geq 0,80$
Прочность, МПа	0,07	0,34	0,25	$\geq 0,10$

Литература

4. Булатов, А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ю. Шеметов. - М.: Недра, 1997.- 470 с.
5. ГОСТ 15.101-98. Система разработки и постановки продукции на производство. Порядок выполнения научно-исследовательских работ.
6. Разработка технологической схемы подготовки и выведения сточных вод ТЭЦ ОАО «КНПЗ» в систему канализации завода. 1 этап / разраб. ЗАО «АИР» – Самара, 2001.
7. Чертес, К.Л. Обработка и утилизация осадков сточных вод: К.Л.Чертес // Методическое пособие, – Самара: Сам-ГТУ, 2007. – 123 с.
8. Чертес, К.Л. Обработка и утилизация шламов водоподготовки // К.Л.Чертес, О.В.Тупицына, Н.Г.Гладышев, Н.А.Уварова, С.Е.Никифоров, А.А.Ярыгина, Д.Е.Быков // Ж. Экология и промышленность России, – М., 2011. - №3 – С. 26-29.

СТУДЕНТЫ

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА РАЙОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕВЕРСКОЙ АЭС (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

В.А. Воробьев

Научный руководитель профессор Е.М. Дутова

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

Актуальность темы обусловлена тем, что планируемое строительство Северской атомной электростанции влечет за собой вопрос обеспечения радиационной безопасности вокруг АЭС и прилегающей к ней территории. Объектом анализа был выброс в ат-

мосферу радиоактивных газов и аэрозолей, образующихся на АЭС. Включаясь в многообразные движения атмосферы, поверхностных и подземных потоков, радиоактивные и токсичные вещества распространяются в окружающей среде, поэтому загрязнение атмосферы влияет на загрязнение поверхностных и подземных вод.

В планах Росэнергоатома, одобренных правительством и президентом, предполагается строительство атомной станции вблизи г. Северска. В инженерно-экологических исследованиях по выбору площадки размещения Северской АЭС принимала участие кафедра ГИГЭ Томского политехнического университета. При выборе местоположения района и площадки строительства были рассмотрены 4 альтернативных варианта размещения промплощадки на территории правобережья р.Томь между Томском и Северском. Целью инженерно-экологических исследований была оценка современного экологического состояния и прогноз возможных изменений природных систем под влиянием строительства и ввода в эксплуатацию атомной станции. Основная задача – разработка рекомендаций для выбора двух приоритетных площадок для более детальных инженерно-экологических изысканий.

Целью данной работы является изучение радиационного состояния района проектируемой Северской АЭС и моделирование радиоактивного загрязнения воздушного бассейна района. Для достижения цели были поставлены задачи:

- выполнить обзор исследований по воздействию АЭС на окружающую среду;
- охарактеризовать физико-географические условия района проектируемой Северской АЭС;
- охарактеризовать радиационную обстановку в районе АЭС;
- произвести моделирование радиоактивного загрязнения атмосферного воздуха района проектируемой Северской АЭС.

Фактическим материалом послужили результаты полевых исследований, выполненных:

- сотрудниками кафедры ГИГЭ в 2006 году;
- автором во время производственной практики в ОГУ «Облком-природа» в 2009 г.;

а также данные опубликованных научных работ и производственных отчетов специализированных организаций.

Проведен анализ требований к району площадки строительства АЭС. Рассмотрены процессы, явления и факторы природного и техногенного происхождения, которые должны быть учтены:

- гидрометеорологические процессы и явления;
- геологические и инженерно-геологические процессы и явления;
- факторы, создающие внешние техногенные воздействия.

Строительство АЭС предъявляет особые требования к грунту, который должен выдерживать нагрузку в пределах от 5 до 8 кг на квадратный сантиметр (скальный грунт). Недопустимо строительство АЭС на карстовых грунтах. Нельзя располагать АЭС в области питания водоносных горизонтов. Роль гидрогеологических условий очень велика, особенно при выборе системы долговременного хранения жидких и твердых радиоактивных отходов (РАО). Преобладающим направлением ветра в Томске является южное, поэтому территории промышленных предприятий должны быть размещены в северной части города, либо за городом к северу от него.

В работе рассмотрена радиационная обстановка в районе проектируемой АЭС, которая сформировалась под влиянием ряда процессов и событий:

- выпадений радионуклидов из атмосферы вследствие ядерных испытаний на полигонах в прошлом веке;

- эксплуатации заводов Сибирского химического комбината (СХК) и хранилищ радиоактивных отходов (РАО);
- а также вследствие аварий.

Радиационно-гидрогеохимические условия района включают состояние таких факторов, как естественная радиация песчано-глинистых отложений, радиоактивное загрязнение почв от аварии, поверхностные воды, подземные воды, питьевая вода.

Цели радиационно-экологических исследований включают:

- оценку гамма-фона на территории строительства
- определение радиационных характеристик источников водоснабжения
- оценку радоноопасности территории.

К методам оценки радиационной обстановки относятся: маршрутная гамма-съемка, взятие проб для определения активности природных радионуклидов, измерение плотности потока радона с поверхности почвы. Маршрутная гамма-съемка территории заключается в определении мощности эквивалентной дозы (МЭД) гамма-излучения с помощью поисковых гамма-радиометров и дозиметров. Объектами радиометрического опробования служат почвы и грунты различных типов ландшафтов, поверхностные и подземные воды. Отбор проб почв и грунтов производится специальными пробоотборниками, соответствующими необходимой глубине отбора. В настоящее время для анализа радионуклидного состава материала широко используются гамма-спектрометры с полупроводниковым детектором.

Во время производственной практики автором была выполнена оценка радиационной обстановки площадки проектируемой Северской АЭС. По двум маршрутам было выполнено радиометрическое опробование с использованием методики отбора проб почвы. Затем в лаборатории проведен гамма-спектрометрический анализ проб для определения радионуклидного состава загрязнений и их активности. По результатам проведенной оценки радиационной обстановки площадки можно сделать следующие выводы:

1. По результатам измерений в соответствии с п.5.3.4 «Норм радиационной безопасности» материал представленных проб относится к материалам I – ого класса. Разрешены все виды строительства.

2. Содержание цезия – 137 находится в пределах несколько выше среднего значения по Томской области, что обусловлено работой СХК.

В работе подробно рассмотрен один из главных факторов воздействия АЭС на окружающую среду – выбросы газообразных и аэрозольных радионуклидов. Газоаэрозольные отходы АЭС выбрасываются через вентиляционную трубу высотой 100–150 м, что служит дополнительным средством защиты приземного воздуха от загрязнения радиоактивными примесями. Основные процессы, определяющие рассеяние радионуклидов в атмосфере:

- ветровой перенос
- турбулентная и молекулярная диффузия
- гравитационное оседание и др.

С целью прогнозирования поведения выброса радионуклидов в атмосфере выполнено моделирование радиоактивного загрязнения атмосферного воздуха района проектируемой Северской АЭС. В настоящее время нет законченной теории, описывающей процессы рассеивания выбросов в атмосфере, и в данной работе моделирование выполнено на основе полуэмпирических соотношений. Для решения задачи использована методика расчета концентраций вредных выбросов в атмосферном воздухе НО «Гидромет». Модель, на основе которой построена методика, справедлива для расчета поля примеси от непрерывно действующих высоких точечных ис-

точников, поэтому ее можно использовать для выброса из вентиляционной трубы АЭС. В этой методике используется понятие опасной скорости ветра, при которой возникает интенсивный вертикальный турбулентный обмен в атмосфере, и концентрация вредных веществ на уровне дыхания людей достигает максимальной величины. При больших или меньших скоростях ветра концентрации примесей в приземном слое атмосферы снижаются.

Модель содержит ряд допущений. В ней принято, что скорость ветра не меняется по высоте и направлению. На самом деле это не так, чем дальше от источника, тем больше вероятность изменения направления ветра. В модели не учитывается влияние на распространение примеси рельефа местности, высоких препятствий, водоемов. Не учитываются вымывание примеси дождем, химические реакции между примесью и атмосферным воздухом. Несмотря на рассмотренные ограничения, модель позволяет произвести достаточно достоверную оценку поля концентрации радионуклидов выброса АЭС, поскольку она предусматривает возможность расчета для одиночных и групповых источников выбросов.

На основе рассматриваемой методики построен алгоритм программы «CONZA». По этой программе выполнено расчетное исследование распределения в приземном слое атмосферы концентраций радионуклидов выброса энергоблока АЭС с реактором ВВЭР электрической мощностью 1 ГВт для условий г. Северска Томской области.

Наиболее важным является определение значений максимальной приземной концентрации и расстояния от источника выбросов до точки, где она может наблюдаться. По программе проведены расчеты по определению поля концентраций радионуклидов от выброса АЭС в приземном слое атмосферы для условий проектируемой станции.

Исходными данными для работы программы являются:

- расстояние, на котором рассматривается распространение примеси - до 30 км от вентиляционной трубы АЭС по оси факела выброса (ось x);
- шаг, с которым производится вычисление концентрации примеси, определяется автоматически в зависимости от расстояния, всего 10 шагов;
- высота над поверхностью земли, на которой производится вычисление концентрации, – 1,7 м;
- высота вентиляционной трубы – 100 м;
- диаметр устья трубы – 3 м
- диапазон значений скорости ветра в 5 – 20 м/с.

Проведен комплекс расчетов концентраций РБГ, радионуклидов йода и аэрозолей в приземном слое атмосферы.

Как показали расчеты, максимальная приземная концентрация $C_{\text{макс}}$ и расстояние от вентиляционной трубы до точки с $C_{\text{макс}}$ наиболее сильно зависят от скорости ветра. Для среднегодового значения скорости ветра в Томской области расстояние от вентиляционной трубы до точки с максимальной приземной концентрацией радионуклидов находится в пределах санитарно-защитной зоны АЭС (до 2 км).

Расстояние до $C_{\text{макс}}$ имеет прямо пропорциональную зависимость от скорости ветра. Значения максимальной приземной концентрации $C_{\text{макс}}$ в диапазоне вероятных скоростей ветра изменяются более, чем на порядок и составляют:

- $0,70 \cdot 10^{-6}$ мКи/м³ при скорости ветра 25 м/с,
- $9,63 \cdot 10^{-6}$ мКи/м³ при скорости ветра 1 м/с.

Определена также опасная скорость ветра и распределение концентраций РБГ, радионуклидов йода и аэрозолей в приземном слое атмосферы при опасной скоро-

сти.

Зависимости концентраций РБГ и йода от расстояния имеют параболический характер, при скорости ветра 5 м/с концентрации имеют наибольшие значения на расстоянии 1500 м от источника выброса. С увеличением скорости ветра концентрации РБГ и йода значительно снижается, характер кривых сглаживается, явно выраженные пики отсутствуют.

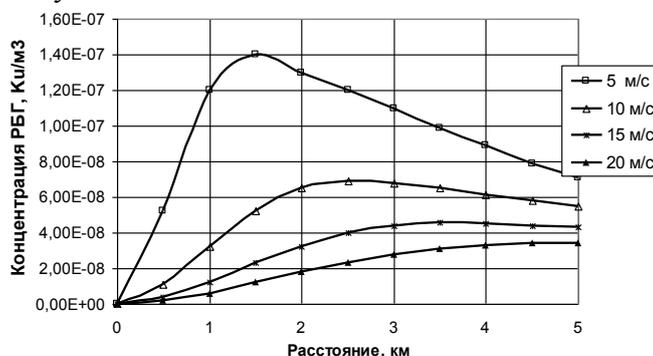


Рис. 1. Графики распределения концентрации РБГ при различных скоростях ветра

Концентрации РБГ в воздухе на 2 – 3 порядка превышают концентрации йода и аэрозолей. Опасная скорость ветра в рассматриваемых условиях составила 1 м/с, при ней концентрации радионуклидов: РБГ – $4,4 \cdot 10^{-7}$ Ку/м³, йода – $1,1 \cdot 10^{-11}$ Ку/м³, аэрозолей $1,3 \cdot 10^{-12}$ Ку/м³.



Рис. 2. График распределения концентрации радионуклидов йода

Качественно другой характер имеет зависимость распределения концентрации аэрозолей от скорости ветра. С увеличением скорости ветра растет максимальное значение приземной концентрации аэрозолей и расстояние, на котором она достигается. На расстоянии 5500 м от источника их концентрация становится на 6 порядков ниже, т.е. не обнаруживается практически.

Полученные результаты были сопоставлены с допустимыми концентрациями (ДК) РБГ, радионуклидов йода и аэрозолей, присутствующих в выбросе АЭС с ВВЭР. Анализ показывает, что при любых скоростях ветра, включая опасную скорость, приземные концентрации составляющих выброса на несколько порядков ниже их ДК в атмосферном воздухе.

Необходимо подчеркнуть, что объемный расход выбрасываемых газов и их активность, принятые в расчете, характерны для нормального режима работы АЭС. Для аварийных режимов необходимо провести дополнительные исследования поля концентрации примесей выброса рассматриваемой АЭС.

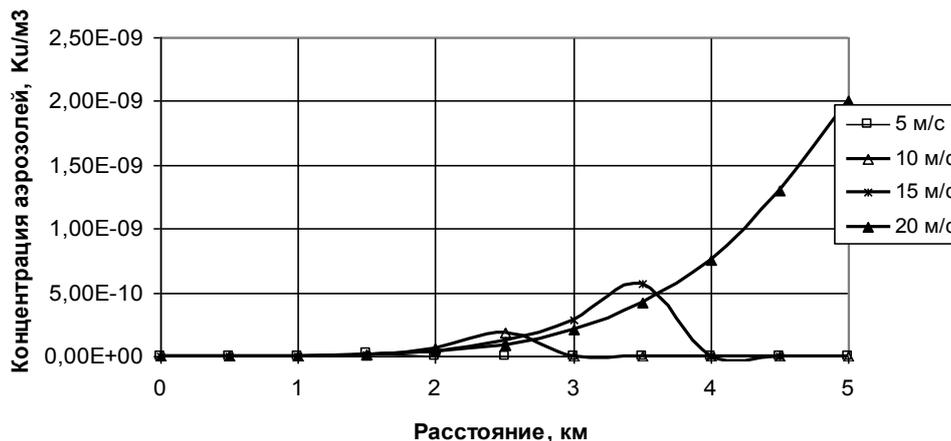


Рис.3. График распределения концентрации аэрозолей при различных скоростях ветра

Для аварийных режимов проведены дополнительные расчеты поля концентрации примесей выброса рассматриваемой АЭС. Максимальная приземная концентрация составила $11,9 \cdot 10^{-6}$ мКи/м³ - на расстоянии от трубы 731 м при опасной скорости ветра 0,85 м/с. Направление радиоактивного следа в приземном слое атмосферы при аварийном выбросе соответствует розе ветров района с преобладающим среднегодовым южным румбом.

Таблица 1

Концентрация активности в приземном слое атмосферы при аварийном выбросе АЭС

	Скорость ветра, м/с			
	Опасная: 0,85	2	6	10
Расстояние от трубы до точки максимальной концентрации в приземном слое атмосферы, м	731	1045	2140	3236
Максимальная приземная концентрация, мКи/м ³	$11,9 \cdot 10^{-6}$	$7,85 \cdot 10^{-6}$	$2,67 \cdot 10^{-6}$	$1,58 \cdot 10^{-6}$

При аварийном выбросе АЭС направление радиоактивного облака и поле концентраций в приземном слое атмосферы будут соответствовать розе ветров района с преобладающим среднегодовым южным румбом.

РЕЗУЛЬТАТЫ НОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ НА ОБЪЕКТАХ КЛЮЧЕВОГО УЧАСТКА №1 ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.Г. Деева

Научный руководитель старший преподаватель Т.В. Усманова
**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
 г. Томск, Россия**

Для характеристики нефтедобывающего производства как источника загрязнения атмосферы необходим комплексный анализ всех факторов воздействия на окружающую среду, учет источников образования и выделения загрязняющих веществ, качественных и количественных параметров и специфики воздействия на различных стадиях всех технологических процессов.

Загрязнение атмосферы, происходящее при осуществлении производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия, обусловлено физико-химическими свойствами нефти и газа и физическими процессами, протекающими при добыче, транспортировке и подготовке нефти.

Основными технологическими процессами нефтедобычи являются:

- эксплуатация скважин (подъем на поверхность водогазонефтяной эмульсии);
- сбор, транспорт, подготовка продукции скважин (нефти, газа и воды);
- поддержание пластового давления [10].

В административном отношении месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. За 2008 год на ИТНМ добыто 1713,440 тысяч тонн нефти и 108,111 млн. м³ попутного нефтяного газа (ПНГ).

Производственными объектами на территории ключевого участка №1 ИТНМ являются:

- Установка подготовки нефти Игольской площади (УПН «Игол»);
- Блочная кустовая насосная станция (БКНС-34);
- Кусты скважин;
- Нефте- и газопроводы.

Источниками выделения ЗВ на вышеперечисленных производственных объектах являются: скважины, автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), факельные установки (ФУ), нефте- и газопроводы, резервуары нефти, нефтяные насосы, дренажные емкости, емкости с химреагентами, нефте- и гезосепараторы, передвижные сварочные посты.

Требования, предъявляемые к воздухоохранной деятельности предприятий-природопользователей и, в частности, к нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, установлены Федеральными законами [6, 7] и подзаконными актами [5, 113].

В соответствии со ст. 22 [6] юридические лица, имеющие источники выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, проводят инвентаризацию выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу и их источников в порядке, определенном федеральным органом исполнительной власти в области охраны окружающей среды (в настоящее время таким органом является Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору).

Инвентаризация выбросов представляет собой систематизацию сведений о распределении источников по территории, количестве и составе выбросов ЗВ в атмосферу [1, 2].

Инвентаризация проводится с целью:

- подготовки исходных данных для нормирования выбросов и установления нормативов предельно допустимых и временно согласованных выбросов (ПДВ и ВСВ) ЗВ в атмосферу предприятий;
- подготовки исходных данных для оценки загрязнения атмосферы;
- контроля соблюдения установленных нормативов выбросов;
- ведения статистической отчетности о выбросах;
- контроля работы пылеулавливающих и газоочистных установок и выработки рекомендаций по улучшению их эффективности;
- разработки и установления технических нормативов выбросов загрязняющих веществ от источников выбросов;
- оценки экологичности используемых технологий;
- формирования компьютерной базы данных об источниках загрязнения атмосферы [10].

В результате проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферного воздуха на территории ключевого участка №1 было выявлено поступление 25 наименований загрязняющих веществ I-IV классов опасности, таких как: азот (IV) оксид (азота диоксид), углерод оксид, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, бензол, диметилбензол (ксилол), метилбензол (толуол), бенз(а)пирен (3,4-бензпирен), сероводород, бензин, дизтопливо, азот (II) оксид (азота оксид), углерод (сажа), фториды газообразные, метан, метанол (метиловый спирт), масло минеральное нефтяное, пыль неорганическая: 70-20% SiO₂, железа оксид, марганец и его соединения, аммиак, серы диоксид - ангидрид сернистый, углерода диоксид, этилбензол, формальдегид.

Нормирование выбросов ЗВ в атмосферу производится для каждого действующего, реконструируемого, строящегося или проектируемого предприятия или другого объекта, имеющего стационарные источники загрязнения атмосферы [6, 7].

Стационарный источник - любой источник с организованным или неорганизованным выбросом, дислоцируемый или функционирующий постоянно (или временно) на территории объекта.

Целью нормирования выбросов загрязняющих веществ от объекта, от которого они поступают в атмосферу, является обеспечение соблюдения критериев качества атмосферного воздуха, регламентирующих предельно допустимое содержание в нем вредных (загрязняющих) веществ для здоровья населения и основных составляющих экологической системы, а также условия непревышения показателей предельно допустимых (критических) нагрузок на экологическую систему и других экологических нормативов. При нормировании выбросов учитываются технические нормативы выбросов и фоновое загрязнение атмосферного воздуха.

Предельно допустимый выброс - норматив предельно допустимого выброса вредного (загрязняющего) вещества в атмосферный воздух, который устанавливается для стационарного источника загрязнения атмосферного воздуха с учетом технических нормативов выбросов и фонового загрязнения атмосферного воздуха при условии непревышения данным источником гигиенических и экологических нормативов качества атмосферного воздуха, предельно допустимых (критических) нагрузок на экологические системы, других экологических нормативов [10].

В соответствии с [4] при определении нормативов выбросов применяются методы расчетов рассеивания в воздухе вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе, утверждаемые Федеральной службой России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидрометом) по согласованию с Госкомэкологии (в настоящее время с Ростехнадзором).

Расчеты загрязнения атмосферы для установления нормативов выбросов ПДВ для предприятий выполняются по «Методике расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86 [3].

Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняется в соответствии с [2, 9].

Основными целями разработки Проекта нормативов ПДВ ЗВ в атмосферу являются:

- оценка степени негативного воздействия конкретного предприятия, объекта на атмосферный воздух, исходя из действующих критериев качества атмосферного воздуха;
- при превышении показателей воздействия над нормативами качества атмосферного воздуха разработка мер по снижению этого воздействия и оценка их достаточности;

- разработка предложений по установлению нормативов предельно допустимых выбросов;
- разработка плана-графика контроля соблюдения установленных нормативов выбросов;
- разработка мероприятий по сокращению выбросов ЗВ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий [10].

На исследуемой территории были рассчитаны нормативы предельно допустимых выбросов вышеперечисленных загрязняющих веществ в атмосферный воздух и выявлены количества сверхлимитных выбросов по некоторым веществам, превышающим предельно допустимые выбросы, представленные ниже в таблице.

Также при составлении проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферный воздух был проведен расчет и анализ уровня загрязнения атмосферы с учетом выбросов от всех технологических аппаратов и сооружений (факельные установки, печи подогрева, сепараторы, насосные блоки и др.). Анализ полей концентраций проведен по загрязняющим веществам в точках максимальных концентраций и на границе санитарно-защитной зоны (300 м) каждого технологического объекта. Автоматизированные расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены программой УПРЗА «Эколог» версии 3.1 с учетом требований, изложенных в методике ОНД-86 [3].

Наиболее яркими примерами рассеяния полей концентраций выбрасываемых загрязняющих веществ являются поля концентраций масла минерального нефтяного и диоксида азота.

Таблица

Перечень загрязняющих веществ, выбросы которых превышают предельно допустимые

код	наименование вещества	выброс веществ на 2009 г.		ПДВ		СЛВ	
		г/с	т/г	г/с	т/г	г/с	т/г
0301	Азота диоксид	0,010037	3,13582	0,0006	0,0023	0,09977	3,13352
0328	Углерод (сажа)	1,615	50,879	0,12306	3,87698	1,49194	47,00202
0337	Углерод оксид	14,24270435	432,4608671	1,81200435	40,7733671	12,4307	391,6875
0410	Метан	6,039711233	174,1300785	1,25811123	21,1949785	4,8536	152,9351
0703	Бенз(а)пирен	4,4E-10	13,57E-09	3,5948E-11	11,0867E-10	4,2642E-10	12,46133E-09

Расчет приземных концентраций минерального нефтяного масла проведен для 2 источников выбросов. Максимальная концентрация 2,79 долей предельно допустимой концентрации создается на территории неорганизованного источника выбросов № 6046 (площадка блочной кустовой насосной станции №34) при опасной скорости ветра 0,75 м/с (рис. 1). На границе санитарно-защитной зоны этого источника выбросов максимальная концентрация загрязняющего вещества составляет 0,47 долей предельно допустимой концентрации.

Расчет приземных концентраций диоксида азота проведен для 12 источников выбросов. Максимальная концентрация 1,99 долей предельно допустимой концентрации создается организованными источниками выбросов № 0006, 0017, 0018, 0019 (трубы печей ПТБ-10) на расстоянии 190 м при опасной скорости ветра 6,93 м/с (рис. 2). На границе санитарно-защитной зоны этих источников выбросов максимальная концентрация загрязняющего вещества составляет 1,81 долей предельно допустимой концентрации.

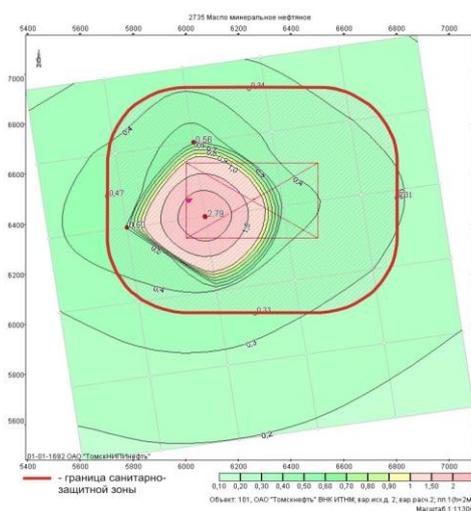


Рис. 1 Поля концентраций масла минерального нефтяного

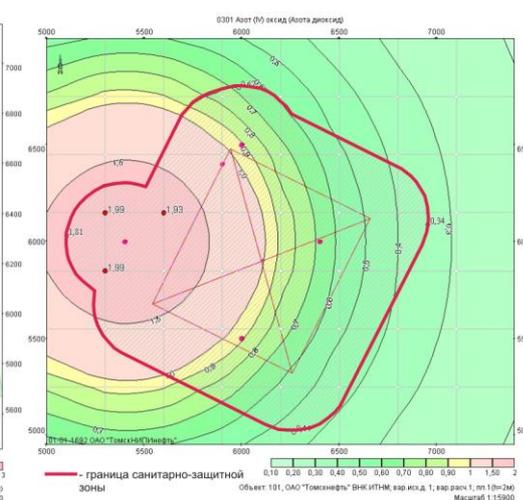


Рис. 2 Поля концентраций диоксида азота

В результате проделанной нами работы был составлен проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения атмосферы на территории ключевого участка №1 Игольско-Талового нефтяного месторождения. Были выявлены концентрации загрязняющих веществ, таких как диоксид азота, оксид углерода, метан, бенз(а)пирен и углерод (сажа), превышающие нормативы предельно допустимых выбросов. Эти вещества были пронормированы как предельно допустимые и сверхлимитные выбросы.

В соответствии с Целевой Программой ОАО «НК «Роснефть» по повышению уровня использования попутного нефтяного газа [8], строительство системы газосбора на территории месторождения позволит использовать сжигаемый на факельных установках газ в качестве топлива на газовой ТЭС Игольско-Талового нефтяного месторождения. Такое мероприятие позволит значительно сократить выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух рекомендовано:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти, подземная укладка технологических трубопроводов.
2. Контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии.
4. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.
5. Секционирование технологических трубопроводов запорной арматурой.
6. Дальнейший контроль за выбросами загрязняющих веществ на технологических объектах, расположенных на территории Игольско-Талового нефтяного месторождения, путем их нормирования.
7. Организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

Литература

- 1 Инструкция по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. – М. : Госкомприроды СССР, 1990. - 12 с.
- 2 Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное). – СПб. : НИИ Атмосфера, 2005. - 210 с.

- 3 ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. - Л.: Гидрометеиздат, 1987. - 93 с.
- 4 О нормативах выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на него [Электронный ресурс] : постановление Правительства Рос. Федерации от 02.03.2000 № 183. - Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- 5 О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками, сбросы загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, размещение отходов производства и потребления [Электронный ресурс] : постановление Правительства № 344 от 12.06.2003 ; с изм. на 8 янв. 2009 г. - Доступ из справ. - правовой системы «КонсультантПлюс».
- 6 Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс]: федер. закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ ; с изм. на 31.12.2005. - Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- 7 Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: федер. закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ. - Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
- 8 Политика компании П4-05 в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды: утв. приказом ОАО НК «Роснефть» от 13.03.2007 № 83. – М., 2007. – 12 с.
- 9 Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятия. - М., 1990. - 36 с.
- 10 Экологическое сопровождение разработки нефтегазовых месторождений. Процедура оценки воздействия на окружающую среду в современных условиях. Разработка экологической документации. Экологический аудит как инструмент снижения воздействия на окружающую среду : аналит. обзор / А. Г. Гендрин, Г. А. Надоховская, А. Н. Чемерис, И. В. Энгель, Е. С. Русинова ; Учреждение Рос. акад. наук Гос. публич. науч.-техн. б-ка Сиб. отд.-ния РАН, ТомскНИПИнефть ВНК. - Новосибирск: ГПНТБ СО РАН, 2009.– вып. 4 - 119 с.

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ Д. Н. Дегтярев

Научный руководитель доцент О. В. Ротарь
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Нефть – самый распространенный источник топлива в мире и относится к наиболее опасным загрязнителям биосферы. Несовершенство технологий добычи, транспортировки, переработки и хранения нефти приводят к ее значительным потерям. Нефть и нефтепродукты относятся к токсикантам, подавляющим почвенную микрофлору и нарушающим воздушный и гидрологический режим почв. Аварийные разливы нефти зачастую приводят к формированию техногенных пустынь, процесс самовосстановления которых, по мнению большинства исследователей, длится 10-25 лет.

Целью данной работы является исследование биокинетических параметров утилизации нефти при использовании биопрепарата «МД-жидкий» и образцов нефтесмазанного грунта нерекультивируемого и рекультивируемого участков.

Первый этап работы связан с изучением основных кинетических параметров утилизации нефти. Для этих целей в синтетическую среду, содержащую только минеральные компоненты и инокулированную изучаемым препаратом МД-жидкий, добавлялось различное количество стерильной нефти, в качестве единственного источника углерода. Всего было приготовлено 5 опытных образцов с концентрацией нефти равной: 3 %, 5 %, 10 %, 15 % и 20 %. В течение последующих 16 суток, ежедневно измерялась концентрация белка в растворе (табл. 1).

Таблица 1

Изменение оптической плотности раствора нефти

Время, сут	Концентрация нефти, %				
	3	5	10	15	20
1	0,018	0,018	0,03	0,033	0,04
2	0,019	0,018	0,038	0,035	0,042
5	0,02	0,02	0,06	0,048	0,05
8	0,042	0,043	0,1	0,075	0,07
11	0,09	0,07	0,13	0,11	0,09
14	0,014	0,011	0,155	0,15	0,14

Из табличных данных можно заметить, что их «крутизна» с увеличением концентрации нефти уменьшается. Но этой информации недостаточно для понимания процесса. Необходимо иметь так называемое «автономное» уравнение, в котором в явном виде входят скорость изменения концентрации биомассы и текущие концентрации субстратов. Для того, чтобы уточнить модель процесса ферментации, полученные данные были преобразованы в полулогарифмические координаты тангенс угла наклона которых равен удельной скорости роста. После этой процедуры мы можем определить зависимость скорости роста от текущих концентраций нефти и описать эту зависимость по модели Иерусалимского, которая базируется на ферментативной кинетике и описывается следующим уравнением: $\mu = \frac{\mu_m}{1 + S / K_i}$. Основные

параметры этого уравнения рассчитываются на основании построенного графика – это максимальная удельная скорость роста и константа ингибирования. Максимальная скорость равна порядка 0,3 сут. А константа ингибирования равна 1/2 от максимальной скорости роста и составляет примерно 10 %. Такие модели в первую очередь незаменимы для производства, где культивирование происходит в автоматическом или полуавтоматическом режиме. Кроме того, изучение данной зависимости дает представление об оптимальных концентрациях нефти для развития микроорганизмов-деструкторов нефти.

Данный эксперимент позволил также оценить количественный и качественный состав микрофлоры нефтешламов. Во-первых, была подсчитана численность жизнеспособных клеток, во-вторых, оценено видовое разнообразие микроорганизмов. Наибольшая численность микроорганизмов обнаружена в карте нефтешламонакопителя, который подвергался рекультивации, поскольку в эту карту дважды за сезон вносился биопрепарат и минеральные удобрения. Очевидно, численное преимущество обусловлено микроорганизмами биопрепарата. Элективные условия и доминирование микроорганизмов биопрепарата объясняют невысокое биоразнообразие микрофлоры.

Наибольшее количество видов выделено из грунта полей биodeградации. Это может свидетельствовать о детоксикации и снижении элективных свойств субстрата. Однако численность микроорганизмов оставляет желать лучшего ($1 \cdot 10^5$) и для наиболее эффективной утилизации нефтепродуктов необходимо дополнительное внесение микроорганизмов деструкторов. С этой целью в течение двух недель поле биodeградации орошалось водой из карты рекультивируемого шламонакопителя. Кроме того были дополнительно внесены 500 кг минеральных удобрений. В нерекультивируемой карте нефтешламонакопителя численность микроорганизмов крайне низкая ($1 \cdot 10^2$). Доминируют лишь несколько устойчивых видов микроорганизмов. Следовательно, в необработанной карте шламонакопителя складываются крайне неблагоприятные условия для деструкции нефти: плотная битуминозная корка на поверхности и анаэробные условия, высокое содержание нефтепродуктов.

Таким образом, наибольший нефтеокисляющий потенциал в той карте, куда вносились микроорганизмы деструкторы. На поле биodeградации требуется дополнительная ежегодная механическая и биологическая обработка (фрезерование, орошение, внесение биопрепарата и удобрений). Способность нефтешлама к самоочищению крайне низкая и оставлять нефтешлам без биологической обработки означает накопление нефтепродуктов и загрязнение новых территорий. Описательные характеристики и результаты микроскопирования колоний приведены в таблице 2 и 3.

Результаты показали, что при перемещении нефтепродуктов из карты шламонакопителя на поля биodeградации происходит смена консорциумов микроорганизмов.

Таблица 2

Морфология и результаты микроскопирования колоний выделенных из карты рекультивируемого нефтешламонакопителя

Характеристика	КОЕ № 1	КОЕ № 2	КОЕ № 3
Размер	крупные	точечные	мелкие
Форма	ризоидная	круглая	круглая
Характер контура края	неровный	ровный	волнистый
Рельеф	куполообразный	каплеобразный	куполообразный
Поверхность	не гладкий	не гладкий	гладкий
Цвет	желтый	белый	желтый
Морфология клеток	подвижные палочки	крупные подвижные палочки	кокки, объединенные в тетрады

Таблица 3

Морфология и результаты микроскопирования колоний выделенных с поля биодegradации

Характеристика	1 КОЕ	2 КОЕ	3 КОЕ	4 КОЕ	5 КОЕ	6 КОЕ
Размер	мелкие	средние	средние	мелкие	мелкие	мелкие
Форма	круглая	круглая	круглая	круглая	круглая	круглая
Характер контура края	ровный	ровный	волнистый	ровный	ровный	ровный
Рельеф	куполообразные	плоские, с приподнятой в виде острокопечной середины и валиком по периферии		куполообразные	с вдавленным центром	куполообразные
Поверхность	гладкие	гладкие	гладкие	гладкие	гладкие	гладкие
Цвет	желтые	белые	белые	розовые	белые	Желтые
Морфология клеток	кокки по 1 или по 2 клетки	кокки	кокки по 1 или по 2 клетки	кокки большие клетки	кокки	мелкие подвижные палочки

Очевидно, это связано с изменением водно-воздушного режима. Если в картах шламонакопителя микроорганизмы развиваются в водной среде, то на полях биодegradации они подвергаются иссушению.

Таким образом, возникает новый вопрос: сохраняет ли грунт с полей биодegradации способность к эффективному самоочищению? Для этого необходимо проведение дополнительных исследований для анализа выделенных микроорганизмов на способность утилизировать нефтепродукты.

Содержание нефти в нереккультивируемом шламонакопителе очень высокое и достигает 87 %. А в рекультивируемой карте концентрация нефтепродуктов составляет всего 22 %. Таким образом, можно предположить, что за 2 месяца рекультивации порядка 60 % нефтепродуктов было утилизировано нефтеокисляющими мик-

роорганизмами, что говорит о высоком уровне эффективности биологической очистки. Содержание нефтепродуктов в почве, отобранной с одного из полей биодegradации, обусловлено не соблюдением технологии рекультивационных работ. Во-первых, в течение всего предыдущего года на поле сбрасывался неочищенный нефтешлам, а во-вторых грунт не перемешивался с чистым торфом.

На основании проведенных исследований подобрана модель, описывающая кинетику утилизации нефти и рассчитаны ее основные параметры: $\mu_m \approx 0,3 \text{ сут}^{-1}$, $K_i \approx 10 \%$, установлены зависимости оптимальных концентрациях нефти для развития микроорганизмов-деструкторов и эффективность работы препарата в полевых условиях, показано, что высокий уровень токсичности (содержание нефтепродуктов более 80 %), анаэробные условия, затвердевание верхнего слоя нефтешлама препятствуют развитию естественной микрофлоры.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИТЬЕВЫХ ВОД БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Б.Р. Соктоев

Научные руководители профессор Л.П. Рихванов, доцент Н.В. Барановская
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Общеизвестно, что качество питьевых вод определяется ее составом. Оценка качества производится непосредственно при анализе самой воды, также известны исследования осадков, образующихся в системах [3]. В данной работе эта проблема решается с использованием солевых отложений (накипи), образующихся на стенках бытовой посуды, предназначенной для кипячения питьевой воды.

Опыт предыдущих исследований позволяет говорить о наследовании химического состава воды солевыми отложениями. Уровень содержания макро- и микро-элементов в накипи зависит от геохимических особенностей территории, сильное влияние на формирование состава оказывают природные (месторождения, рудопроявления) и техногенные (промышленные предприятия, урбанизированные образования) источники [9, 10]

Целью работы является установить геохимические особенности накопления химических элементов в солевых образованиях питьевых вод Байкальского региона. В соответствии с поставленной целью были выдвинуты следующие задачи:

1. определить уровни накопления химических элементов в солевых отложениях питьевых вод;
2. установить соответствие распределения химических элементов основным геохимическим законам;
3. дифференцировать территории по показателям накопления элементов и отношений между отдельными элементами;
4. связать геохимический состав солевых отложений с природными и техногенными источниками воздействия на гидросферу;
5. выделить возможные геохимические индикаторы загрязнения питьевых вод в результате проведения подземного ядерного взрыва «Рифт-3».

Исследования проводились на территории Байкальского региона: правобережье и левобережье р. Ангара (Иркутская область), Закаменский район, Боргойская впадина, Баргузинская котловина (Республика Бурятия). Общее количество проанализированных образцов – 126. Пробоотбор и пробоподготовка осуществлялась в соответствии с патентом №2298212 «Способ определения участков загрязнения ура-

ном окружающей среды». Основным методом исследования – инструментальный нейтронно-активационный анализ на базе лаборатории ядерно-геохимических методов исследования кафедры геоэкологии и геохимии Томского политехнического университета (аналитик – с.н.с. Судыко А.Ф.).

В процессе исследования данной темы нами были выбраны для сравнения природные карбонатные образования – травертины, расположенные в Турции (Паммукале) и Томской области (Таловские чаши), которые в данном случае можно принять за условно фоновые объекты. Исследования на установке ДРОН-3М показали, что накипь на 90 % состоит из кальцита с примесью карбонатов железа, магния, кремния, и она идентична по составу карбонатным отложениям из термального источника Паммукале, Турция.

По результатам химического анализа, солевые отложения питьевых вод представляют собой карбонатные образования со средним содержанием кальция 30,6%.

Сравнительный анализ изучаемых территорий (табл. 1) позволяет выделить геохимическую специализацию данных районов, связанную, прежде всего, с природными условиями. Обращают на себя внимание высокие содержания Sr, некоторых редкоземельных (La, Ce, Yb) и радиоактивных элементов, что связано, скорее всего, с естественными источниками данных элементов: на территории Боргойской впадины выявлены урановые рудопроявления. Баргузинская котловина является районом проявления современного рифтогенеза, что возможно ведет к смешению термальных и питьевых вод.

Иркутская область

Распределение основных петрогенных элементов (Na, Ca, Fe) показывает, что для этой территории характерны натрово-железистые воды, которые характеризуют геохимическую специализацию территории. Ангаро-Ленский артезианский бассейн, по литературным данным, выделяется по минерализации вод, связанной, прежде всего, с палеозойскими гипсово-соленосно-карбонатными породами. В верхнем течении р. Ангара располагаются заводы по добыче поваренной соли (г. Усолъе-Сибирское).

По данным кластерного анализа, для левобережья выделяются две устойчивые ассоциации: Sb-Sr-Zn-Co-Fe, Sc-Hf-Sm-Yb-Th-Tb-Eu. Первая ассоциация является геохимически специализированной, так как на данной территории известны рудопроявления Cu, Zn, Co, Fe [6]. Вторая ассоциация может являться показателем потенциальной редкометалльной минерализации.

На правобережье выделяются три устойчивые ассоциации: Sb-Co-Fe, Eu-Th-Sc, U-Lu-Ce. Первые две ассоциации, как уже упоминалось, являются индикатором геохимической специализации территории. Третья же ассоциация, по нашему мнению, может быть связана с воздействием подземного ядерного взрыва (ПЯВ) «Рифт-3».

Поэтому также был выполнен кластерный анализ для населенных пунктов, расположенных на р. Обуса, в бассейне которой и был произведен ПЯВ «Рифт-3».

ПЯВ «Рифт-3» был произведен 31.07.1982 г. на территории Осинского района в долине р. Обусы вблизи (7-12 км) сел Борохал, Горхон в 20 км от залива Обуса Братского водохранилища. Взрыв был произведен в зоне разлома закарстованных трещиноватых карбонатных пород кембрия, сопровождался разрывом сплошности геологических пластов, дроблением горных пород и прорывом глубинных напорных минерализованных вод в горизонт грунтовых питьевых вод населения [1].

Согласно результатам кластерного анализа, для населенных пунктов по р. Обуса выделяются три индикаторные устойчивые ассоциации: Rb-Sm-Yb-Tb, U-Lu-Ce, Sb-La-Th. Корреляция редкоземельных и радиоактивных элементов может являться индикатором техногенного воздействия на гидросферу.

Таблица 1
Средние содержания химических элементов в солевых отложениях
питьевых вод Байкальского региона, мг/кг

Элемент	Иркутская область		Республика Бурятия		
	Левый берег р. Ангара	Правый берег р. Ангара	Закаменский район	Боргойская впадина	Баргузинская котловина
Na, %	0,007	0,04	0,01	0,28	0,14
Ca, %	26,2	35,3	24,5	19,4	25,2
Sc	0,09	0,11	0,12	0,62	0,14
Cr	1,3	2,6	4,0	11,0	43,7
Fe, %	0,1	0,2	0,3	0,9	0,3
Co	3,9	2,0	5,8	129,7	1,2
Zn	3013	1571	4620	5391	62
As	0,8	0,9	0,7	1,9	0,2
Br	4,8	6,1	4,4	4,0	5,9
Rb	0,5	1,8	0,6	1,4	0,7
Sr	2944	5106	2385	197	14619
Ag	0,1	0,4	0,5	0,5	0,8
Sb	0,06	0,2	0,2	14,7	0,03
Cs	0,009	0,08	0,02	0,03	0,06
Ba	66	382	87	125	200
La	0,4	0,6	1,0	3,8	2,0
Ce	1,7	2,8	2,7	10,9	7,0
Sm	0,03	0,04	0,04	0,4	0,08
Eu	0,02	0,02	0,01	0,04	0,01
Tb	0,01	0,03	0,01	0,01	0,01
Yb	0,03	0,05	0,04	0,33	0,03
Lu	0,02	0,01	0,03	0,09	0,06
Hf	0,03	0,04	0,03	0,18	0,05
Ta	0,03	0,07	0,03	0,01	0,02
Au	0,01	0,03	0,005	0,005	0,004
Th	0,03	0,07	0,05	0,49	0,07
U	1,56	8,29	7,35	13,03	20,57

Факт воздействия ПЯВ на гидросферу в целом подтверждается при изучении распределения редкоземельных элементов (рис. 1). Солевые отложения из населенных пунктов, расположенных вдоль р. Обуса характеризуются наиболее высокими показателями концентрации Sm и Eu.

В целом, накипь в районе возможного воздействия ПЯВ характеризуется также повышенными показателями Th и торий-уранового отношения. Значение торий-уранового отношения составляет 0,05 при среднем показателе для остальной территории 0,01.

Согласно ранее проведенным исследованиям в населенных пунктах по р. Обуса наблюдаются комплексные геохимические аномалии. Например, для поселков Ново-Ленино, Обуса – U, Th, Ce, Sc, Br, Sr, также здесь наблюдается наиболее высо-

кие значения $La+Ce/Yb+Lu$, Ce/Eu отношений [7]. В данном случае, как предполагают авторы, возможно поступление минерализованных вод из гипсово-соленосно-карбонатных пород, подверженных радиоактивному загрязнению.

Также по этим же данным, непосредственно вблизи ПЯВ в населенных пунктах Борохал и Горхон фиксируются повышенные концентрации U, Th, некоторых редкоземельных элементов, Sc, Zn. Обращает на себя внимание увеличение концентрации многих редких земель по мере приближения к месту проведения взрыва.

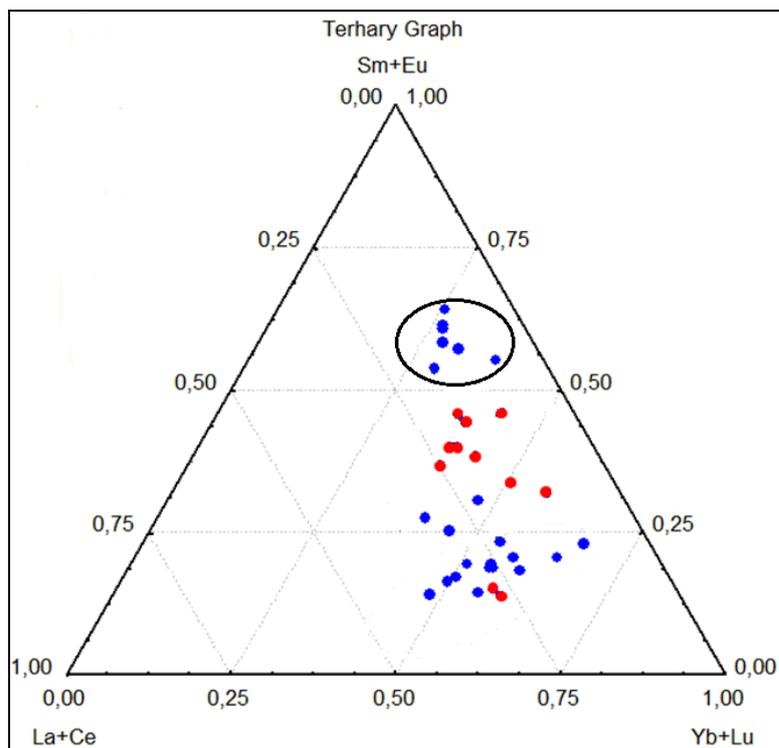


Рис. 1. Тройная диаграмма распределения редкоземельных элементов в солевых отложениях питьевых вод

Примечание: выделены возможные пункты воздействия ПЯВ «Рифт-3»

Республика Бурятия

На территории Бурятии были отобраны пробы в Закаменском районе и в населенных пунктах – с. Боргой, Белозерск (Джидинский район), Максимиха (Прибайкальский район). Наиболее полно по количеству проб представлен Закаменский район, на примере которого можно рассмотреть влияние техногенных источников на формирование элементного состава солевых отложений питьевых вод.

Градообразующим предприятием г. Закаменск с 1934 по 1996 гг. являлся Джидинский вольфрамомолибденовый комбинат (ДВМК), на основе которого сегодня сохранена развитая производственная и социальная инфраструктура города. Однако, являясь своеобразным «фундаментом» для города, ДВМК стал главной причиной формирования на территории города зоны экологического бедствия, что подтверждают различные экологические исследования, проводившиеся в разные годы (1990 – 2007 гг.), основной целью которых являлось оценка состояния окружающей природной среды, естественных экосистем, а также здоровья населения. Главным загрязнителем окружающей среды и объектом пристального внимания являются отходы комбината, составляющие в объеме около 40 млн. тонн и занимающие площадь около 700 га [2, 3].

Согласно результатам эколого-геохимических исследований, проводившихся на территории г. Закаменска в 2004-2005 гг. поверхностные воды сильно загрязнены шахтными и инфильтрационными водами, поступающими из отработанных штолен и хвостохранилищ. Зафиксированы превышения ПДК по свинцу, кадмию, ряду других элементов.

Качество питьевых вод, судя по результатам изучения солевых отложений, низкое и по ряду компонентов (Ba, Zn, Rb, Au, U) превышает кларковые и фоновые значения. Поскольку основной источник водоснабжения населения - месторождение подземных вод, находится в аллювиальных отложениях р. Модонкуль и не защищено от поверхностного загрязнения, можно сделать предположение о проникновении элементов в водоносный горизонт.

Нами были также опробованы техногенные пески, оставшиеся после деятельности ДВМК. Сравнивая элементный состав данных отходов и солевых отложений питьевых вод, можно говорить о несомненном влиянии песков через инфильтрационные воды на поверхностные и подземные воды. Также необходимо отметить корреляцию ведущих элементов (Zn, Rb, Au) в ряду «пески-накипь-волосы человека», данный факт подтверждает процесс вовлечения этих элементов в биологический круговорот и поступление в человеческий организм.

По медико-демографическим данным население города подвержено, прежде всего, заболеваниям органов дыхания, связанным с пылением поверхности хвостохранилищ, а также отмечается повышенный уровень общей заболеваемости и заболеваний костно-мышечной, эндокринной систем [2].

В целом, солевые отложения Закаменского района характеризуются высокими показателями накопления цинка, урана, стронция.

Солевые отложения питьевых вод, отобранные в сс. Боргой, Белозерск и Максимиха, кардинально отличаются от образцов, обсужденных ранее. Для данных территорий характерны высокие показатели радиоактивных и редкоземельных элементов. В частности, в некоторых пробах из Джидинского района содержание урана достигает 93, хрома – 212, стронция – 25683, лантана – 2,13, церия – 26,1, самария – 0,3 мг/кг; в пробах восточного берега оз. Байкал фиксируются содержания кобальта – 247, лантана – 4,65, церия – 13,6, самария – 0,5, тория – 0,7, урана – 27 мг/кг.

Такие высокие показатели накопления элементов в солевых отложениях питьевых вод связаны, прежде всего, с геологическим строением территорий. В Боргойской впадине при бурении разведочных скважин были выявлены урановые рудопроявления, которые возможно находятся на уровне водоносных горизонтов, откуда берет воду местное население. В свою очередь, район восточного побережья оз. Байкал, особенно Баргузинская котловина, является примером проявления современного рифтогенеза. Мы предполагаем, что в данном случае имеет место подъем термальных вод из глубинных слоев по разломам и разрывным нарушениям и их последующее смешение с грунтовыми и поверхностными водами.

Данный вопрос требует дальнейшего изучения и исследования, так как появляется проблема качества источников питьевого водоснабжения данных территорий, особенно это касается районов, расположенных на берегу оз. Байкал: местное население во многих случаях потребляет воду непосредственно из озера.

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

1. использование солевых отложений питьевых вод как депонирующей среды достаточно хорошо отражает особенности химического состава вод, а также геохимическую обстановку, сложившуюся на территории;

2. элементный состав солевых отложений формируется в условиях влияния природных (месторождения, рудопроявления и т.д.) и техногенных (урбанизированные территории, промышленные предприятия, отходы производства и т.д.) факторов;

3. воздействие ПЯВ «Рифт-3» на окружающую среду, в частности на гидросферу, проявляется в повышенных показателях накопления некоторых редкоземельных (Sm, Eu), радиоактивных (Th) и торий-уранового отношения;

4. существует проблема качества питьевых вод на территориях по р. Обуса (Иркутская область), г. Закаменска, Боргойской впадины, Баргузинской котловины; эти вопросы требуют дальнейшего изучения;

5. результаты исследований показали необходимость в разработке и реализации программы «Качество питьевых вод Байкальского региона», в которой наряду с изучением элементного состава солевых отложений питьевых вод исследовалась сама питьевая вода.

Литература

1. Медведев В.И., Коршунов Л.Г., Коваленко В.В., Маторова Н.И., Карчевский А.Н., Осипова Л.П., Богданов В.А. Радиационное воздействие подземного ядерного взрыва шифр «Рифт-3» на территорию и население Осинского района Иркутской области // Сибирский экологический журнал. – Новосибирск, 2005. – Т. XII, № 6. – С. 1073-1078.
2. Отчет по теме «Ликвидация негативных воздействий техногенных хвостов Джидинского вольфрамомолибденового комбината в Закаменском районе Республики Бурятия. Этап 1.3.2. Исследование современного состояния отдельных компонентов окружающей природной среды и здоровья населения г. Закаменска». – Красноярск, 2005. – 146 с.
3. Отчет по теме «Реализация природоохранных мероприятий, связанных с закрытием Джидинского вольфрамомолибденового комбината г. Закаменска: оценка экологической ситуации в прилегающей зоне бывшего ДВМК». – Улан-Удэ, 2007. – 190 с.
4. Пат. № 2298212 Россия, МПК G 01 V 9/00. Способ определения участков загрязнения ураном окружающей среды. Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В., Янкович Е.П.; заявитель и патентообладатель Томский политех. ун-т. – № 01200504848; Заявлено 04.07.2005; Опубл. 27.04.2007.
5. Покровский Д.С., Дутова Е.М., Рогов и др. Минеральные новообразования на водозаборах Томской области / под ред. Д.С. Покровского. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 176 с.
6. Региональная геохимия окружающей среды Байкальского региона / В.И. Гребенщикова, Э.Е. Лустенберг, Н.А. Китаев, И.С. Ломоносов; науч. ред. академик РАН М.И. Кузьмин; Ин-т геохимии им. А.П. Виноградова СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2008. – 232 с.
7. Тапхаева А.Э., Тайсаев Т.Т., Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Барановская Н.В. Геохимическая специализация осадков (накпий) водных источников на примере двух регионов Сибири // Сибирский экологический журнал. – Новосибирск, – 2010. - № 4. – С. 685-696.
8. Эколого-геохимические особенности природных сред Томского района и заболеваемость населения / Рихванов Л.П., Язиков Е.Г., Сухих Ю.И., Барановская Н.В. и др. – Томск: Изд-во Курсив, 2006. – 216 с.
9. Язиков Е.Г., Рихванов Л.П., Барановская Н.В. Индикаторная роль солевых образований в воде при геохимическом мониторинге // Известия высших учебных заведений, – М., 2004. – №1 - С.67-69.
10. Язиков Е.Г. Экогеохимия урбанизированных территорий юга Западной Сибири: диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. – Томск: Б.и., 2006. – 423 с.

ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ

Е.А. Филимоненко

Научный руководитель доцент А.В. Таловская

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

Основным узлом существования сложных экологических проблем Томской области является Томский район, в пределах которого сосредоточено значительное количество предприятий и два промышленных центра: города Томск и Северск, где проживает половина населения области. В городе Томске на состояние атмосферного воздуха оказывает хозяйственная деятельность 268 промышленных предприятий различных отраслей. Наибольший вклад в общий объем выбросов вредных веществ в атмосферу по городу вносят предприятия электроэнергетической отрасли и нефтехимической промышленности [11]. Большая часть территории Том-

ска находится в условиях чистой и умеренно загрязненной атмосферы. На этом фоне выделяются два района с сильно загрязненной атмосферой: это промузел ООО «Томскнефтехим» и центральная часть Томска, захватывающая Кировский и Советский районы. Первый очаг находится в пределах санитарно-защитной зоны завода и не представляет опасности для жителей города. Второй очаг, сформированный в основном выбросами автотранспорта, накрывает самые густо населенные районы города. По данным экологического обзора состояния окружающей среды г. Томска за 2007 г. наиболее загрязненными районами города также являются ул. Угрюмова, зона воздействия выбросов таких предприятий как ООО «ЖБК-40», ООО «ЖБК-100», ООО «Керамзит»; район улиц Трудовой и Н. Луговой, зона влияния шпало-пропиточного завода [10].

С целью проведения эколого-геохимического мониторинга в зонах воздействия промышленных предприятий на территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей, автором производился отбор проб снега ежемесячно в зимний период с ноября 2007 г. по март 2008 г., а также в конце февраля - начале марта 2009, 2010 и 2011 гг. (пробы снега отбирались по векторной сети с шагом в 200 - 300 м на расстоянии 1000 - 1500 м от промышленных площадок предприятий, для определения мощности воздействия предприятий на различных удалениях от его территории). В ходе всего периода мониторинга было отобрано и изучено 98 проб снега.

Выбор пунктов мониторинга (рис. 1) для изучения особенностей пылеаэрозольных выпадений осуществлялся автором в соответствии с расположением крупнейших промышленных предприятий г. Томска и главенствующего направления ветра (преобладают южные и юго-западные ветра). Было выбрано 7 пунктов мониторинга: 1. санитарно-защитная зона ООО «Томскнефтехим», в 12 км в северу от г. Томска; 2. ул. Мостовая, зона воздействия предприятий стройиндустрии («Бетон Сибири», Завод строительных материалов «Промальп», «ЖБК-100», «ЖБК-40», «ЖБИ-27»); 3. зона воздействия кирпичных заводов ЗАО «Карьероуправление» и ЗАО «Томский завод строительных материалов и изделий» (ул. Суворова, ул. С. Лазо, ул. И. Черных, мкрн. Солнечный, который также еще представляет собой зону с интенсивно развивающимися оползневыми процессами, где осуществляется активное строительство жилых кварталов и автотрассы); 4. зона воздействия Томской ГРЭС-2 (ул. С. Щедрина, пер. Фруктовый, ул. Алтайская, ул. Сибирская); 5. район учебных корпусов Томского политехнического университета (ТПУ), на который осуществляется воздействие со стороны ряда предприятий строительной индустрии (завод по производству кирпича «Континент») и предприятий, осуществляющих металлообработку и имеющих чугунолитейные цеха (ОАО «Томский элек-

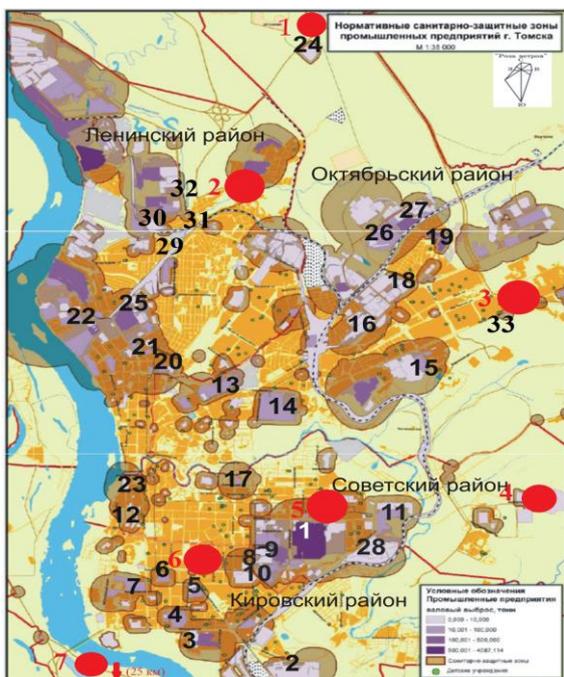


Рис.1. Карта-схема расположения пунктов мониторинга снегового покрова на территории г. Томска.

трической промышленности) и предприятий, осуществляющих металлообработку и имеющих чугунолитейные цеха (ОАО «Томский элек-

промеханический завод», ОАО «Томский электроламповый завод» и др.); 6. Томский Академгородок; 7. п. Калтай, в 25 км к югу от г. Томска (условно-фоновый район).

Промышленные предприятия (1-33): 1 - Томская ГРЭС-2 ОАО «Томскэнерго», 2 - Хозяйственные корпуса Радиотехнического завода, 3 - ООО «Континенть» (стройиндустрия), 4 - ОАО «Томский инструмент», 5 - ОАО «Томский электроламповый завод», 6 - ОАО «Томское пиво», 7 - ОАО «Томский электромеханический завод», 8 - ОАО «Сибэлектромотор», 9 - ОАО «Манотомь», 10 - ФГУП «Томский электротехнический завод» и НПО «Полус», 11 - «Эмальпроизводство ЗАО «Сибкабель», 12 - ОАО «Завод пищевых продуктов Томский», 13 - ЗАО «Сибкабель», 14 - ЗАО «Томский подшипник», 15 - ЗАО «Карьероуправление», 16 - ОАО «Томский комбикормовый завод», 17, 21, 23 - заводы пищевых продуктов, 18 - ЗАО «Томский приборный завод», 19 - ЗАО «Спичечная фабрика «Сибирь», 20 - ОАО «Фармстандарт-Томскхимфарм», 21 - ЗАО «Томский дрожжевой завод», 22 - ОАО «Томский шпалопропиточный завод», 24 - ООО «Томскнефтехим», 25 - ООО «Томский завод резиновой обуви», 26 - ОАО «Завод ЖБК-100», 27 - ООО «Керамзит-Т», 28 - ООО «Завод крупнопанельного домостроения ТДСК», 29 - ООО «ЖБИ-27», 30 - ООО «ЖБК-40», 31 - ОАО «Бетон Сибири», 32 - ОАО «Завод строительных материалов Промальп», 33 - ЗАО «Томский завод стройматериалов и изделий». Пункты мониторинга (1-7): 1 - санитарно-защитная зона ООО «Томскнефтехим», 2 - зона воздействия предприятий строительной индустрии (железобетонные заводы), 3 - зона воздействия кирпичных заводов, 4 - Томский Академгородок, 5 - зона воздействия Томской ГРЭС-2, 6 - район учебных корпусов ТПУ, 7 - пос. Калтай.

Все работы по отбору и подготовке снеговых проб выполняла с учетом методических рекомендаций приводимых в работах В.Н. Василенко [2], И.М. Назарова [5], методических рекомендациях ИМГРЭ [4] и руководстве по контролю загрязнения атмосферы [7]. Кроме того, исследования также проводились на основе многолетнего практического опыта эколого-геохимических исследований на территории Западной Сибири [6, 8, 9, 12, 13].

Объектом исследования являлся твердый осадок снега, а основные выводы по количественной оценке загрязняющих веществ в твердом осадке снега делали на основе анализов фракции менее 1 мм.

Лабораторно-аналитические исследования всех проб твердого осадка снега проводились в аккредитованных лабораториях в центре «Урановая геология» на базе кафедры геоэкологии и геохимии ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» с применением современных методов анализа:

1. инструментального нейтронно-активационного анализа (ИНАА) на 28 химических элементов (Ca, Na, Fe, As, Zn, Nd, Cr, Co, Sb, Br, Ba, Rb, Cs, Sr, Hf, Ta, Sc, Tb, Sm, Eu, La, Ce, Yb, Lu, U, Th, Au, Ag);

2. электронной микроскопии на сканирующем электронном микроскопе фирмы Hitachi S-3400N с приставкой для микроанализа Burger; разрешающая способность микроскопа составляет 3 нм, что позволяет получать высококачественные изображения исследуемых атмосферных пылеаэрозолей; было исследовано 6 проб твердого осадка снега и изучено более 20 различных типов частиц природного и техногенного происхождения;

3. шлихового анализа на бинокулярном микроскопе Leica EZ4D;

4. атомно-абсорбционного анализа «холодного пара» на ртутном анализаторе «РА-915+» с пиролитической приставкой «ПИРО-915+» для определения содержания ртути в пробах твердого осадка снега.

Обработка аналитических данных проводилась с использованием прикладных программ «Excel» и «Statistica 6.0».

По результатам изучения пылеаэрозольных выпадений с ноября 2007 г. по март 2008 г. в одной и той же точке, расположенной в 300 - 600 м от промплощадки изучаемого предприятия для всех проб характерно наибольшее увеличение пылевой нагрузки за период январь-февраль (на 10 - 25 %). Наибольших же значений уровень пылевого загрязнения достигает в зоне воздействия Томской ГРЭС-2 (115 мг/м²*сут) и в зоне воздействия кирпичных заводов (163 мг/м²*сут).

В течение всего периода мониторинга величина пылевой нагрузки изменяется от минимальных 13 мг/км²*сут (п. Калтай, март 2011 г.), что говорит о низком уровне загрязнения (менее 250 мг/км²*сут, в соответствии с существующей градацией [3]), до 720 мг/км²*сут (зона воздействия кирпичных заводов, на удалении в 400 м от территории ЗАО "Томский завод строительных материалов и изделий" в 2010 г.), что соответствует высокому уровню загрязнения (450 - 850 мг/км²*сут, в соответствии с существующей градацией [3]). При сравнении с фоновыми показателями (7 мг/м²*сут – Средний Васюган; по данным А.Ю. Шатилова, 2001 г.) наблюдается их превышение от 2,3 до 103 раз, в среднем же превышение фонового значения по всем пунктам мониторинга за все время мониторинга в различных районах г. Томска составляет 20 раз, а для загородной территории - 3 раза. В зоне воздействия кирпичных заводов за все годы (с 2008 по 2011 гг.) проведения мониторинга фиксируются самые высокие уровни пылевого загрязнения атмосферы среди все изученных территорий г. Томска.

По результатам шлихового и электронно-микроскопического исследований в твердом осадке снега были обнаружены природные минеральные, биогенные и техногенные образования.

Для большинства городских территорий, а именно зон влияния Томской ГРЭС-2, предприятий стройиндустрии, специализирующихся на производстве железобетонных изделий, района учебных корпусов ТПУ, Академгородка, также для зоны воздействия ООО "Томскнефтехим" характерно явное доминирование техногенной составляющей (63 - 88 %) пылеаэрозолей над природными компонентами (12 - 37 %). Для всех этих территорий соотношение между природными и техногенными частицами по мере удаления от промплощадок предприятий практически не изменяется. А для загородной территории - п. Калтай, и зоны воздействия кирпичных заводов наоборот отмечается преобладание природных частиц (85 - 52 %) над техногенными (15 - 48 %). Для зоны воздействия кирпичных заводов характерно увеличение доли техногенных частиц в составе твердого осадка снега по мере удаления от данных заводов. Усредненные данные для городских территорий - техногенные частицы - 65 %, а природные - 35 %. Средние процентные содержания различных типов частиц в пробах твердого осадка снега во всех пунктах проведения мониторинга за период 2009 - 2011 гг., идентифицированных по результатам шлихового анализа, представлены в таблице 1.

По результатам расчетов геохимических характеристик для каждой пробы твердого осадка снега была выявлена общая для территории г. Томска геохимическая ассоциация химических элементов относительно фона: уран - редкие - редкоземельные элементы, натрий, барий, мышьяк. Угли и зола Томской ГРЭС-2 обогащены редкими, редкоземельными и радиоактивными элементами [1], поэтому эти элемен-

ты являются типоморфными для пылеаэрозольных выбросов топливно-энергетического комплекса. Высокие концентрации La, Ce, Eu, Yb, Hf и Ta, также были зафиксированы в пылевых выбросах предприятий строительной индустрии ранее [13]. Ранее проведенные исследования показали [13], что во всех природных средах г. Томска и его окрестностей формируются Vg-Na аномалии, которые связаны с региональным источником. Помимо общих закономерностей на каждой из изученных территорий были выявлены свои геохимические особенности. Так, например, в зоне воздействия ЗАО "Карьероуправление" и ООО "Томский завод строительных материалов и изделий" (заводы по производству кирпича, тротуарной плитки) были установлены повышенные относительно средних городских показателей содержания редких и редкоземельных химических элементов (La, Ce, Sm, Eu, Yb, Lu), данные аномалии можно объяснить тем, что в производственном процессе на кирпичных заводах используются полезные ископаемые (в первую очередь глина), добытые на циркон-ильменитовых россыпях Туганского месторождения, из чего следует, что данное сырье обогащено как раз таки редкоземельными компонентами. Во всех пробах твердого осадка снега из зоны воздействия ООО "Томскнефтехим" были выделены ассоциации относительно общего регионального фона (фон по данным А.Ю. Шатилова, 2001, с доп. Е.Г. Язикова, 2006) радиоактивных, редких, редкоземельных элементов, а также бария, брома, сурьмы. Поступление Vg и Sr объясняется спецификой нефтехимического производства, что было доказано в работах Е.Г. Язикова. А столь высокие концентрации в пылевых атмосферных выпадениях радиоактивных элементов (U - 40 и 34 фона, Th - 5 и 7 фонов, в 2009 и 2010 гг. соответственно на удалении в 600 м от факела) и редких земель (Yb, Ta, Ce, Eu, Sm, La, Lu и др.) скорее связано с деятельностью расположенного недалеко (в г. Северск) предприятия ядерно-топливного цикла - Сибирского химического комбината.

Таблица 1

Вещественный состав пылевых атмосферных выпадений на территории г. Томска (2009 - 2011 гг.)

Пункт мониторинга	Содержание, %											
	Кварц	Полевые шпаты	Биотенные частицы	Сажа	Шлак, зола	Al-Si сферулы	Магнитные сферулы	Кирпичная крошка	Волокнистые частицы	Цементная пыль	Сахаровидные частицы	Оранжевые частицы
Кирпичные заводы	39	8	1	8	9	4	2	13	0	2	1	14
ООО "Томскнефтехим"	18	3	1	17	27	12	5	1	5	4	9	0
Томская "ГРЭС-2"	15	5	2	37	20	15	2	0	2	0	4	0
Ул. Мостовая	14	1	1	20	21	9	4	0	2	24	5	0
Район корпусов ТПУ	17	2	1	16	22	9	9	5	3	8	6	3
пос. Калтай	41	7	3	26	12	4	3	1	1	1	4	0

Содержание ртути в пробах твердого осадка снега по мере удаления от территорий предприятий значительно не изменяется. Минимальная концентрация ртути фиксируется в зоне воздействия кирпичных заводов, где превышение значений локального фона (пос. Киреевск) составляет 1,5 раза, максимальное же - в зоне воздействия ООО «Томскнефтехим» - более 5 фоновых значений, для остальных пунктов мониторинга это превышение находится на уровне 3 - 4 раз.

По суммарному показателю загрязнения, который характеризует полиэлементные аномалии, территории г. Томска характеризуются средней (44 % проб твердого осадка снега) и высокой (54,4 % проб твердого осадка снега) степенью загрязненности и соответственно умеренно опасным и опасным уровнем заболеваемости населения. Но зона воздействия Томской ГРЭС-2 в 2009 г. на удалении 1200 м от границ промплощадки теплоэлектростанции характеризуется очень высокой степенью загрязнения и чрезвычайно опасным уровнем заболеваемости населения; здесь суммарный показатель загрязнения достигает 334, основной вклад в столь высокое значение $Z_{спз}$ вносит барий (коэффициент концентрации бария относительно дона в данной точке мониторинга составляет 218).

В результате проделанной работы автором были изучены минералого- геохимические особенности пылеаэрозолей на территории г. Томска, что позволило охарактеризовать сложившуюся в городе эколого-геохимическую ситуацию.

Литература

1. Арбузов С.И., Ершов В.В. Геохимия редких элементов в углях Сибири. – Томск: Изд. Дом «Д-Принт», 2007. – 468 с.
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. Методические рекомендации по геохимической оценке загрязнения территорий городов химическими элементами. – М.: ИМГРЭ, 1982. – 111 с.
5. Назаров И.М. Использование сетевых снегосъемок для изучения загрязнения снежного покрова / И.М. Назаров, Ш.Д. Фридман, О.С. Ренне // Метеорология и гидрология. – 1978. – № 7. – С. 74–78.
6. Пат. 2229737 Россия, МПК⁷ G 01 V 9/00. Способ определения загрязненности снегового покрова техногенными компонентами / Язиков Е.Г., Шатилов А.Ю., Таловская А.В.; заявитель и патентообладатель. Томский политехн. ун-т. – № 2002127851; заявл. 17.10.2002; опубл. 27.05.2004.
7. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. РД 52.04.186 № 2932-83. М.: Госкомгидромет, 1991. – 693 с.
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. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2007 году / ред. А.М. Адам / Управление охраны окружающей среды и ОГУ «Облкомприрода» Адм. Томской области. – Томск: Дельтоплан, 2008. – 148 с.
11. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2008 году / ред. А.М. Адам / Управление охраны окружающей среды и ОГУ «Облкомприрода» Адм. Томской области. – Томск: Дельтоплан, 2009. – 148 с.
12. 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.
13. 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.

ЛАУРЕАТЫ
Всероссийского конкурса научно-исследовательских работ
студентов и аспирантов в области наук о Земле
в рамках Всероссийского Фестиваля науки – 2011 г.

Направление 1. Палеонтология, стратиграфия, историческая и
региональная геология

В номинации «НИР студентов»

Диплом I степени и приз – Габдрахманов Ринат Ришатович, студент Казанского (Приволжского) Федерального университета за НИР под девизом «МРУ-2» по теме: «Условия формирования отложений уржумского яруса по данным изучения опорного разреза Среднего Поволжья методом ЭПР» (н.рук. – Нургалиева Нурия Гавазовна, д.г.-м.н., доцент КФУ);

Диплом II степени и приз – Мельник Ксения Сергеевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ругозы» по теме: «Находка и описание ругоз в лугинецкой свите фундамента Западно-Сибирской плиты» (н.рук. – Гумерова Нина Вадимовна, к.г.-м.н., доцент кафедры ОГЗ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Пешков Алексей Александрович, магистрант первого года обучения Томского государственного университета за НИР под девизом «Чему бы жизнь нас не учила, а сердце верит в чудеса» по теме: «Типохимические особенности состава граната в пегматитах Монгольского Алтая и возможность оценки на его базе формационной принадлежности жил» (н.рук. – Баева Анна Алексеевна, ассистент ГГФ ТГУ);

Диплом – Ялов Алексей Евгеньевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Позднепалеозойская фауна» по теме: «Характерные особенности осадконакопления и фауна Колывань-Томского морского бассейна в девонско-каменноугольное время» (н.рук. – Рычкова Ирина Владимировна, к.г.-м.н., доцент каф. ОГЗ ИПР ТПУ);

Диплом – Зубрилина Анастасия Игоревна и Никифорова Екатерина Олеговна, студентки Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ксенолит» по теме: «Ксенолиты - вестники глубин» (н.рук. - Васильев Борис Дмитриевич, к.г.-м.н., доцент каф. ОГЗ ИПР ТПУ и Мартынова Надежда Николаевна, инженер каф. ОГЗ ИПР ТПУ).

Диплом – Габдрахманов Ринат Ришатович и Гильмутдинов Руслан Ринатович, студенты Казанского (Приволжского) федерального университета за НИР под девизом «НЕСК-8» по теме: «Геолого-геохимические особенности девонских отложений Ярегского нефтетитанового месторождения» (н.рук. – Нургалиева Нурия Гавазовна, д.г.-м.н., доцент КФУ);

Председатель конкурсной комиссии
д.г.-м.н., профессор, зав.кафедрой
общей геологии и землеустройства ИПР ТПУ

А.А. Поцелуев

**Направление 2. Минералогия, геохимия, петрография, металлогения.
Современные технологии и методы поисков полезных ископаемых**

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Вагина Екатерина Андреевна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Томского политехнического университета за НИР под девизом «Чертово Корыто» по теме: «Изотопный состав серы сульфидов руд золотого месторождения «Чертово Корыто» (Патомское нагорье)» (н.рук. – Кучеренко Игорь Васильевич, д.г.-м.н., профессор кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз – Кувикас Ольга Валерьевна, аспирант первого года обучения Учреждение Российской академии наук Института вулканологии и Сейсмологии Дальневосточного Отделения РАН, (г.Петропавловск-Камчатский), за НИР под девизом «Вулкан» по теме: «Сравнительный анализ кислого вулканизма Восточного вулканического пояса Камчатки». (н.рук. – Авдейко Геннадий Порфирьевич д.г.-м.н., профессор, зав. лаб. подводного вулканизма ИВиС ДВО РАН).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Черданцева Дарья Андреевна, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Аурум» по теме: «Вещественный состав рудовмещающих толщ и рудной минерализации участка «Жаркий» Лазовского рудного узла (Магаданская область)» (н.рук. – Краснощекова Любовь Афанасьевна, к.г.-м.н., доцент каф. ГРПИ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Аксенов Сергей Михайлович, студент Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе (г. Москва) за НИР под девизом «Геоиндикаторы» по теме: «Структурная минералогия группы эвдиалита и ее новых представителей и их использование в качестве минералого- геохимических индикаторов природных процессов» (н.рук. – Расцветаева Рамиза Кераровна, д.г.-м.н., г.н.с., Института кристаллографии им. А.В. Шубникова РАН, г.Москва);

Диплом III степени и приз – Выдрич Денис Евгеньевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Стоун» по теме: «Геоинформационная система обеспечения геолого-съёмочной практики на учебном полигоне» (н.рук. – Ананьев Юрий Сергеевич, к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ);

Диплом – Павловская Алина Валерьевна, студент Томского государственного университета за НИР под девизом «Глинистые минералы в рудах Рубцовского колчеданно- полиметаллического месторождения (Рудный Алтай)» (н.рук. - Зырянова Луиза Алексеевна, старший преподаватель ГГФ ТГУ).

Диплом – Аленберг Кирилл Олегович, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Кахтарма» по теме: «Геология, вещественный состав и геохимические особенности руд Кахтарминского

полиметаллическо- флюоритового месторождения (Восточный Саян)», (н.рук. – Мазуров Алексей Карпович, д.г.-м.н., профессор каф. ГРПИ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии
д.г.-м.н., профессор, зав.кафедрой геологии
и разведки полезных ископаемых,
проректор-директор ИПР ТПУ

А.К. Мазуров

Направление 3. Геология нефти и газа. Современные методы поисков и разведки углеводородного сырья

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Журова Елена Львовна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «ГДИС» по теме: «Проектирование и интерпретация ГДИС месторождения "К" Томской области» (н.рук. – Квеско Бронислав Брониславович, к.ф.-м.н., доцент кафедры ГРНМ ИПР ТПУ).

Диплом III степени и приз – Линдт Анна Юрьевна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Карбонатный склон» по теме: «Перспективы нефтегазоносности доюрских пород восточного склона Александровского мегавала» (н.рук. – Запивалов Николай Петрович, д.г.-м.н., профессор, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г.Новосибирск).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Сурикова Екатерина Сергеевна, студентка Новосибирского государственного университета, геолого-геофизического факультета за НИР под девизом «Недра не подведут, если не подведут люди» по теме: «Анализ геологического строения, история тектонического развития и нефтегазоносность северных районов Западно-Сибирской геосинеклизы на базе интерпретации региональных сейсмических профилей» (н.рук. – Калинина, Людмила Михайловна, к.г.-м.н., доцент Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г.Новосибирск);

Диплом II степени и приз – Севоньяева Ксения Сергеевна, студентка Пермского национального исследовательского политехнического университета за НИР под девизом «Барьерный риф» по теме: «Исследование геологического строения и нефтегазоносности турнейских отложений Ножовского выступа с позиций трехслойного строения природных резервуаров» (н.рук. – Кривошеков Сергей Николаевич, ст. преподаватель кафедры геологии нефти и газа ПНИПУ);

Диплом III степени и приз – Останкова Юлия Григорьевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за комплекс НИР: 1) под девизом «Карбонаты» по теме: «Геологическое строение и уточнение модели залежи на Речном газовом месторождении (Томская область)» и 2) под девизом «Байос-бат» по теме «Мальшевский горизонт среднеюрского возраста (пласты Ю₂₋₆) Нюрольской впадины Томской области как

перспективный объект для поисков залежей углеводородов» (н. рук. – Гайдукова Татьяна Алексеевна, доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ);

Диплом – Волкова Ирина Владиславовна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Горизонт» по теме: «Литологические особенности коллекторов продуктивного горизонта Ю₁ Малореченского нефтяного месторождения (Томская область)» (н. рук. – Недоливко Наталья Михайловна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Диплом – Мамедов Рамиль Алевсетович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Бар» по теме: «Геологическое строение, нефтеносность и условия формирования продуктивного горизонта Б₁₂ Гураринско-Соболиного месторождения (Томская область)» (н. рук. – Перевертайло Татьяна Геннадьевна, ассистент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Диплом – Кириллова Мария Михайловна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ангидрит» по теме: «Природа ангидрита в нефтегазоносных отложениях палеозоя (Таймыр)» (н. рук. – Столбова Нэля Федоровна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Диплом – Минибаев Наиль Ришатович, Ягудин Рустем Ильхамович, студенты Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского Федерального университета за НИР под девизом «Sci-2001» по теме: «Изучение фациальной неоднородности пласта Ю₂ Западно-Ловинского поднятия Ловинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) с целью оптимизации комплекса геолого-технических мероприятий», (н. рук. – Нургалиева Нурия Гавазовна, д.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ).

Диплом – Кудряшова Лидия Константиновна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Врез» по теме: «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности неантиклинальной ловушки типа «вреза» на юго-восточном склоне Нижневартовского свода (Томская область)» (н. рук. – Гайдукова Татьяна Алексеевна, доцент кафедры ГРПИ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии
к.г.-м.н, доцент каф. геологии и разведки
полезных ископаемых ИПР ТПУ

Н.М. Недоливко

Направление 4. Геофизические методы исследования Земли

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Каримова Ляиля Камильевна, аспирант первого года обучения Казанского (Приволжского) федерального университета за НИР под девизом «Августинка» по теме: «Дистанционное тепловизионное зондирование Земли» (н.рук. – Борисов Анатолий Сергеевич, д.г.-м.н., профессор, первый зам. директора Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ).

Диплом II степени и приз – Соколов Степан Витальевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Золотарь» по теме: «Изучение петромагнитной неоднородности месторождений золота Патомского нагорья с целью повышения эффективности геофизических методов для их поиска и разведки». (н.рук. – Колмаков Юрий Викторович, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ).

Диплом III степени и приз - Попов Станислав Александрович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Западная Сибирь» по теме: “Моделирование термической истории и нефтидогенеза юрско-меловых комплексов Западной Сибири”. (н.рук. - Исаев Валерий Иванович, д.г.-м.н., профессор кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ).

Диплом - Жильцова Анна Александровна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ароматические углеводороды» по теме: «Нефтепоисковая геохимия по аномалиям ароматических углеводородов» (н. рук. - Исаев Валерий Иванович, д.г.-м.н, профессор кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ).

Диплом – Ошлакова Анна Сергеевна, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Низкоомные коллекторы» по теме: «Сопоставление геофизических и эксплуатационных данных низкоомных коллекторов» (н. рук. - Ерофеев Леонид Яковлевич, д.г.-м.н., заведующий кафедрой ГЕОФ ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Бурков Фёдор Андреевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «ГИС» по теме: «Исследование связи геофизической характеристики аргиллитов баженовской свиты с продуктивностью верхнеюрского нефтегазового комплекса» (н.рук. – Номоконова Галина Георгиевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Лазарев Глеб Игоревич, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Усть-Тымская мегавпадина» по теме: «Моделирование термической истории нефтематеринских отложений в разрезах глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины» (н.рук. – Исаев Валерий Иванович, д.г.-м.н., профессор кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ; Лобова Галина Анатольевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Беспалов Антон Александрович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Эпигенез» по теме: «Закономерности проявления процессов карбонатизации пород на месторождениях

углеводородов по геофизическим данным» (н.рук. – Номоконова Галина Георгиевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ);

Диплом – Ковалев Илья Борисович, Тенгелиди Дмитрий Иванович, студенты Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Фильтры» по теме: «Применение полосовых фильтров при количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий» (н.рук. – Гусев Евгений Владимирович, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ).

Диплом – Яковенко Олег Владимирович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Сейсмо модель» по теме: «Сейсмогеологическое моделирование разрезов верхнеюрских продуктивных коллекторов (на примере Крапивинского месторождения)», (н.рук. – Меркулов Виталий Павлович, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЕОФ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
д.г.-м. н., профессор, зав. кафедрой
геофизики ИПР ТПУ

Л.Я. Ерофеев

Направление 5. Гидрогеология и инженерная геология

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Покровский Виталий Дмитриевич, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Техногенное подтопление» по теме: «Оценка условий техногенного подтопления памятников архитектуры г.Томска средствами ГИС-технологий» (н.рук. – Дутова Екатерина Матвеевна, д.г.-м.н., профессор кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Солдатова Евгения Александровна, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Звездный» по теме: «Гидрогеохимические поиски на территории Томь-Яйского междуречья» (н.рук. – Копылова Юлия Григорьевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Балтрушайтите Кристина Юозовна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Геохимия» по теме: «Геохимия подземных вод Советского нефтяного месторождения (Томская область)» (н.рук. – Шварцев Степан Львович, д.г.-м.н., профессор кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом – Лимарева Анна Алексеевна, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Оптимизация программы мониторинга» по теме: «Программа производственного мониторинга на участке хозяйственно-питьевого водозабора подземных вод «Секисовское» (Республика Казахстан)» (н.рук. – Лукин Анатолий Алексеевич, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом – Шмелькова Елена Анатольевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «АЗС» по теме: «Инженерно-геологические изыскания для строительства автозаправочной станции в г.Томске», (н.рук. – Бракоренко Наталья Николаевна, старший преподаватель кафедры ГИГЭ ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии
д.г.-м.н., профессор кафедры гидрогеологии,
инженерной геологии и гидрогеоэкологии

Н.М. Рассказов

Направление 6. Гидрогеохимия и гидрогеоэкология Земли

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Трифонов Николай Сергеевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Сибирь» по теме: «Геохимические последствия утилизации промстоков на Юрубчено-Тохомском месторождении» (н.рук. – Шварцев Степан Львович, д.г.-м.н., профессор, зав.кафедрой ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз - Сухих Елена Александровна, аспирант Учреждение Российской академии наук Геологического института РАН, г. Москва, за НИР под девизом «Шпицберген 25-27» по теме: «Температура воды океана как климатообразующий фактор на примере анализа стратификации водной толщи Западно-Арктического бассейна». (н.рук. - Хуторской Михаил Давыдович, доктор геол.-мин. наук, профессор лаборатории тепломассопереноса ГИН РАН).

Диплом III степени и приз - Кузеванов Константин Константинович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом: «Геохимические особенности» по теме: “Анализ геохимических особенностей подземных вод палеогеновых отложений Томской области методами ГИС-технологий”. (н.рук. – Дутова Екатерина Матвеевна, д.г.-м.н., профессор кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом – Балобаненко Андрей Александрович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Миграция урана» по теме: «Изучение содержания и миграции урана в подземных водах» (н.рук. – Дутова Екатерина Матвеевна, д.г.-м.н., профессор кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом - Пашагин Андрей Владимирович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Родники Тывы» по теме: «Геохимия родниковых вод в долине реки Хемчик и группы источников "Чойган" (Республика Тыва)» (н.рук. - Копылова Юлия Григорьевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Цаан Ксения Юрьевна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом

«Гидрогеохимические условия» по теме: «Гидрогеохимические условия Южно-Минусинского бассейна и его горного обрамления» (н.рук. – Копылова Юлия Григорьевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Гриков Сергей Владимирович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Сибирь» по теме: «Организация водоснабжения предприятия ОАО «Сибирь» (г.Томск)» (н.рук. – Решетько Маргарита Викторовна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Чагина Юлия Андреевна, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Соленое озеро» по теме: «Геохимия соленых озер Алтайского края» (н.рук. – Шварцев Степан Львович, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой ГИГЭ ИПР ТПУ);

Диплом – Янкович Антон Станиславович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Уран Хакасии» по теме: «Изучение распространенности радиоактивных элементов в природных водах Хакасии с использованием геоинформационных технологий в связи с поисками урановых месторождений» (н.рук. - Копылова Юлия Григорьевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом – Крохта Ксения Владимировна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Марсель» по теме: «Эколого-геохимическая характеристика лагуны Берр (Франция)», (н.рук. – Гусева Наталья Владимировна, к.г.-м.н., старший преподаватель кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии
д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой гидрогеологии,
инженерной геологии и гидрогеоэкологии ИПР ТПУ

С.Л. Шварцев

Направление 7. **Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений и их совершенствование**

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Главнов Николай Григорьевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Геолог – главное оружие разработчика» по теме: «Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения» (н.рук. – Квеско Бронислав Брониславович, к.ф.-м.н., доцент, зав. кафедрой ГРНМ ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз - Трифионов Николай Сергеевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Юрубчен» по теме: «Перспективы утилизации попутно извлеченных и сточных вод при освоении первоочередного участка Юрубченского месторождения методами численного физико-химического моделирования» (н.рук. – Шварцев Степан Львович, д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой ГИГЭ ИПР ТПУ).

Диплом III степени и приз - Задворнов Дмитрий Алексеевич, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Эффективность» по теме: «Выбор и обоснование системы разработки месторождения «М» (н.рук. – Росляк Александр Тихонович, д.т.н., профессор кафедры ГРНМ ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Говоруха Андрей Алексеевич, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Парафин» по теме: «Исследование влияния парафинов на застывание нефтяных дисперсных систем» (н.рук. – Богословский Андрей Владимирович, к.х.н., с.н.с. Учреждения РАН Института химии нефти СО РАН; Шишмина Людмила Всеволодовна, к.х.н., с.н.с., доцент кафедры ГРНМ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Шаяхметов Айрат Ильфатович, студент Уфимского государственного нефтяного технического университета за НИР под девизом «Пчела-89» по теме: «Прогнозирование обводнения фонда добывающих скважин на крупных газовых месторождениях (на примере Ямбургского месторождения)» (н.рук. – Пономарев Александр Иосифович, д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений УГНТУ);

Диплом III степени и приз – Пракойо Феликс Санто, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Метод увеличения нефтеотдачи» по теме: «Анализ применимости методов увеличения нефтеотдачи в зависимости от пластовых условий и свойств нефти» (н.рук. – Савиных Юрий Валентинович, д.х.н., с.н.с. Учреждения РАН Института химии нефти СО РАН);

Диплом – Кемерова Полина Александровна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Адаптивная интерпретация» по теме: «Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин с учетом притока продукции» (н.рук. – Сергеев Виктор Леонидович, д.т.н., профессор кафедры ГРНМ ИПР ТПУ);

Диплом – Горшков Антон Михайлович, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «ДНС» по теме: «Анализ эффективности эксплуатации дожимной насосной станции №2 на Тарасовском нефтегазоконденсатном месторождении» (н.рук. – Шишмина Людмила Всеволодовна, к.х.н., с.н.с., доцент кафедры ГРНМ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
д.т.н., профессор кафедры геологии и
разработки нефтяных месторождений
ИПР ТПУ

А.Т.Росляк

Направление 8. Современные технологии и техника бурения нефтяных и газовых скважин

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Епихин Антон Владимирович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, за НИР под девизом «Буровой насос» по теме: «Исследование влияния параметров режима бурения на амплитудно-частотные характеристики релаксационных токов, генерируемых на забое скважины». (н. рук. – Евсеев Виктор Дмитриевич, д.т.н., профессор, зав. кафедрой БС ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз – Ковалев Артем Владимирович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, за НИР «Ареометр» по теме: «Исследование геологического разреза скважины путем анализа характеристик релаксационных токов, генерируемых на забое», (н. рук. – Евсеев Виктор Дмитриевич, д.т.н., профессор, зав. кафедрой БС ИПР ТПУ).

Диплом III степени и приз Епихин Антон Владимирович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «УНБ-600» по теме: «Разработка предложений по ликвидации недостатков циркуляционных систем, используемых при сооружении скважин на территории Западной Сибири» (н. рук. – Рязанов Виктор Иванович, к.т.н., доцент кафедры БС ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Поломошнов Андрей Леонидович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Долото» по теме: «Расчеты влияния кинематики и динамики движения единичных режущих элементов долот на результаты их работы при бурении скважин» (н. рук. – Борисов Константин Иванович, к.т.н., доцент кафедры БС ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Байбулатов Александр Александрович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «ГЗД» по теме: «Анализ основных проблем, возникающих при использовании гидравлических забойных двигателей в процессе сооружения скважин на нефть и газ» (н. рук. – Епихин Антон Владимирович, ассистент каф. БС ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Сагитов Рашид Равильевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Мобильная буровая установка» по теме: «Анализ мобильных буровых установок с целью их использования при сооружении скважин на нефть и газ» (н. рук. – Епихин Антон Владимирович, ассистент каф. БС ИПР ТПУ);

Диплом – Журавкин Георгий Дмитриевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического

университета за НИР под девизом «Раствор» по теме: «Бутовые растворы» (н. рук. – Крец Виктор Георгиевич, к.т.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
д.т.н., профессор, зав кафедрой бурения
скважин ИПР ТПУ

В.Д. Евсеев

**Направление 9. Современные технологии и техника разведки твердых и рыхлых полезных ископаемых
В номинации «НИР аспирантов»:**

Диплом I степени и приз – Елихин Антон Владимирович аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Бутовая головка» на тему «История исследования электромагнитных явлений, генерируемых при различных способах нагружения горных пород» (н. рук. – Евсеев Виктор Дмитриевич, д.т.н., профессор, зав. кафедрой БС ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Горшенин Николай Евгеньевич аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Гидродобыча» на тему «Методика математического моделирования скважинной гидродобычи для целей крупнообъемного опробования месторождений» (н. рук. – Рябчиков Сергей Яковлевич, д.т.н., профессор каф. БС ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Бондарчук Игорь Борисович, аспирант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Гидродинамическое разрушение» на тему «Классификация способов, технологических и технических решений для реализации гидродинамического разрушения горных пород при скважинной гидродобыче полезных ископаемых» (н. рук. – Рябчиков Сергей Яковлевич, д.т.н., профессор каф. БС ИПР ТПУ)

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Шац Станислав Владимирович студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Кавитация» на тему «Гидродинамическая кавитация и ее применение в бурении и эксплуатации скважин» (н. рук. – Бондарчук Игорь Борисович, ассистент каф. БС ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Масловский Алексей Николаевич студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Сплавы» на тему «Исследование влияния криогенной обработки твердых сплавов на их физико-механические характеристики» (н. рук. – Рябчиков Сергей Яковлевич, д.т.н., профессор кафедры БС ИПР ТПУ)

Диплом III степени и приз – Евграфов Дмитрий Николаевич студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ориентатор» на тему «Модернизация дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ для

ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов из обсаженных скважин» (н. рук. – Бондарчук Игорь Борисович, ассистент каф. БС ИПР ТПУ)

Председатель конкурсной комиссии,
д.т.н., профессор кафедры бурения
скважин ИПР ТПУ

С.Я. Рябчиков

Направление 10. Горное дело. Разработка рудных и нерудных полезных ископаемых

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Филатова Анастасия Валерьевна, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Пена» по теме: «Использование воздушно-механических пен с помощью пеногенераторов для пылеподавления при бурении шпуров в горно-разведочных выработках» (н.рук. – Лукьянов Виктор Григорьевич, д.т.н., профессор ТХНГ ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз - Барышников Дмитрий Васильевич, аспирант третьего года обучения Института горного дела СО РАН (г. Новосибирск) за НИР под девизом «Разработка месторождений» по теме: «Контроль сдвижения искусственного массива при разработке месторождений системами с твердеющей закладкой». (н.рук. - Сердюков Сергей Владимирович, профессор, зав. лаб. ИГД СО РАН).

Диплом III степени и приз - Епифанцев Кирилл Валерьевич, аспирант второго года обучения Санкт-Петербургского государственного горного института за НИР под девизом «Торф» по теме: «Применение прессы Tinius Olsen для изучения прочностных характеристик топливных гранул, произведённых на машине для холодного окускования торфа». (н.рук. - Михайлов Александр Викторович д.т.н., профессор горно-электромеханического факультета Санкт-Петербургского государственного горного института).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Федин Дмитрий Владимирович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Обогатительная фабрика» по теме: «Моделирование технологических процессов фабрики по переработке полиметаллических руд» (н.рук. – Крец Виктор Георгиевич, к.т.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Бархатов Александр Федорович, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Вибрация» по теме: «Разработка новой конструкции фундамента ленточной пилорамы» (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Еремян Грачик Араикович, Сулейманов Иман Сулейманович студенты Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Аппаратурно-программный комплекс» по теме: «Разработка аппаратурно-программного комплекса анализа гранулометрического состава горных пород методами седиментации и микроскопии» (н.рук. – Росляк Александр Тихонович, д.ф-м.н., профессор кафедры ГРНМ ИПР ТПУ);

Диплом – Репин Сергей Анатольевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Энергия взрыва» по теме: «Использование энергии взрыва при проведении капитального ремонта нефтепровода» (н.рук. – Шмурыгин Владимир Александрович, доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
д.т.н., профессор кафедры транспорта и
хранения нефти и газа ИПР ТПУ

В.Г. Лукьянов

Направление 11. Современные технологии подготовки освоения (обогащение, промысловая подготовка и др.) и переработки минерального и углеводородного сырья

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Романовский Ростислав Владимирович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Катализатор» по теме: «Разработка системы оценки эффективности использования катализаторов в реакторах дегидрирования высших парафинов» (н.рук. – Иванчина Эмилия Дмитриевна, д.т.н., профессор кафедры ХТТ и ХК ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Долганов Игорь Михайлович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, за НИР под девизом «ХТС» по теме: «Разработка компьютерной моделирующей системы реакторного узла дегидрирования высших парафинов». (н.рук. – Иванчина Эмилия Дмитриевна, д.т.н., профессор кафедры ХТТ и ХК ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Попок Евгений Владимирович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Метанол» по теме: «Математическое моделирование синтеза метанола на Cu-Zn-Al-катализаторах» (н.рук. – Кравцов Анатолий Васильевич, д.т.н., заведующий кафедрой ХТТ и ХК ИПР ТПУ);

Диплом - Митянина Ольга Евгеньевна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ректификация» по теме: «Моделирование реакционно-ректификационных процессов синтеза» (н.рук. – Кравцов Анатолий Васильевич, д.т.н., заведующий кафедрой ХТТ и ХК ИПР ТПУ).

Диплом - Славгородская Ольга Игоревна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Нажмите любую клавишу» по теме: «Модификация нефтеполимерных смол пероксидом водорода» (н. рук. – Бондалетов Владимир Григорьевич, к.х.н., доцент кафедры ТООСиВС ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Киргина Мария Владимировна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Дегидрирование» по теме: «Реконструкция установки дегидрирования парафинов с использованием метода математического моделирования» (н.рук. – Иванчина Эмилия Дмитриевна, д.т.н., профессор кафедры ХТТ и ХК ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Долганова Ирэна Олеговна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Алкилирование бензола» по теме: «Разработка математической модели процесса алкилирования бензола высшими олефинами» (н.рук. – Ивашкина Елена Николаевна, к.т.н., доцент кафедры ХТТ и ХК ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Маланова Наталья Викторовна, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Аммиачный способ» по теме: «Очистка воды от солей временной жесткости аммиачным способом с последующим удалением ионов аммония на цеолите» (н.рук. – Фролова Ирина Владимировна, к.т.н., доцент кафедры ОХТ ИПР ТПУ);

Диплом – Богданова Любовь Сергеевна, магистрант Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Per aspera ad astra» по теме: «Модификация нефтеполимерных смол озонированием» (н.рук. - Бондалетов Владимир Григорьевич, к.х.н., доцент кафедры ТООСиВС ИПР ТПУ).

Диплом – Горохов Александр Павлович, студент химико-металлургического факультета Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета за НИР под девизом «Пек» по теме: «Композиционный нефтяной пек для получения анодной массы», (н.рук. – Дошлов Олег Иванович, к профессор кафедры химической технологии химико-металлургического факультета Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета).

Председатель конкурсной комиссии,
д.т.н., профессор
зав. кафедрой химической технологии
топлива и химической кибернетики ИПР ТПУ

А.В.Кравцов

Направление 12. Современная нефтепромысловая техника и ее совершенствование

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Аришин Вадим Александрович, аспирант второго года обучения Тюменского государственного нефтегазового университета за НИР под девизом «Повышение надежности ВЗД» по теме: «Разработка методики оценки прочностной надежности элементов винтового забойного двигателя» (н.рук. – Сызранцев Владимир Николаевич, д.т.н., профессор, Тюменского государственного нефтегазового университета);

Диплом II степени и приз – Колодин Артем Павлович, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Резьба» по теме: «Повышение производительности бурильной установки за счет совершенствования резьбовых соединений в колонне бурильных труб» (н.рук. - Саруев Лев Алексеевич, д.т.н., профессор кафедры ТПМ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Пашкова Анна Сергеевна, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «ЭС» по теме: «Применение экспертных систем для оценки технического состояния нефтепромыслового оборудования» (н.рук. - Рудаченко Александр Валентинович, к.т.н., доцент, зав. кафедрой ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Жданова Маргарита Петровна, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Факт» по теме: «Ремонтно-техническое обслуживание компрессорного оборудования компрессорных станций по фактическому состоянию» (н.рук. - Рудаченко Александр Валентинович, к.т.н., доцент, зав. кафедрой ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Дрягин Степан Викторович, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Методика» по теме: «Методика оценки напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода на участках повышенной обводненности» (н.рук. - Рудаченко Александр Валентинович, к.т.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Шарапов Дмитрий Андреевич, студент Санкт-Петербургского государственного политехнического университета за НИР под девизом «Лед» по теме: «Ледовые нагрузки на вмёрзшие сооружения» (н.рук. – Шхинек Карл Натанович, д.ф.-м.н., профессор СПбПУ);

Диплом II степени и приз – Федин Дмитрий Владимирович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Ингибитор» по теме: «Модернизация технологии пробковой подачи ингибитора для повышения эксплуатационной надежности нефтесборных трубопроводов» (н.рук. – Крец Виктор Георгиевич, к.т.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Бархатов Александр Федорович, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «СЭС» по теме: «Разработка сухого безэлектролитного электрода сравнения для измерения разности потенциалов «Металл-Земля» на магистральных трубопроводах» (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Блохина Ольга Леонидовна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «За безопасность» по теме: «Анализ аварийности и травматизма на объектах нефтетранспортной системы Западной Сибири» (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Смоляк Сергей Анатольевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Трассоискатель» по теме: «Съемка подземных коммуникаций: методы, приборы», (н.рук. – Антропова Наталья Алексеевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
к.т.н., доцент кафедры транспорта и хранения
нефти и газа ИПР ТПУ

В.Г. Крец

Направление 13. **Современные технологии и техника нефтегазопроводов и нефтегазохранилищ**

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Альгинов Роман Анатольевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Разделение потока в узлах» по теме: «Численное моделирование стационарной динамической структуры потока при его присоединении/отделении в узлах и деталях трубопроводов» (н.рук. – Харламов Сергей Николаевич, д.ф.-м.н., профессор кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Савицкий Роман Владимирович, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Отложения» по теме: «Сравнительный анализ современных методов предотвращения и удаления донных отложений из резервуара товарной нефти и нефтепродуктов» (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

Диплом III степени и приз – Пашкова Анна Сергеевна, аспирант третьего года Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР «Экспертиза» по теме: «Определение диагностических признаков и выбор метода для оценки текущего технического состояния центробежных машин» (н.рук. – Рудаченко Александр Валентинович, к.т.н., доцент, зав. кафедрой ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Терещенко Роман Евгеньевич, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Media» по теме: «Моделирование течений неньютоновских сред в сложных трубопроводах» (н.рук. – Харламов Сергей Николаевич, д.ф.-м.н., профессор кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Павлов Сергей Александрович, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Снаряд» по теме: «Гидродинамика и массоперенос во внутренних развивающихся газожидкостных снарядных потоках» (н.рук. – Харламов Сергей Николаевич, д.ф.-м.н., профессор кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Бархатов Александр Федорович, магистрант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Стресс-коррозия» по теме: «Создание средств повышения эффективности диагностики и контроля электрохимзащиты магистральных трубопроводов» (н.рук. – Хижняков Валентин Игнатьевич, д.т.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Тихонова Тамара Васильевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Крайний Север» по теме: «Анализ причин аварийных ситуаций и инцидентов на объектах магистрального транспорта при их длительной эксплуатации в условия Крайнего Севера» (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Ислямов Ильяс Шевкетович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Новым понятиям неизбежно сопутствуют новые обозначения» по теме: «Закономерности течения вихревой химически реагирующей углеводородной среды в трубопроводе с криволинейной границей» (н.рук. – Харламов Сергей Николаевич, д.ф.-м.н., профессор кафедры ТХНГ ИПР ТПУ);

Диплом – Герасименко Анастасия Андреевна, студент Омского государственного технического университета за НИР под девизом «Фортуна» по теме: «Оценка остаточного ресурса объектов транспорта и хранения нефти и газа при наличии поверхностных трещин в условиях двухосного нагружения на стадии стабильного роста» (н.рук. – Вансович Константин Александрович, к.т.н., доцент кафедры Транспорта и хранения нефти и газа, стандартизации и сертификации ОмГТУ);

Диплом – Мошкин Алексей Петрович, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Пульсирующая ГТУ» по теме: «Проектирование газотурбинных установок, работающих со сжиганием топлива при постоянном объеме», (н.рук. – Чухарева Наталья Вячеславовна, к.х.н., доцент кафедры ТХНГ ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
к.т.н., доцент, зав. кафедрой транспорта и
хранения нефти газа ИПР ТПУ

А.В. Рудаченко

Направление 14. Экономика минерального и углеводородного сырья

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Энгельбрехт-Зенкина Зофья Валерьевна, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Приоритет инновациям» по теме: «Нефтегазовые ресурсы и экономические приоритеты особой экономической зоны Томской области и Метропольрегиона Рейн-Неккар (Германия)» (н.рук. – Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз - Франк Елена Яковлевна, аспирант первого года обучения Сибирского государственного индустриального университета (г.Новокузнецк) за НИР под девизом «Новое недропользование» по теме: «Концепции и принципы баланса интересов участников недропользования» (н.рук. – Петрова Татьяна Викторовна, д.э.н., профессор СГИУ).

Диплом III степени и приз - Филиппова Ольга Васильевна, аспирант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Оптимизация для максимизации» по теме: «Основы оптимизации управления имуществом горнодобывающих предприятий по добыче твердых полезных ископаемых (подземным способом)» (н.рук. – Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ).

Диплом - Жарова Татьяна Юрьевна, аспирант первого года обучения Санкт-Петербургского государственного горного университета, **Зеленова Евгения Сергеевна**, аспирант первого года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Решение "попутной" проблемы» по теме: «Анализ экономической эффективности внедрения технологий утилизации попутного нефтяного газа на промыслах Томской области» (н.рук. - Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ).

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Васяк Анна Васильевна, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Сравнительная экономическая эффективность» по теме: «Сравнительная экономическая эффективность мероприятий по ликвидации загрязнений окружающей среды на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК» (н.рук. – Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ);

Диплом II степени и приз – Зайцева Диана Игоревна, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «План – есть тонкое кружево норм и отношений» по теме: «План-фактный анализ затрат на предприятии ООО «Норд Имperiал» (н.рук. – Романюк Вера Борисовна, к.э.н., старший преподаватель кафедры ЭПР ИПР ТПУ);

Диплом III степени и приз – Холин Яков Андреевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского

политехнического университета за НИР под девизом «Невозможное возможно» по теме: «Анализ эффективности эксплуатации нефетедобывающих скважин в условиях Западной Сибири» (н.рук. – Антошкина Анна Владимировна, к.э.н. доцент кафедры ЭПР ИПР ТПУ);

Диплом – Бровин Сергей Игоревич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Новейшее МУН – будущее России» по теме: «Экономическая оценка мероприятий по увеличению нефтеотдачи в условиях Российской Федерации» (н.рук. – Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ);

Диплом – Болсуновская Юлия Александровна, магистрант второго года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «С Равномерное налогообложение» по теме: «Налоговое планирование нефтяных и газовых проектов» (н.рук. – Боярко Григорий Юрьевич, профессор, д.э.н., зав. кафедрой ЭПР ИПР ТПУ).

Председатель конкурсной комиссии,
д.э.н., профессор, зав. кафедрой
экономики природных ресурсов ИПР ТПУ

Г.Ю. Боярко

Направление 15. Геоэкология, охрана и защита окружающей среды

В номинации «НИР аспирантов»:

Диплом I степени и приз – Игнатова Татьяна Николаевна, аспирант третьего года обучения Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Организм человека» по теме: «Элементный состав организма человека и его связь с факторами среды обитания» (н.рук. – Рихванов Леонид Петрович, д.г.-м.н., профессор кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ).

Диплом II степени и приз - Вологжина Саяна Жамсарановна, аспирант второго года обучения Иркутского государственного университета за НИР под девизом «15-И-2011» по теме: «Моделирование загрязнения приземного слоя атмосферы Байкальского региона (на примере г. Улан-Удэ)» (н.рук. – Аргучинцева Алла Вячеславовна, д.т.н., профессор кафедры гидрологии и охраны водных ресурсов Географического факультета ИГУ)

Диплом III степени и приз - Гарюгин Юрий Алексеевич, аспирант Вятского государственного университета г.Киров за НИР под девизом «989» по теме: «Защита сельхозземель от антропогенного воздействия» (н.рук. – Мусихина Татьяна Анатольевна, к.г.н. доцент ВГУ)

Диплом - Уварова Наталия Александровна, аспирант второго года обучения нефтетехнологического факультета Самарского государственного технического университета за НИР под девизом «Ностальгия» по теме: «Комплексная система защиты геосреды от негативного воздействия шламовых отходов нефтегазовой отрасли» (н.рук. – Чертес Константин Львович, д.т.н., профессор кафедры химической технологии и промышленной экологии нефтетехнологического факультета СГТУ)

Диплом - Самарина Оксана Алексеевна, аспирант третьего года обучения нефтетехнологического факультета Самарского государственного технического университета за НИР под девизом «Стрела» по теме: «Комплексная геоэкологическая система ликвидации накопителей углеводородсодержащих отходов с использованием станции аэрации» (н.рук. – Чертес Константин Львович, д.т.н., профессор кафедры химической технологии и промышленной экологии нефтетехнологического факультета СГТУ)

В номинации «НИР студентов»:

Диплом I степени и приз – Соктоев Булат Ринчинович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Накипь» по теме: «Геохимические особенности солевых отложений питьевых вод Байкальского региона» (н.рук – Рихванов Леонид Петрович, д.г.-м.н., профессор, кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ)

Диплом II степени и приз – Филимоненко Екатерина Анатольевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Аэрозоль» по теме: «Эколого-геохимический мониторинг на территории г. Томска по данным изучения пылеаэрозолей» (н.рук. – Язиков Егор Григорьевич, д.г.-м.н., профессор кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ, Таловская Анна Валерьевна, к.г.-м.н., доцент кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ)

Диплом III степени и приз – Дегтярев Дмитрий Николаевич, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Берегите землю» по теме: «Микробиологическая рекультивация нефтезагрязненных земель» (н.рук. – Ротарь Ольга Васильевна, к.х.н., доцент кафедры ТОВиПМ ИПР ТПУ)

Диплом – Деева Мария Геннадьевна, студентка Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Нормирование» по теме: «Результаты нормирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на объектах ключевого участка №1 Игольско-Талового нефтяного месторождения» (н.рук. – Усманова Татьяна Вячеславовна, старший преподаватель кафедры ГЭГХ ИПР ТПУ)

Диплом – Воробьев Владимир Александрович, студент Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета за НИР под девизом «Чистый воздух - здоровая жизнь» по теме: «Моделирование радиоактивного загрязнения атмосферного воздуха района проектируемой Северной АЭС (Томская область)» (н.рук. – Дутова Екатерина Матвеевна, д.г.-м.н., профессор кафедры ГИГЭ ИПР ТПУ)

Председатель конкурсной комиссии,
д.г.-м.н., профессор кафедры геоэкологии
и геохимии ИПР ТПУ

Л.П. Рихванов

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	5
НАПРАВЛЕНИЕ 1. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ, ИСТОРИЧЕСКАЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ	
СТУДЕНТЫ	
ГАБДРАХМАНОВ Р.Р. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ УРЖУМСКОГО ЯРУСА ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ ОПОРНОГО РАЗРЕЗА СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ МЕТОДОМ ЭПР.....	7
ГАБДРАХМАНОВ Р.Р., ГИЛЬМУТДИНОВ Р.Р. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	9
МЕЛЬНИК К.С. НАХОДКА РУГОЗ В ЛУГИНЕЦКОЙ СВИТЕ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ.....	15
ПЕШКОВ А.А. ТИПОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ГРАНАТА В ПЕГМАТИТАХ МОНГОЛЬСКОГО АЛТАЯ И ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ НА ЕГО БАЗЕ ФОРМАЦИОННОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ ЖИЛ.....	18
ЯЛОВ А.Е. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ И ФАУНА КОЛЫВАНЬ-ТОМСКОГО МОРСКОГО БАСЕЙНА В ДЕВОНСКО-КАМЕННОУГОЛЬНОЕ ВРЕМЯ.....	21
НАПРАВЛЕНИЕ 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ, ПЕТРОГРАФИЯ, МЕТАЛЛОГЕНИЯ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ ПОИСКОВ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ	
АСПИРАНТЫ	
ВАГИНА Е.А. ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ СЕРЫ СУЛЬФИДОВ РУД ЗОЛОТОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЕРТОВО КОРЫТО» (ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ).....	24
КУВИКАС О.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КИСЛОГО ВУЛКАНИЗМА ВОСТОЧНОГО ВУЛКАНИЧЕСКОГО ПОЯСА КАМЧАТКИ.....	29
АЛЕНБЕРГ К.О. ГЕОЛОГИЯ, ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РУД КАХТАРМИНСКОГО ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКО-ФЛЮОРИТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНЫЙ САЯН).....	33
СТУДЕНТЫ	
АКСЕНОВ С.М. СТРУКТУРНАЯ МИНЕРАЛОГИЯ ГРУППЫ ЭВДИАЛИТА И ЕЕ НОВЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В КАЧЕСТВЕ МИНЕРАЛОГО – ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИНДИКАТОРОВ ПРИРОДНЫХ ПРОЦЕССОВ.....	36
ВЫДРИЧ Д.Е. ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-СЪЕМОЧНОЙ ПРАКТИКИ НА УЧЕБНОМ ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ.....	40
ПАВЛОВСКАЯ А.В. ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ В РУДАХ РУБЦОВСКОГО КОЛЧЕДАННО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РУДНЫЙ АЛТАЙ).....	43
ЧЕРДАНЦЕВА Д.А. ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД И РУД ЗОЛОТОНОСНОГО УЧАСТКА «ЖАРКИЙ» (МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	48
НАПРАВЛЕНИЕ 3. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	
АСПИРАНТЫ	
ЖУРОВА Е.Л. ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГДИС МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К» ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ.....	54
ЛИНДТ А.Ю. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ПОРОД ВОСТОЧНОГО СКЛОНА АЛЕКСАНДРОВСКОГО МЕГАВАЛА.....	58
СТУДЕНТЫ	
ВОЛКОВА И.В. СТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА Ю ₁ МАЛОРЕЧЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	63
КИРИЛЛОВА М.М. ПРИРОДА АГИДРИТА В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОЗОЯ ПЛАТО ПУТОРАНА (ТАЙМЫР).....	68
КУДРЯШОВА Л.К. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОЙ ЛОВУШКИ ТИПА «ВРЕЗА» НА ЮГО-ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....	72
МАМЕДОВ Р.А. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ ГОРИЗОНТА	77

Б₁₂ ГУРАРИНСКО-СОБОЛИНОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

МИНИБАЕВ Н.Р., ЯГУДИН Р.И. ИЗУЧЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА Ю ₂ ЛОВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	81
ОСТАНКОВА Ю.Г. НИЖНЕСРЕДНЕЮРСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ КОМПЛЕКС – ОБЪЕКТ ДЛЯ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ	84
СЕВОНЬКАЕВА К.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И НЕФТЕНОСНОСТИ ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НОЖОВСКОГО ВЫСТУПА С ПОЗИЦИИ ТРЕХСЛОЙНОГО СТРОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ	88
СУРИКОВА Е.С. ЭВОЛЮЦИЯ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ (РЕГИОНАЛЬНЫЕ СЕЙСМИЧЕСКИЕ ПРОФИЛИ №27, 32, 109)	93

НАПРАВЛЕНИЕ 4. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМЛИ

АСПИРАНТЫ

ЖИЛЬЦОВА А.А. ПОЛЕВАЯ ГЕОХИМИЯ НА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	99
КАРИМОВА Л.К. К ВОПРОСУ СОЗДАНИЯ МОНИТОРИНГОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА НА БАЗЕ ДИРИЖАБЛЯ	104
ОШЛАКОВА А.С. СОПОСТАВЛЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ДАННЫХ НИЗКООННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	106
ПОПОВ С.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАФТИДОГЕНЕЗА ЮРСКИХ КОМПЛЕКСОВ ЮЖНОГО ЯМАЛА	110
СОКОЛОВ С.В. ПРИЧИНЫ АНИЗОТРОПИИ МАГНИТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЕРТОВО КОРЫТО» (ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)	115

СТУДЕНТЫ

БЕСПАЛОВ А.А., ТЕН П.В. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ КАРБОНАТИЗАЦИИ ПОРОД НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	119
БУРКОВ Ф.А. ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АРГИЛЛИТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ПРОДУКТИВНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕРХНЕЮРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА	122
ЛАЗАРЕВ Г.И. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ТОГУРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗАХ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ	125
ТЕНГЕЛИДИ Д. И., КОВАЛЕВ И. Б. ВОЗМОЖНОСТИ ФУНКЦИИ САКСОВА-НИГАРДА ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГРАВИМАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ	130

НАПРАВЛЕНИЕ 5. ГИДРОГЕОЛОГИЯ И ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОЛОГИЯ

СТУДЕНТЫ

БАЛТРУШАЙТИТЕ К.Ю. ГЕОХИМИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	134
ЛИМАРЕВА А.А. ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА НА УЧАСТКЕ ХОЗЯЙСТВЕННО-ПИТЬЕВОГО ВОДОЗАБОРА ПОДЗЕМНЫХ ВОД СЕКИСОВСКОЕ (РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)	139
ПОКРОВСКИЙ В.Д. ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ТЕХНОГЕННОГО ПОДТОПЛЕНИЯ ПАМЯТНИКОВ АРХИТЕКТУРЫ Г.ТОМСКА СРЕДСТВАМИ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ	144
СОЛДАТОВА Е.А. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМЬ-ЯЙСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ	148
ШМЕЛЬКОВА Е.А. ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА АВТОЗАПРАВОЧНОЙ СТАНЦИИ В Г. ТОМСКЕ	153

НАПРАВЛЕНИЕ 6. ГИДРОГЕОХИМИЯ И ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЯ ЗЕМЛИ

АСПИРАНТЫ

БАЛОБАНЕНКО А.А. ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СРЕДЫ НА УРАНОНОСНОСТЬ ПРИРОДНЫХ ВОД БАССЕЙНА СРЕДНЕГО ТЕЧЕНИЯ Р. АНГАРА	156
КУЗЕВАНОВ К.К. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ АНАЛИЗА ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ	131
ПАШАГИН А.В. ГЕОХИМИЯ РОДНИКОВЫХ ВОД В ДОЛИНЕ РЕКИ ХЕМЧИК И ГРУППЫ ИСТОЧНИКОВ "ЧОЙГАН" (РЕСПУБЛИКА ТЫВА)	165
СУХИХ Е.А. ТЕМПЕРАТУРА ВОДЫ ОКЕАНА КАК КЛИМАТООБРАЗУЮЩИЙ ФАКТОР НА ПРИМЕРЕ	168

АНАЛИЗА СТРАТИФИКАЦИИ ВОДНОЙ ТОЛЩИ ЗАПАДНО-АРКТИЧЕСКОГО БАСЕЙНА.....	
ТРИФОНОВ Н.С. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОСЛЕДСТВИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМСТОКОВ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	174
СТУДЕНТЫ	
ГРИКОВ С.В. ОРГАНИЗАЦИЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ ОАО «СИБИРЬ» (Г. ТОМСК).....	179
КРОХТА К.В. ОЦЕНКА ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛАГУНЫ БЕРР (ФРАНЦИЯ)	181
ЧАГИНА Ю.А. ГЕОХИМИЯ СОЛЕННЫХ ОЗЕР АЛТАЙСКОГО КРАЯ.....	186
ЦААН К.Ю. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЮЖНО-МИНУСИНСКОГО БАСЕЙНА ХАКАСИИ И ЕГО ГОРНОГО ОБРАМЛЕНИЯ.....	191
ЯНКОВИЧ А.С. ИЗУЧЕНИЕ РАСПРОСТРАНЕННОСТИ РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ ХАКАСИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СВЯЗИ С ПОИСКАМИ УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	197

НАПРАВЛЕНИЕ 7. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

АСПИРАНТЫ

ГЛАВНОВ Н.Г. АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	203
ЗАДВОРНОВ Д. А. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СИСТЕМАМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	205
ТРИФОНОВ Н.С. ПЕРСПЕКТИВЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНО ИЗВЛЕЧЕННЫХ И СТОЧНЫХ ВОД ПРИ ОСВОЕНИИ ПЕРВООЧЕРЕДНОГО УЧАСТКА ЮРУБЧЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДАМИ ЧИСЛЕННОГО ФИЗИКО–ХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	207

СТУДЕНТЫ

ГОВОРУХА А.А. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАФИНОВ НА ЗАСТЫВАНИЕ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ.....	212
ГОРШКОВ А.М. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОЖИМНОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ №2 НА ТАРАСОВСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	218
КЕМЕРОВА П.А. МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ПО КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ УРОВНЯ С УЧЕТОМ АПРИОРНОЙ ИНФОРМАЦИИ.....	222
ПРАКХОЙ Ф.С. АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЙ И СВОЙСТВ НЕФТИ.....	225
ШАЯХМЕТОВ А.И. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ФОНДА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ (НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ).....	227

НАПРАВЛЕНИЕ 8. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

АСПИРАНТЫ

ЕПИХИН А. В. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ТВЕРДЫХ ТЕЛ И ГОРНЫХ ПОРОД.....	234
КОВАЛЕВ А. В. ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ СВЯЗИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ЭМИССИИ, ГЕНЕРИРУЕМОЙ ПРИ РАЗЛИЧНОМ СИЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ.....	236
ЕПИХИН А. В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕДОСТАТКОВ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ БУРОВЫХ УСТАНОВОК НА ПРИМЕРЕ МОДИФИКАЦИЙ ПРОИЗВОДСТВА РОССИИ И КИТАЯ.....	241

СТУДЕНТЫ

ПОЛОМОШНОВ А.Л. РАСЧЕТЫ ВЛИЯНИЯ КИНЕМАТИКИ И ДИНАМИКИ ДВИЖЕНИЯ ЕДИНИЧНЫХ РЕЖУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ ДОЛОТ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ИХ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН.....	246
САГИТОВ Р.Р. АНАЛИЗ МОБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК С ЦЕЛЬЮ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ.....	250
БАЙБУЛАТОВ А.А. ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ СТВОЛА.....	253

НАПРАВЛЕНИЕ 9. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ ТВЕРДЫХ И РЫХЛЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

АСПИРАНТЫ

- ГОРШЕНИН Н.Е.** МЕТОДИКА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ КРУПНООБЪЕМНОГО ОПРОБОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 256
- ЕПИХИН А. В.** ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ГЕНЕРИРУЕМЫХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ НАГРУЖЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД..... 262
- БОНДАРЧУК И.Б.** КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧЕ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ..... 267

СТУДЕНТЫ

- ЕВГРАФОВ Д.Н.** МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЕБАЛАНСНО-ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ОРИЕНТАТОРА ДГО-1-ТПИ ДЛЯ ОРИЕНТИРОВАНИЯ КЛИНОВЫХ ОТКЛОНИТЕЛЕЙ ПРИ ЗАРЕЗКЕ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ИЗ ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН..... 270
- МАСЛОВСКИЙ А.Н.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИОГЕННОЙ ОБРАБОТКИ ТВЕРДЫХ СПЛАВОВ НА ИХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ..... 272
- ШАЦ С.В.** ГИДРОТУРБИННЫЙ СНАРЯД ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ..... 274

НАПРАВЛЕНИЕ 10. ГОРНОЕ ДЕЛО. РАЗРАБОТКА РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

АСПИРАНТЫ

- БАРЫШНИКОВ Д.В.** КОНТРОЛЬ СДВИЖЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО МАССИВА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НИСХОДЯЩЕМ ПОРЯДКЕ СИСТЕМАМИ С ТВЕРДЕЮЩЕЙ ЗАКЛАДКОЙ..... 276
- ЕПИФАНЦЕВ К.В.** ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕССА «TINIUS OLSEN» ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВНЫХ ГРАНУЛ, ПРОИЗВЕДЕННЫХ НА МАШИНЕ ДЛЯ ХОЛОДНОГО ОКУСКОВАНИЯ ТОРФА..... 279
- ФИЛТОВА А.В.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗДУШНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ПЕН С ПОМОЩЬЮ ПЕНОГЕНЕРАТОРОВ ДЛЯ ПЫЛЕПОДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ШПУРОВ В ГОРНО-РАЗВЕДОЧНЫХ ВЫРАБОТКАХ..... 281

СТУДЕНТЫ

- БАРХАТОВ А.Ф.** РАЗРАБОТКА НОВОЙ КОНСТРУКЦИИ ФУНДАМЕНТА ЛЕНТОЧНОЙ ПИЛОРАМЫ..... 283
- ЕРЕМЯН Г.А., СУЛЕЙМАНОВ И.С.** РАЗРАБОТКА АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА АНАЛИЗА ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДАМИ СЕДИМЕНТАЦИИ И МИКРОСКОПИИ..... 285
- ФЕДИН Д.В.** МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФАБРИКИ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКИХ РУД..... 288

НАПРАВЛЕНИЕ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ОСВОЕНИЯ (ОБОГАЩЕНИЕ, ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА И ДР.) И ПЕРЕРАБОТКИ МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

АСПИРАНТЫ

- ДОЛГАНОВ И.М.** РАЗРАБОТКА МОДЕЛИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ РЕАКТОРНОГО БЛОКА ПРОЦЕССА ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ ПАРАФИНОВ..... 295
- МИТЯНИНА О.Е.** МОДЕЛИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ СОВМЕЩЕННЫМИ РЕАКЦИОННО-РЕКТИФИКАЦИОННЫМИ ПРОЦЕССАМИ НА ПРИМЕРЕ СИНТЕЗА МТБЭ..... 297
- ПОПОК Е.В.** ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО МЕХАНИЗМА РЕАКЦИЙ СИНТЕЗА МЕТАНОЛА НА ZN-CU-AL-КАТАЛИЗАТОРЕ..... 301
- РОМАНОВСКИЙ Р.В.** РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАТАЛИЗАТОРОВ В РЕАКТОРАХ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ВЫСШИХ ПАРАФИНОВ..... 304
- СЛАВГОРОДСКАЯ О.И.** МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНЫХ СМОЛ ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА..... 309

СТУДЕНТЫ

- БОГДАНОВА Л.С.** МОДИФИКАЦИЯ НЕФТЕПОЛИМЕРНОЙ СМОЛЫ, ПОЛУЧЕННОЙ НА ОСНОВЕ..... 314

ФРАКЦИИ С9 ЖИДКИХ ПРОДУКТОВ ПИРОЛИЗА.....	
ГОРОХОВ А.П., ДАМБИНОВА А.С., ЛОБОВА П.А. КОМПОЗИЦИОННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЕК ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ АНОДНОЙ МАССЫ.....	318
ДОЛГАНОВА И.О. ПРИМЕНЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЛИНЕЙНЫХ АЛКИЛБЕНЗОЛОВ.....	319
МАЛАНОВА Н.В., КУЛИКОВА М.В. ОЧИСТКА ВОДЫ ОТ СОЛЕЙ ВРЕМЕННОЙ ЖЕСТКОСТИ АММИАЧНЫМ СПОСОБОМ С ПОСЛЕДУЮЩИМ УДАЛЕНИЕМ ИОНОВ АММОНИЯ НА ЦЕОЛИТЕ.....	324
КИРГИНА М.В. РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	326

НАПРАВЛЕНИЕ 12. СОВРЕМЕННАЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ТЕХНИКА И ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ

АСПИРАНТЫ

АРИШИН В.А. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ.....	331
ДРЯГИН С.В. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ ПОВЫШЕННОЙ ОБВОДНЕННОСТИ.....	336
ЖДАНОВА М.П. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ.....	339
КОЛОДИН А.П. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ БУРИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ЗА СЧЕТ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ В КОЛОННЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.....	343
ПАШКОВА А.С. ПРИМЕНЕНИЕ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	345

СТУДЕНТЫ

БАРХАТОВ А.Ф. РАЗРАБОТКА СУХОГО БЕЗЭЛЕКТРОЛИТНОГО ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ.....	349
БЛОХИНА О.Л. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ И ТРАВМАТИЗМА НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	353
СМОЛЯК С.А. СЪЁМКА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ: МЕТОДЫ, ПРИБОРЫ.....	358
ФЕДИН Д.В. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРОБКОВОЙ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	363
ШАРАПОВ Д.А. ЛЕДОВЫЕ НАГРУЗКИ НА ВМЁРЗШИЕ СООРУЖЕНИЯ.....	368

НАПРАВЛЕНИЕ 13. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИКА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕГАЗОХРАНИЛИЩ

АСПИРАНТЫ

АЛЬГИНОВ Р.А. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАЦИОНАРНОЙ ДИНАМИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ПОТОКА ПРИ ЕГО ПРИСОЕДИНЕНИИ / ОТДЕЛЕНИИ В УЗЛАХ И ДЕТАЛЯХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	374
ПАВЛОВ С.А. ГИДРОДИНАМИКА И МАССОПЕРЕНОС ВОСХОДЯЩЕГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО СНАРЯДНОГО ПОТОКА.....	379
ПАШКОВА А.С. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПРИЗНАКОВ И ВЫБОР МЕТОДА ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ МАШИН.....	382
САВИЦКИЙ Р.В. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ИЗ РЕЗЕРВУАРА ТОВАРНОЙ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	386
ТЕРЕЩЕНКО Р.Е. ВНЕДРЕНИЕ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНЫХ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БЕЗАВАРИЙНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА РЕОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ СРЕД.....	389

СТУДЕНТЫ

БАРХАТОВ А.Ф. СОЗДАНИЕ СРЕДСТВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	392
ГЕРАСИМЕНКО А.А. РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН В СТЕНКЕ ТРУБОПРОВОДОВ И РЕЗЕРВУАРОВ ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗКАХ.....	396
ИСЛЯМОВ И.Ш. ЗАКОНОМЕРНОСТИ ТЕЧЕНИЯ ВИХРЕВОЙ ХИМИЧЕСКИ РЕАГИРУЮЩЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СРЕДЫ В ТРУБОПРОВОДЕ С КРИВОЛИНЕЙНОЙ ГРАНИЦЕЙ.....	401
МОШКИН А.П. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК, РАБОТАЮЩИХ СО СЖИГАНИЕМ	404

ТОПЛИВА ПРИ ПОСТОЯННОМ ОБЪЕМЕ.....	
ТИХОНОВА Т.В. АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНЫХ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА.....	409
НАПРАВЛЕНИЕ 14. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ	
АСПИРАНТЫ	
ЖАРОВА Т.Ю., ЗЕЛЕНОВА Е.С. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (НА ПРИМЕРЕ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ).....	414
ФИЛИПОВА О.В. ОСНОВЫ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ИМУЩЕСТВОМ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПОДЗЕМНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ.....	419
ФРАНК Е.Я. КОНЦЕПЦИЯ И ПРИНЦИПЫ БАЛАНСА ИНТЕРЕСОВ УЧАСТНИКОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ...	423
ЭНГЕЛЬБРЕХТ-ЗЕНКИНА З.В. НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ И ОСОБЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАЙОНЫ: ТЕХНИКО-ВНЕДРЕНЧЕСКАЯ ЗОНА ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ И МЕТРОПОЛЬРЕГИОН РЕЙН-НЕККАР (ГЕРМАНИЯ).....	428
СТУДЕНТЫ	
БОЛСУНОВСКАЯ Ю.А. НАЛОГОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ.....	432
БРОВИН С.И. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	436
ВАСЯК А.В. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПОЧВЫ НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК.....	441
ЗАЙЦЕВА Д.И. ПЛАН-ФАКТНЫЙ АНАЛИЗ ЗАТРАТ НА ПРЕДПРИЯТИИ ООО «НОРД-ИМПЕРИАЛ».....	446
ХОЛИН Я.А. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	451
НАПРАВЛЕНИЕ 15. ГЕОЭКОЛОГИЯ. ОХРАНА И ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	
АСПИРАНТЫ	
ВОЛОГЖИНА С.Ж. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗЕМНОГО СЛОЯ АТМОСФЕРЫ БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА (НА ПРИМЕРЕ Г. УЛАН-УДЭ).....	457
ГАРЮГИН Ю.А. ЗАЩИТА СЕЛЬХОЗЗЕМЕЛЬ ОТ АНТРОПОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	461
ИГНАТОВА Т.Н. ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ ОРГАНИЗМА ЧЕЛОВЕКА И ЕГО СВЯЗЬ С ФАКТОРАМИ СРЕДЫ ОБИТАНИЯ...	464
САМАРИНА О.А. КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ЛИКВИДАЦИИ НАКОПИТЕЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СТАНЦИЙ АЭРАЦИЙ.....	469
УВАРОВА Н.А. КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ ГЕОСРЕДЫ ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ШЛАМОВЫХ ОТХОДОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.....	474
СТУДЕНТЫ	
ВОРОБЬЕВ В.А. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАДИОАКТИВНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА РАЙОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕВЕРСКОЙ АЭС (ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ).....	478
ДЕЕВА М.Г. РЕЗУЛЬТАТЫ НОРМИРОВАНИЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ НА ОБЪЕКТАХ КЛЮЧЕВОГО УЧАСТКА №1 ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	483
ДЕГТЯРЕВ Д.Н. МИКРОБИОЛОГИЧЕСКАЯ РЕКУЛЬТИВАЦИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ.....	488
СОКТОЕВ Б.Р. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПИТЬЕВЫХ ВОД БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА.....	491
ФИЛИМОНЕНКО Е.А. ЭКОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ НА ТЕРРИТОРИИ Г. ТОМСКА ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ ПЫЛЕАЭРОЗОЛЕЙ.....	496
ЛАУРЕАТЫ ВСЕРОССИЙСКОГО КОНКУРСА НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ СТУДЕНТОВ И АСПИРАНТОВ В ОБЛАСТИ НАУК О ЗЕМЛЕ В РАМКАХ ВСЕРОССИЙСКОГО ФЕСТИВАЛЯ НАУКИ-2011	502

Научное издание

Современные технологии и результаты геологических исследований в
изучении и освоении недр Земли
Научные труды лауреатов Всероссийского конкурса научно-
исследовательских работ студентов и аспирантов в области наук о Земле
в рамках Всероссийского Фестиваля науки

Издательство ТПУ
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс (3822) 563535, 564557
e-mail: publish@tpu.ru

Подписано к печати 00.00.2011. Формат 60x84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru