

ISSN 1608-5043

научно-технический журнал

Георесурсы

4(32) 2009



*Центру совершенствования методов разработки
нефтяных месторождений - 15 лет*

INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE

- Казанский государственный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
e-mail: NKhristo@ksu.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), А.А. Иванов, Д.К. Нургалиев, М.Х. Салахов, К. Сейферт (США), Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчурин, Е.Б. Грунис, Н.С. Гагиятуллин, Н.П. Запивалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотникова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:
А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Технический редактор: В.Н. Малинина.
Верстка, дизайн: Д.А. Христофорова,
И.С. Абросимова. Дизайн обложек: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский государственный университет
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел\факс: +7 8432 924454
Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru, e-mail: georesources@ksu.ru

Издательство Казанского университета
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Тел\факс +7 8432 924454
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
Журнал распространяется через ООО «Информнаука».
Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Подписано в печать 26.11.2009. Цена договорная
Отпечатано в ООО «Картти». Тираж 1000
420095, Россия, г. Казань, ул. Восстания, 100
Тел\факс: +7 843 5121291, e-mail: karti@inbox.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

Ю.А. Волков, Н.А. Сахибуллин
О реализации инновационного потенциала научно-внедренческого нефтяного кластера Республики Татарстан 3

И.А. Ларочкина, Н.В. Нефедов
Палеотектоническое моделирование татарстана как критерий высокоэффективного прогноза нефтеносности 7

Ю.А. Корнильцев
О влиянии гидроразрыва пласта на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин 11

Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев
Время искать и развиваться 14

И.А. Ларочкина, Р.Р. Ганиев, Т.А. Капкова
Типизация залежей нефти в продуктивных бобриковских отложениях и закономерности их развития – основа проектирования бурения скважин 19

В.М. Конюхов, Ю.А. Волков, А.Н. Чекалин
Об особенностях процессов тепломассопереноса при пуске нефтяной скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса 22

И.Р. Шаранов, Е.В. Биряльцев, А.А. Вильданов, И.Н. Плотникова, В.А. Рыжов
Влияние зоны малых скоростей на спектральный состав природных микросейсм 27

А.Н. Суркова, С.В. Кузнецов, Ю.Ш. Рахматуллина
Нетрадиционные коллекторы майкопской серии пород Западно-Кубанского прогиба 31

Р.Х. Закиров
Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений 34

А.В. Савинков, В.Д. Скирда, А.А. Иванов, Р.В. Архипов, А.Р. Мутина, С.С. Сафонов
Термодинамические свойства смеси метан-пропан-пентан в микропорах порошка сферических частиц стекла 36

А.В. Елесин, А.Ш. Кадырова, П.А. Мазуров
Двухшаговые методы Левенберга-Марквардта в задаче идентификации коэффициента фильтрации 40

В.П. Морозов, Е.А. Козина, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин
Литологические исследования нефтеносных комплексов палеозоя Республики Татарстан 43

П.Н. Кубарев, М.Н. Мингазов, А.Ф. Хисамутдинов, О.Р. Бадрутдинов, Ф.С. Биалов
Радиоэкологические исследования пресных подземных вод на нефтепромыслах ОАО «ТАТНЕФТЬ» 46

Персоналии

Муслимову Ренату Халимуловичу – 75 лет 2

О РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НАУЧНО-ВНЕДРЕНЧЕСКОГО НЕФТЯНОГО КЛАСТЕРА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Раскрывается роль Академии наук Республики Татарстан в становлении научно-внедренческого нефтяного кластера республики, перечислены наиболее важные этапы развития кластера и некоторые из основных достижений «нефтяной науки» Татарстана последних лет.

Ключевые слова: научно-внедренческий нефтяной кластер, нефтяная наука РТ.

Академии наук Республики Татарстан (АН РТ) отведена важная роль высшего научного эксперта, организатора и головного исполнителя целевых республиканских программ и комплексных междисциплинарных проектов.

Предпринятые АН РТ научно-организационные меры в ходе исполнения работ по Программам развития приоритетных направлений науки в РТ 1996 – 2006 гг. обеспечили упреждающий научный задел для инновационного развития важнейших отраслей. В частности, во второй пятилетней «Программе ...» (2001 – 2005 гг.) Отделением физики, энергетики, наук о Земле (ОФЭНЗ) было сформировано и выделено в качестве самостоятельного специального восьмое направление научных исследований «Топливо-энергетические и сырьевые ресурсы, энерго-сберегающие технологии их освоения».

Возглавить Экспертную комиссию по этому направлению и стать его научным руководителем Президиум АН РТ предложил в то время члену-корреспонденту АН РТ (теперь академику), государственному советнику Президента РТ по вопросам недропользования, нефти и газа, профессору Р.Х. Муслимову. Обязанности учёного секретаря этой комиссии были возложены на директора ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ к.ф.-м.н. Ю.А. Волкова.

Опыт реализации НИР в рамках направления 8 показал, что конкурсные гранты АН РТ являются детонаторами и катализаторами развивающихся инновационных процессов: даже сравнительно малые целенаправленные вложения в оборотные средства оживляют «замороженные» основные фонды и интеллектуальные активы, созданные многими поколениями ученых и специалистов.

20 июня 2003 г. вице-президент АН РТ академик Ш.М. Чабдаров провел координационное совещание с руководителями конкурсных проектов с целью формирования комплексных внедренческих НИР на основе взаимодействия многопрофильных временных трудовых коллективов (ВТК), ранее работавших разрозненно, вне системной координации. И по времени, и по курсу, принятом на этом совещании, оно стало прологом учредительного собрания, которое приняло решение о необходимости создания при Президиуме АН РТ Научного совета (НС) по геологии и разработке нефтяных месторождений. Собрание это было инициировано ОФЭНЗ и состоялось 6 февраля 2004 г. Существенно, что в этом собрании приняли участие не только члены АН РТ, но и представители правительства, бизнеса и нефтедобывающей отрасли (проброобраз состава сегодняшнего Президиума АН РТ).

Структура и состав НС по геологии и разработке нефтяных месторождений были утверждены Президиумом 18 марта 2004 года.

С системной точки зрения реализация «Программ развития приоритетных направлений науки в РТ» способствовала формированию кластерной основы развития науки, взятой Президиумом АН РТ в дальнейшем за основу при конкретизации тематики современных «мегапроектов».

В АН РТ считают, что одним из главных результатов работ по направлению 8 является тот факт, что внедрение, начиная с 1990-х гг., в практику горизонтальных технологий извлечения нефти в значительной мере способствовали выходу нефтянников на переоценку (ревизию) нефтяных ресурсов РТ и на переосмысление ими роли методов повышения нефтеотдачи в воспроизводстве этих ресурсов.

И если до недавнего времени основной упор делался на компьютеризацию нефтедобывающей отрасли РТ, то в настоящий период стратегическими факторами, определяющими преимущества каждой конкретной нефтяной компании, все в большей мере становятся технологические и организационные инновации в триединстве поиска, восполнения запасов и добычи нефти.

Преимственным направлением работы нефтяного кластера РТ на 2006 и последующие годы Президиумом АН РТ утверждено направление «Оптимизация воспроизводства углеводородных ресурсов РТ за счет рационального комплексирования методов их прогнозирования, поисков, оценки и извлечения», которое ориентировано на решение проблем в 4-х базовых областях: обоснование применения нетрадиционных методов нефтепоисковых работ; научно-методические основы переоценки запасов и совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений; инновационные технологии извлечения нефти для нетрадиционных коллекторов, трудноизвлекаемых запасов и истощенных месторождений; применение эффективных технологий освоения природных битумов и проблемы использования пластовых вод.

Инновационный курс экономики объективно создает предпосылки для большей востребованности науки и более тесного взаимодействия АН РТ с министерствами, ВУЗами и нефтедобывающими предприятиями РТ.

За счет достаточно мощной научно-образовательной базы в Казани и в других городах, Республика может осуществлять непрерывную подготовку и переподготовку требуемых специалистов. При этом формируются вновь и получают свое дальнейшее развитие известные науч-

ные школы и отраслевые направления фундаментально-прикладных исследований.

В 2007 году нефтяники Татарстана отметили добычу трехмиллиардной тонны нефти, и, несомненно, что в этом достижении есть весомый вклад татарстанской науки.

В частности, именно в этом году были сформированы концептуальные положения развития научной и инновационной сферы РТ, а 15 ноября 2007 года на Общем собрании АН РТ Президентом АН РТ А.М. Мазгаровым была представлена кластерная модель управления научно-внедренческой деятельностью в РТ при ведущей роли Академии наук.

В 2008 году Татарстан отметил 60-летие начала промышленной разработки Ромашкинского месторождения. За эти годы ученые и специалисты-нефтяники республики внесли выдающийся вклад в мировую нефтяную науку. Развитие работ в этом направлении в сочетании с достижением значимых результатов осуществлялось под эгидой АН РТ, которая доступными ей средствами активизировала деятельность множества самых различных коллективов ученых и специалистов.

В 2008 г. во исполнение Указа Президента Республики Татарстан о передаче республиканских полномочий и об усилении возможностей Президиума АН РТ был образован Совет АН РТ по научно-технической и инновационной политике, в составе которого выделена специальная секция «Поиск, восполнение запасов и добыча нефти».

На поздней стадии разработки основных нефтяных месторождений для поддержания достигнутых высоких уровней добычи нефти на длительный период приоритетная задача воспроизводства углеводородного сырья выходит на нестандартные способы решения. Наряду с традиционными и нетрадиционными направлениями геологоразведочных работ (ГРП), сегодня повышается роль доразведки, переоценки прироста запасов за счет оптимизации подсчетных параметров длительно эксплуатируемых месторождений, а так же совершенствования методов извлечения нефти из уже разведанных запасов.

Важнейшие результаты в указанных областях:

- разработана и эффективно внедряется в практику мобильная технология прогнозирования и оценки залежей углеводородов, основанная на низкочастотном сейсмическом зондировании (Биряльцев и др., 2008);

- сформированы и апробированы на Повховском и Тевлинско-Русскинском месторождениях (ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь») новые подходы к построению единой геолого-генетической модели длительно эксплуатируемых углеводородных резервуаров на базе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных с учётом фациального анализа, седиментационной цикличности и других видов исследований (керна, сеймика, анализ разработки) (Волков, Кузнецов и др., 2005; Волков, Михайлов и др., 2008) (Рис. 1);

- положено начало системному междисциплинарному изучению наноявлений при разработке месторождений углеводородов (от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям), что может стать основой для дальнейшего повышения эффективности применения на этих месторождениях уже известных и вновь создаваемых методов повышения нефтеотдачи (Муслимов и др., 2003; 2008).

Применение наукоемких технологий освоения нефтяных месторождений, опирающееся на эффективное ис-

пользование интеллектуальных ресурсов, требует совершенствования систем организации управления инновационной и научно-образовательной деятельностью.

Достижению этих целей способствуют, в частности, такие разработки ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ как комплексная автоматизированная система (КАС) «ЭДИСОН+» (Карпунин, 2007; Карпунин, Зиновьев и др., 2007; Волков и др., 2008) и программно-технический комплекс «Тренажер по эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов» (ПТК ТЭС УЭЦН) (Свидетельство на программу для ЭВМ, 2002; 2004а,б).

«ЭДИСОН» в данном случае «расшифровывается» как «Эффективный Документооборот Интеллектуальной Собственности при Организации Нефтедобычи».

В отзыве ОАО «Татнефть» отмечается, что КАС «ЭДИСОН+», защищённая пятью свидетельствами на программы для ЭВМ, как автоматизированная система управления инновационной деятельностью, доведённая до реального промышленного внедрения в такой крупной нефтяной компании, как ОАО «Татнефть», практически не имеет аналогов.

Постановка производственных задач автоматизации управления инновационной деятельностью ОАО «Татнефть» осуществлялась техническим отделом аппарата управления и научно-техническим отделом инженерного центра ОАО «Татнефть».

Всё более широкое использование программ КАС «ЭДИСОН+» в сочетании с их дальнейшим развитием, нацеленным на решение насущных производственных задач, способствует сокращению относительных затрат на рационализаторскую, изобретательскую деятельность и НИОКР (Рис. 2). При этом осуществляется непрерывный контроль внедрения новой техники. Идёт процесс формирования коммерческого реестра нематериальных активов предприятия, более объективно оценивается эффективность вложений в НИОКР и, в конечном счёте, принимаются всё более обоснованные управленческие решения. По результатам создания и использования объектов интеллектуальной собственности ОАО «Татнефть» занимает лидирующие позиции среди инновационных предприятий Поволжья.

Первый опытный образец ПТК ТЭС УЭЦН был установлен в декабре 2007 года в учебном Центре подготовки и обучения кадров ОАО «Самаранефтегаз» (г. Отрадный). В ноябре 2008 года Российский Государственный Университет (РГУ) нефти и газа имени И.М. Губкина приобрел у ЦСМРнефть при АН РТ 14 рабочих мест компьютерной версии ТЭС УЭЦН для оснащения учебного Центра Управления Разработкой Месторождений (ЦУРМ), развитие которого в РГУ нефти и газа осуществляется в соответствии с Госпрограммой РФ.

В конце сентября 2009 года специалисты ООО «ЦСМРнефть» смонтировали и сдали в эксплуатацию второй экземпляр Тренажера по эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН (ТЭС-2). Этот экземпляр обучающего комплекса установлен в Нижнеартовске в Региональном центре дополнительного профессионального образования (ОАНО «РЦДПО»). Отладка и пуск комплекса были произведены на основе введенных в его базу реальных данных по системам «пласт-скважина-УЭЦН-промысловое оборудование» для Самотлорского и Хохряковского месторождений. Таким образом, было установлено, что ТЭС-2 дос-

таточно надёжно воспроизводит работу и взаимодействие подобных систем для реальных условий их эксплуатации. При этом для квазистационарного режима работы скважин Самотлорского и Хохряковского месторождений с помощью программного обеспечения Тренажера была сразу же (в ходе настройки при сдаче в эксплуатацию!) подобрана оптимальная компоновка УЭЦН.

Со второго полугодия 2008 г. по поручению Президента Республики Татарстан и в соответствии с принятой Стратегией развития научной и инновационной деятельности до 2015 г. Академия наук РТ ведёт целенаправленную организационно-методическую работу по созданию Научно-внедренческого нефтяного кластера на базе технополиса «Химград», а также Научного полигона в системе ЗАО «Нефтеконсорциум» в сотрудничестве с Научным центром нелинейной волновой механики и технологии РАН.

Научным советом при Президиуме АН РТ по геологии и разработке нефтяных месторождений начата инвентаризация имеющихся научных лабораторий и определена первоочередная инновационная тематика.

В мае 2009 г. состоялось объединенное заседание Отделения физики, энергетики, наук о Земле, Научного совета при Президиуме АН РТ по геологии и разработке нефтяных месторождений и секции «Поиск, восполнение запасов и добыча нефти» Совета АН РТ по научно-технической и инновационной политике с участием представителей нефтяных компаний Республики, ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг», МЭПР и Кабинета министров РТ.

В Решениях этого представительного собрания отмечена актуальность и необходимость государственной поддержки основной цели нефтяной науки: создание научных основ инновационного проектирования разработки и оптимизации выработки запасов действующих месторождений углеводородов РТ при непрерывном восполнении этих запасов, как за счет геологоразведочных работ (ГРП), так и за счёт увеличения коэффициента извлечения нефти.

Полагаем, что целенаправленные партнерские частно-государственные инвестиции, в сочетании с ростом инновационной активности и эффективным использованием высокого интеллектуального капитала Республики, позволят не только активно и своевременно поддержать наукоемкие нефтяные технологии, но и, в последующем, оперативно восстанавливать свернутые производства в нефтехимии и машиностроении, учитывая ожидаемый рост

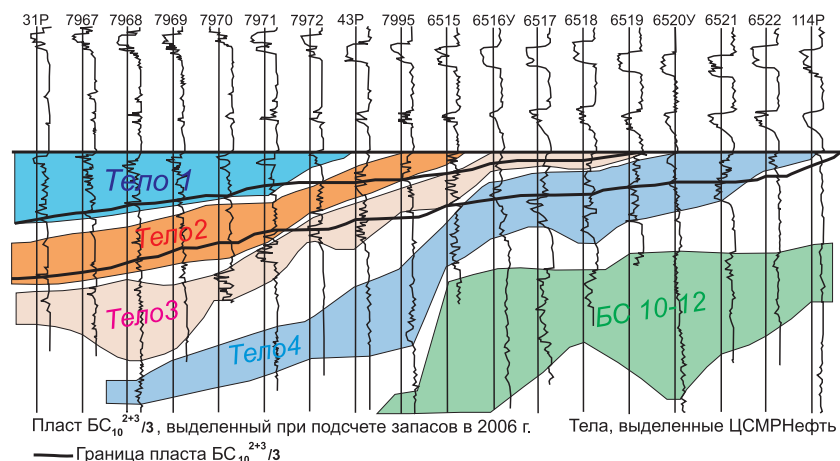
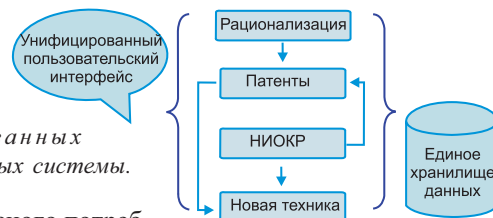


Рис. 1. Различия в расположении продуктивных геологических тел в разрезе пласта БС 10 Тевлинско-Рускинского месторождения по данным подсчета запасов 2006 г. и ООО «ЦСМРнефть».

Рис. 2. КАС «ЭДИ-СОН+» – это четыре взаимосвязанных информационных системы.



после кризисного потребления энергии и сырья.

Существенно, однако, что для обеспечения высокой результативности всей этой работы она должна быть подкреплена системой упреждающих мероприятий уже на этапе разработки соответствующих программ.

Проблема не сводится лишь к созданию новых технологий. Она определяет концептуальную «перезагрузку»: изменение характера взаимодействия между научно-исследовательским, образовательным и производственным секторами; правовое упорядочение организационно-управленческих связей между участниками научно-внедренческой инновационной системы (Государственная комиссия по запасам, Центральная комиссия по разработке Роснедра, недропользователи, разработчики и т.д.).

В последнее десятилетие отмечается тенденция к пересмотру подходов к проектированию с целью повышения эффективности самого процесса и вырабатываемых проектных решений. Это обусловлено развитием инструментов накопления данных, моделирования, появлением новых информационных и материальных технологий.

В основе успешного действия инновационного стандарта лежит реализация формулы «проблема – инновационный проект – выработка технологических решений – внедрение и распространение».

В инновационный регламент, неотъемлемой частью которого являются программные продукты, закладывается не способ решения задач, а метод поиска этого решения. Методом поиска определяется совокупность приемов, с помощью которых решается задача, а под способом подразумевается алгоритмическая схема решения задачи, реализуемая современными программно-аппаратными комплексами.

Созданием такого регламента необходимо заниматься уже сейчас. В отличие от стандарта, рекомендованного ЦКР для массового проектирования, он может и даже должен включать в себя организацию проведения ОПР по опробованию новых технологий на конкретном месторождении в конкретных геологических условиях по схеме, показанной на рис. 3.

Оригинальность (новизна) конкретно данной схемы – в наличии чётко выделенных этапов (прямоугольники) и чётко обозначенных переходов от одного этапа к другому как по наработанным критериям (здесь – по критериям $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_3$), так и «интуитивным» или «вслепую» (здесь – I, II, ..., V). Понятно, что и количество, и содержания этапов, в зависимости от объекта изучения и целей исследования, могут быть самыми различными. Вид схемы при этом – не изменится (в этом её Универсальность). На рис. 3 представлен конкретный вариант этой схемы, который использовался ООО «ЦСМРнефть», например, при обосновании систем разработки нефтяных место-

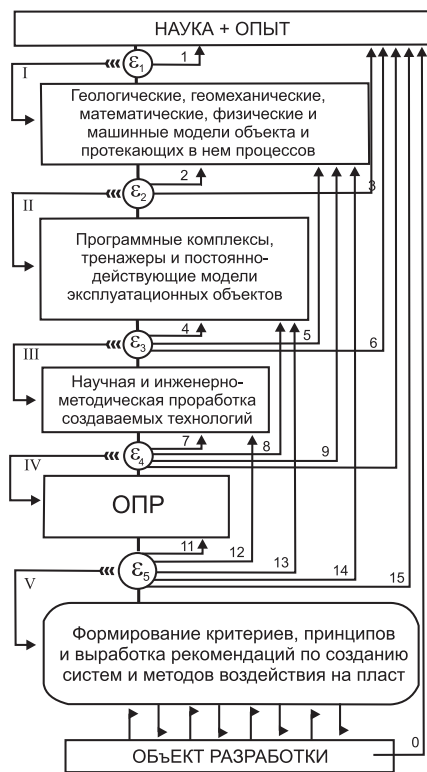


Рис. 3. Универсальная схема организации научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (НИОПР) при создании новых технологий.

рождений РТ горизонтальными скважинами. Но аналогичная схема вполне может быть разработана и для проектирования разработок месторождений, и для проектирования их обустройства, и даже для мониторинга исполнения всей цепочки работ от поиска-разведки до реализации

даже уже переработанного сырья.

Разумеется, что в таком случае число коллективов, «ввинченных» в процесс взаимодействия между собой по этой схеме, может стать очень большим. Они могут находиться в разных городах и, даже, в разных странах. Но, например, если функции всех этих коллективов и каждого «ввинченного» в работу по этой схеме специалиста достаточно чётко регламентированы, то управление процессом создания любого конечного продукта можно автоматизировать. Причём, прямо по этой схеме, которая в таком случае может стать основой алгоритма разработки соответствующих программ.

Работая в едином информационном пространстве под управлением создаваемых специально для этого автоматизированных систем, любой, казалось бы, на первый взгляд, «разношёрстный» коллектив (при соответствующем уровне внутрикорпоративного маркетинга), может стать единой командой, решающей на требуемом уровне все предусмотренные регламентом производственные задачи и достигающей, таким образом, требуемых экономических результатов.

По экспертным оценкам использование инновационного проектирования на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами открывает возможность кратного повышения нефтеотдачи. Это позволит удвоить извлекаемые запасы малых нефтяных компаний, а в целом по Татарстану прирастить более 400 млн. т извлекаемых запасов нефти, что равносильно созданию нового нефтедобывающего района России. Однако, как показывает мировой и российский опыт, без государственного участия инновационные проблемы решать не удастся.

Вышеизложенные вопросы и их всестороннее обсуждение – один из наиболее важных этапов реализации поручения Президента Республики М.Ш. Шаймиева по созданию и реализации инновационного потенциала научно-внедренческого нефтяного кластера РТ.

Литература

Биряльцев Е.В., Бережной Д.В., Биряльцева Т.Е., Храмченков М.Г. Результаты численного моделирования распространения природных микросейсм в зонах залегающих нефтегазовых залежей. *Мат-лы конф.: ГЕОМОДЕЛЬ-2008*. 2008.

Волков Ю.А., Кузнецов С.В., Потрясов А.А., Скачек К.Г., Михайлов В.Н., Туманов В.Р. Прикладные аспекты и проблемы использования фациального анализа при геолого-гидродинамическом моделировании и управлении выработкой запасов. *Мат-лы конф.: «Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы их освоения»*. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 2005. 195-203.

Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Потрясов А.А., Скачек К.Г., Шабанов А.Н. Об увеличении нефтеизвлечения за счёт учёта фациальных особенностей геологического строения резервуара. *Док. науч.-техн. конф.: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений»*. М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство». 2008. 73-75.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. *Сб. док. конф.: «Повышение нефтеотдачи пластов»*. Казань. 2003. 552-560.

Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Динамика наноминеральных фаз нефтяного пласта на поздней стадии разработки. *Мат-лы Межд. научно-практич. конф.* Казань: ФЭН. 2008. 295.

Карпунин П.В. Организационно-технические основы управления интеллектуальными ресурсами в ОАО «Татнефть». *Интервал. Передовые нефтегазовые технологии*. 2007. № 7. 59-63.

Карпунин П.В., Зиновьев Л.В., Озерова А.Г., Пронин А.В. Эффективное управление интеллектуальными ресурсами, как основа стабильности развития энергетического комплекса. *Мат-лы VIII Межд. Симп.: «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан»*. Казань: Изд-во «Центр инновационных технологий». 2007. 122-126.

Волков Ю.А., Зиновьев Л.В., Карпунин П.В. Система управления интеллектуальными ресурсами, как составляющая развития нефтяной отрасли. Казань: «Экспозиция. Нефть газ». 2008. 50-52.

Программный комплекс и тренажер для создания и совершенствования технологий нефтеизвлечения АРМАРИС. *Свидетельство на программу для ЭВМ. №2002610947*. 2002.

Расчет и выбор оптимальных режимов эксплуатации нефтяных скважин, оборудованных УЭЦН. *Свидетельство на программу для ЭВМ. № 2004611015*. 2004а.

Тренажер-симулятор УЭЦН. *Свидетельство на программу для ЭВМ. № 2004611689*. 2004б.

Ya.A. Volkov, N.A. Sakhibullin. Innovation potential realization of the scientific oil cluster of Tatarstan Republic.

A role of the Tatarstan Academy of Science in development of the scientific implementational oil cluster of Tatarstan Republic is represented. Also the most important stages of the SIOC development and progress in “oil science” in Tatarstan Republic are described.

Keywords: the scientific implementational oil cluster, oil science.

Юрий Андреевич Волков

Директор ООО «ЦСМРнефть», к.ф.-м.н. Научные интересы: многофазная многокомпонентная фильтрация, методы разработки нефтяных месторождений.

420015, Россия, Казань, ул. Б. Красная, 55, офис 305. Тел./факс (843)264-53-65.



Наиль Абдуллович Сахибуллин

Академик АН РТ, д.ф.-м.н., профессор, зав. каф. Астрономии и космической геодезии КГУ, директор Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта.

420111, Россия, Казань, ул. Баумана, 20. Тел.: (843)292-49-00, факс: (843)292-65-02.



ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА КАК КРИТЕРИЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ

Моделирование условий формирования и строения продуктивных горизонтов осадочного чехла на северо-востоке Республики Татарстан способствовало выделению участков, наиболее перспективных на поиски залежей нефти на территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть» и подготовке к глубокому бурению поднятий с высоким углеводородным потенциалом.

Ключевые слова: палеотектоника, поднятие, ловушка, залежь, сейсморазведка, прогноз.

Уникальное многопластовое Мензелинское месторождение нефти, открытое в 2005 году в северо-восточной части республики, имеет редкостное геологическое строение. Месторождение расположено на стыке осевых зон внутриформационных Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов Камско-Кинельской системы. Максимальная мощность биогермных образований позднедевонского времени составляет более 350 м на фоне мощности в периферии постройки 92 – 105 м. Нарращивание биогермного тела, хотя и с меньшей интенсивностью, продолжилось и в турнейское время. Мощность отложений турнейского яруса в центре постройки превышает их мощность по периферийному окружению на 40 м. Этаж нефтеносности верхнедевонско-нижнекаменноугольного биогермного «столбища» составляет около 300 м. Многопластовая ловушка содержит залежи нефти в отложениях карбонатного девона, турнейского, башкирского ярусов, бобринского, тульского и верейского горизонтов.

Открытие Мензелинского месторождения значительно подстегнуло интерес геологов к северо-востоку Татарстана. С целью уточнения потенциала этой территории были проведены исследования по реконструкции условий формирования осадочного чехла и выявлению участков, перспективных для поисков аналогичных ловушек.

Последовательное восстановление условий формирования элементов осадочного чехла, как порознь, так и в купе, или палеотектоническое моделирование, сопоставление полученных моделей с моделями современных структурных поверхностей по данным сейсморазведки и глубокого бурения, выявление закономерностей размещения установленных залежей и месторождений, способствовали прогнозу участков, перспективных для детального изучения сейсморазведкой, ожидаемых характеристик и природы структурных форм. Ранжирование территории по генотипам ловушек позволило оценить перспективы отдельных зон, актуализировать методику поисков залежей нефти, выделить объекты и площади для первоочередного изучения, осуществить долгосрочное планирование, оптимизировать виды и объемы геологоразведочных работ на ближнюю перспективу для стабильного восполнения углеводородной базы.

Для составления геологической модели исследуемого участка недр, ее корректной интеграции в модель Волж-

ско-Камской антеклизы, повышения достоверности прогноза перспектив нефтеносности в пределах участка недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть», область исследований охватила всю северо-восточную часть Республики Татарстан (РТ).

В тектоническом отношении территория северо-востока республики приурочена к сложному узлу сочленения северного и северо-восточного склонов Южно-Татарского свода, юго-восточного склона Северо-Татарского свода, погребенного Камско-Бельского авлакогена рифейско-вендского возраста (Рис. 1).

В результате формирования осадков преимущественно в условиях нисходящих движений фундамента территория характеризуется сложным геологическим строением всех продуктивных горизонтов осадочного чехла.

На территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть» в границах разведочных зон и месторождений промышленная нефтеносность установлена в нижнекаменноугольных, среднекаменноугольных и девонских терригенных отложениях. Более четко в пределах исследуемой территории выражены перспективы нефтеносности каменноугольной толщи, в которой закономерности размещения залежей нефти и генетические типы контролирующих их поднятий подчинены строению, получивших здесь широкое развитие, элементов внутриформационных прогибов Камско-Кинельской системы, каждый из которых характеризуется индивидуальным типом верхнедевонско-нижнекаменноугольной части разреза.

Система Камско-Кинельских внутриформационных прогибов, сформированная в позднедевонско-раннекаменноугольный период геологического времени, является крупнейшим структурным элементом, прослеженным на расстояние около 900 км от Пермского Приуралья через Нижнее Прикамье, Ульяновское и Куйбышевское Заповжье до западных районов Оренбургской области. Прогибы выражены в разрезе палеозойских отложений увеличенными до нескольких сотен метров мощностями преимущественно терригенных осадков, относящихся по возрасту к косьвинскому, радаевскому, бобринскому, в меньшей степени тульскому, горизонтам визейского яруса нижнекаменноугольной толщи в осевой зоне. По своему положению система прогибов тяготеет, а по простирацию подчиняется региональным впадинам.

Условия формирования осадков в осевой зоне кардинально отличались от условий на бортах прогибов. В пределах северной и южной бортовых зон условия также были различными. В этой связи выделено несколько типов разрезов, характерных для внешних, внутренних северных и южных бортовых зон и оси прогибов: сводовый, бортовой и впадинный (Рис. 2).

Сводовый тип разреза сложен сульфатно-карбонатными отложениями, местами с органогенными постройками среднефранско-фаменского возраста мощностью до 400 – 500 м. Турнейские отложения представлены карбонатами, мощностью не более 50 – 60 м. В пределах исследуемой территории сводовый тип разреза получил развитие на внешнем западном борту Сарапульского прогиба (северо-восток Агрызского участка). Бортовой тип – переслаивание карбонатных пород с терригенными, представлен мощной толщей турнейских отложений до 300 – 400 м; разрез позднедевонских отложений представлен карбонатами небольшой мощности. В зависимости от литологического состава отложений турнейского яруса различают терригенно-карбонатный тип, получивший развитие на южных бортах Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов (юго-запад Мензелинского участка) и карбонатно-терригенный тип, развитый на внутреннем северном борту Нижнекамского прогиба (юг и северо-восток Агрызского участка). Впадинный (депрессионный) тип представлен кремнисто-глинисто-карбонатными битуминозными образованиями семилукско-турнейского возраста мощностью до 200 м. Нижневизейские отложения в разрезах впадинного типа характеризуются увеличением терригенной части до 300 м. Впадинный тип разреза развит в осевой зоне Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов (две трети Мензелинского участка, крайний юг и крайний северо-восток Агрызского участка).

Небольшая часть территории юго-востока Мензелинского лицензионного участка расположена на юго-западном борту Актаныш-Чишминского прогиба. Здесь можно прогнозировать развитие ловушек тектоно-седиментогенного аккумулятивного типа: единичных невысоких биогермных построек и структур их облекания, аналогичных Долинской, Тогашевской и Алеутской. Нефтеносными в пределах каменноугольных поднятий могут быть коллекторы тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса. В карбонатных отложениях девона на этом участке залежи нефти могут быть приурочены к ловушкам тектогенного деструктурированного типа, развитым в локальных зонах повышенной трещиноватости в отложениях семилукского и речичского горизонтов. Такая ловушка установлена по данным бурения на соседнем месторождении.

По результатам переобработки, переинтерпретации и увязки материалов сейсморазведочных работ, выполненных на территории бортовой зоны в разное время на смежных участках в период 1991 – 1998 гг., уточнены структурные планы продуктивных горизонтов, конфигурация и параметры поднятий, выделены участки для проведения детализационных сейсморазведочных работ.

В границах внутреннего юго-западного борта мощность карбонатных отложений девона сокращается в направлении к осевой зоне прогиба (Рис. 3). Склон не осложнен биогермными постройками, развитие получили лишь биостромы, сформировавшие небольшие пологие поднятия в

залегающих выше отложениях. Здесь можно ожидать выявления небольших ловушек тектоно-аккумулятивного типа в терригенных нижнекаменноугольных отложениях.

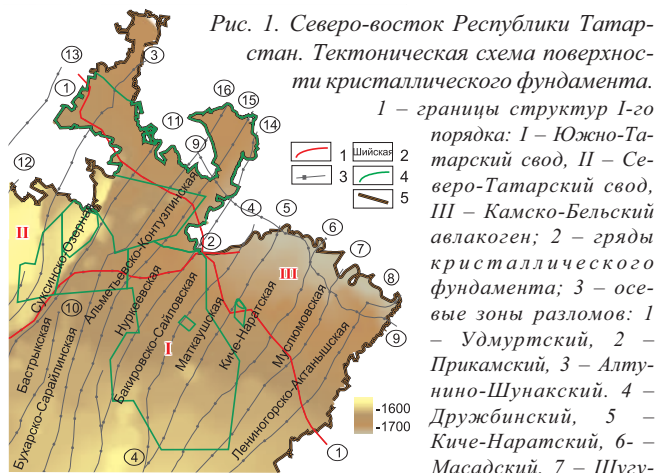
Более сложным строением характеризуется в границах Республики девонский внутренний северо-западный борт внутриформационных прогибов: мощность речичко-заволжских отложений неравномерно и ступенеобразно растёт здесь в направлении от оси к внешнему борту, увеличиваясь на отдельных локальных участках за счет развития локальных биогермных построек, значительная часть которых активно продолжала формироваться вплоть до позднеурнейского времени (Рис. 4). Мощность стратиграфически нерасчлененных биогермных образований в границах построек достигает 300 – 800 м. В частности, залежи нефти Контузлинского, отдельные залежи Азевосалаушского, Озерного месторождений, контролируются структурами облекания биогермов слоями отложений, залегающих выше по разрезу.

Мощность верхнедевонских карбонатных отложений на внешнем северо-западном борту, в отличие от внешнего юго-западного, распределена неравномерно. Локальное увеличение мощности до 500 м отмечается на участках развития сгруппированных островершинных биогермов, сформировавших многопластовые залежи нефти Кучуковского месторождения. Основной потенциал каменноугольной толщи на этой территории уже установлен, в перспективе при уплотнении сети сейсморазведочных профилей здесь могут быть выявлены только малоразмерные объекты в нижнекаменноугольных и девонских терригенных отложениях.

Залежи нефти, установленные в девонских и каменноугольных карбонатных отложениях, контролируются ловушками тектоно-аккумулятивного типа, образованными биогермными телами. В залегающих выше по разрезу терригенных нижнекаменноугольных отложениях ловушки сформированы как структуры облекания биогермных сооружений и песчаных тел, реже выступов фундамента. Залежи в терригенных нижнекаменноугольных коллекторах, в большинстве случаев, литологически экранированы. В среднекаменноугольных отложениях ловушки образованы исключительно как структуры облекания биогермных построек.

Ширина осевой зоны прогибов Камско-Кинельской системы изменяется в пределах исследуемой территории от 20 до 50 км. В осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба залежи, выявленные в коллекторах бобриковского и тульского горизонтов, контролируются песчаными телами и структурами их облекания слоями тульского горизонта.

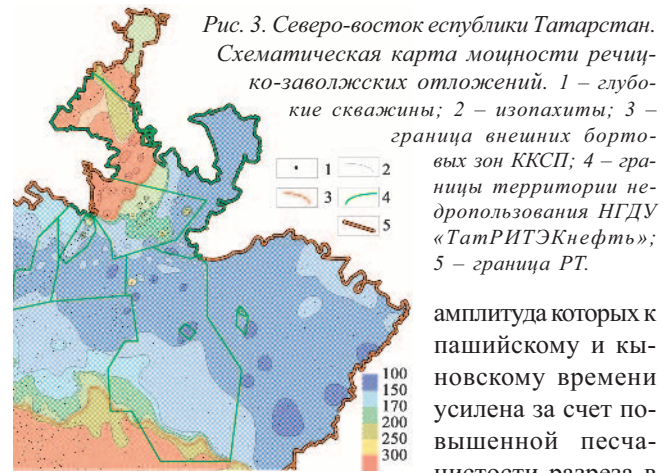
Распределение терригенных осадков радаевского и бобриковского времени в осевой зоне прогибов происходило в зависимости от палеогеоморфологии рельефа турнейской поверхности и направлений сноса терригенного материала. Отложения терригенной нижнекаменноугольной толщи в пространственном развитии в пределах осевой зоны по своему литологическому составу характеризуются невыдержанностью. В зависимости от преобладания в ней песчаных и глинистых разностей пород суммарное сокращение их первоначальной мощности в процессе уплотнения происходило с различной интенсивностью: оно было минимальным на участках с преобладанием песчаных осадков и максимальным там, где преобладали глины. Разновозрастные группы песчаных тел, окруженные по



периферии породами с увеличенной глинистой составляющей, вследствие диагенеза образовали «постаменты», сформировавшие антиклинальные изгибы залегающих выше слоев. Потенциал закартированных в осевой зоне малоамплитудных поднятий незначителен: перспективы в этой части территории могут быть связаны только с ловушками тектоно-аккумулятивного типа, контролирующими нефтеносность коллекторов тульского горизонта (Дружбинское месторождение). В лучшем случае этап нефтеносности может быть увеличен за счет нефтенасыщенности бобриковского коллектора на относительно амплитудных структурах (Агбязовское месторождение).

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что в осевой зоне внутрiformационных прогибов необходим новый, нетрадиционный подход к интерпретации данных сейсморазведки, ориентированный на подготовку к бурению поднятий тектоно-седиментогенного типа. В перспективе, когда малоразмерные объекты станут для ОАО «РИТЭК» актуальными, очевидна необходимость пересмотра и геологической переинтерпретации материалов сейсморазведки с целью поиска нетрадиционных ловушек в терригенных нижнекаменноугольных отложениях осевой зоны прогибов Камско-Кинельской системы.

В девонских терригенных отложениях преобладают ловушки тектогенного типа, залежи нефти осложнены литологическими, стратиграфическими, реже тектоническими экранами. Отдельные залежи контролируются поднятиями, сформированными над выступами фундамента,



Согласно установленным зако-

Девонские терригенные отложения в пределах исследуемой территории перспективны повсеместно, но углеводородный потенциал отдельных участков различен. Поиски залежей нефти в терригенных отложениях девона осложнены малыми размерами и амплитудой контролирующих их поднятий, изменчивым характером распространения коллекторов в отложениях тиманского горизонта, а на обширных участках полного их замещения аргиллитами. Прогнозировать нефтеносность коллекторов пашийского горизонта, получивших повсеместное развитие, можно только на относительно амплитудных поднятиях, которые для исследуемой территории не характерны. Постановка МОГТ 3Д, или уплотнение регулярной сети сейсмопрофилей с доведением до рекомендуемой плотности 3 – 4 пог.км/км² при картировании и подготовке к бурению девонских объектов эффективно, но затратно. Оптимизировать затраты позволит адресное сгущение трасс сейсмопрофилей в пределах участков, прогнозируемых в качестве наиболее благоприятных для формирования определенных по своему происхождению ловушек нефти. По данным глубокого бурения на большей части Мензелинского участка регионально нефтеносные отложения тиманского горизонта представлены аргиллитами. Коллектор До получил развитие преимущественно в северной его части (Рис. 5). Анализ палеотектонических условий формирования тиманских отложений свидетельствует о том, что области развития коллектора До тяготеют к участкам увеличения общей мощности подстилающих отложений.

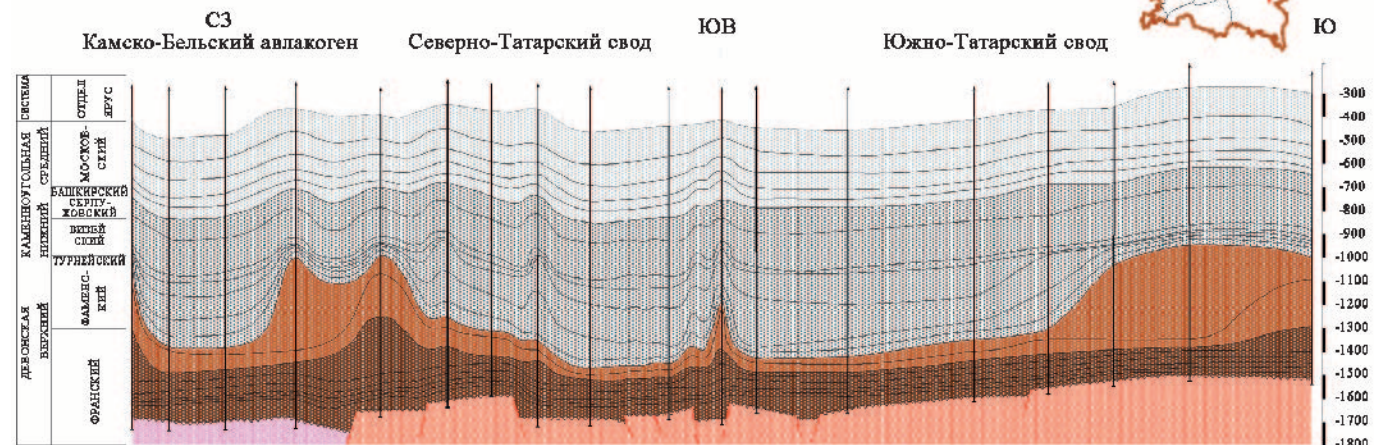


Рис. 2. Северо-восток Республики Татарстан. Схематический геологический профиль.

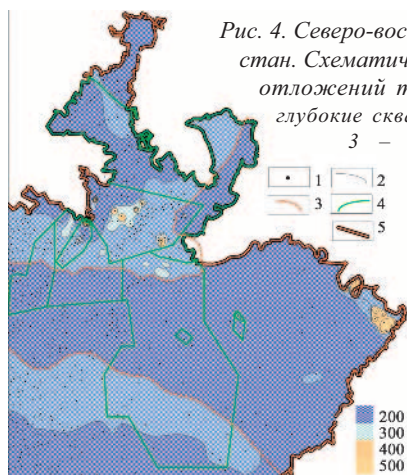


Рис. 4. Северо-восток Республики Татарстан. Схематическая карта мощности отложений турнейского яруса. 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – границы осевой зоны ККСЗ; 4 – границы территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть»; 5 – граница РТ.

номерностям в северо-восточной части республики залежи нефти в девонских терригенных отложениях контро-

лируются приподнятыми фрагментами гряд кристаллического фундамента северо-восточного простирания: Суксинско-Озерной, Бухарско-Сарайлинской, Нуркеевской, Бакировско-Сакловской, Муслимовской, Лениногорско-Актанышской и открытие мелких залежей в пределах этих зон можно ожидать на всей территории недропользования НГДУ «ТатРИТЭКнефть»: это участки акватории Нижнекамского водохранилища в границах Лугового месторождения, Агрызского и Мензелинского участков, участок суши западнее Озерного месторождения и прилегающая к водохранилищу южная часть Агрызского участка.

Однако поиск девонских залежей сопряжен с высоким риском и в качестве самостоятельного объекта они могут рассматриваться лишь при благоприятной конъюнктуре рынка.

В результате проведенных палеотектонических построений было установлено, что значительная часть акватории в границах недропользования ОАО «РИТЭК» – это северный борт внутрiformационного Нижнекамского прогиба, где в позднедевонско-раннекаменноугольный этап на отдельных участках формировались биогермные постройки. Наступивший на тот момент кризис фонда поднятий, подготовленных к глубокому бурению и благоприятная экономическая ситуация послужили основанием к принятию ОАО «РИТЭК» инновационного и своевременного решения: изучить сейсморазведкой акваторию Нижнекамского водохранилища и участки суши в границах бортовой зоны, которые могут содержать не менее интересные объекты поиска.

Сейсморазведочные работы по воде и по суше были выполнены в 2007–2008 гг. Плотность регулярной сети сейсморазведочных профилей в акватории составляет 2,0 пог.км/км². Трассы сейсморазведочных профилей проектировались с учетом размещения перспективных объектов, выделенных здесь по материалам геофизических работ.

Как свидетельствуют результаты сейсморазведки, надежды геологов оправданы: в границах изученной части акватории к бурению подготовлены 3 высокоамплитудных поднятия, 23 поднятия отнесены к категории выявленных. Сейсмические характеристики структур, закартированных в акватории, выгодно отличаются по параметрам от малопривлекательных объектов на территории суши и позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать открытие новых месторождений. В волновой картине временных сейсмических разрезов на отдельных профилях выражены фрагменты объектов, которые представляют интерес для доизучения детализационными сейсмо-

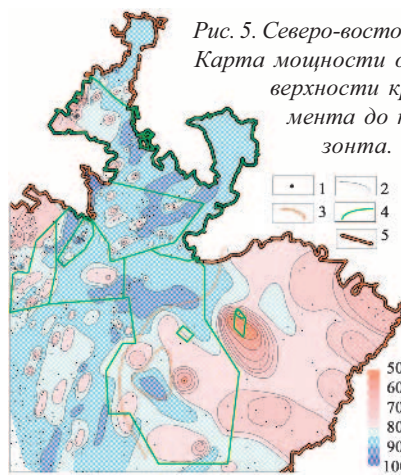


Рис. 5. Северо-восток Республики Татарстан. Карта мощности осадочного чехла от поверхности кристаллического фундамента до кровли пашийского горизонта. 1 – глубокие скважины; 2 – изопахиты; 3 – прогнозные зоны замещения коллекторов До; 4 – границы территории недропользования «ТатРИТЭКнефть»; 5 – граница РТ.

разведочными профилями. Установленные в ряде глубоких скважин по ре-

зультатам описания керна, ГИС и другим данным, признаки нефтеносности продуктивных горизонтов осадочного чехла подтверждают предположения о высоких перспективах акватории на поиски залежей нефти в девонских и каменноугольных отложениях. Результаты палеотектонических построений и данные геофизических работ свидетельствуют о целесообразности изучения сейсморазведкой акватории водохранилища в границах Лугового месторождения.

Таким образом, анализ результатов палеотектонического моделирования условий формирования продуктивных горизонтов осадочного чехла позволяет прогнозировать углеводородный потенциал ожидаемых ловушек, ранжировать территорию Агрызского и Мензелинского лицензионных участков по перспективам нефтеносности, оптимизировать комплекс геологоразведочных работ на каждой категории земель и определить порядок их проведения для обеспечения стабильного прироста запасов.

I.A. Larochkina, N.V. Nefedov. Paleotectonic modelling of conditions of formation of the north-east of Tatarstan as criterion for highly efficient petroleum potential forecast.

Modelling the conditions of formation and structuring of producing horizons of the sedimentary cover in the northeast of the Republic of Tatarstan promoted the identification of the most promising sites for exploring petroleum deposits in the territory under subsurface resources management of HGDU TatRITEKneft and the preparation to deep drilling of uplifts with high hydrocarbon potential.

Keywords: paleotectonics, uplift, trap, deposit, seismic survey, forecast.

Ирина Андреевна Ларочкина

Д. г.-м. н., академик РАЕН. Государственный советник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти, газа и экологии.

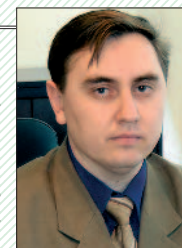
420014, Казань, Кремль, Аппарат Президента РТ. Тел.: (843) 567-89-34, факс: (843)292-08-74.



Николай Валерьевич Нефедов

Заместитель начальника НГДУ «ТатРИТЭКнефть» по геологии и разработке.

423040, РТ, Нурлатский район, Нурлат, ул. Ленинградская, д. 1Б. Тел.: (84345)2-45-00, факс: (84345)2-45-06.



О ВЛИЯНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЕМИСТОСТЬ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Приводятся и обсуждаются результаты экспериментальных исследований по изучению влияния гидроразрыва на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин, вскрывающих однородный или слоисто неоднородный нефтяные пласты. Исследования выполнены методом электрогидродинамической аналогии для условий площадной (пятиточечной) и рядной систем заводнения.

Ключевые слова: гидроразрыв, продуктивность, приемистость, система заводнения.

При разработке нефтяных месторождений обычными вертикальными скважинами (ВС) поток фильтрующейся жидкости вблизи них имеет радиальный характер и распределение давления по радиусу $P(r)$ подчиняется логарифмическому закону. В результате в призабойной зоне (ПЗ) (при $r < R_b$, где R_b – радиус воронки депрессии, не превышающей, как правило, 30–40 м) происходит максимальная потеря давления от полного перепада между забоями нагнетательных и добывающих скважин. Эта потеря идет на преодоление фильтрационного сопротивления ПЗ и ее величина может быть определена по известной формуле Дюпюи для радиального потока:

$$\Delta P' = Z_{ПЗ} Q \quad \text{при} \quad Z_{ПЗ} = \frac{\mu \cdot \ln \frac{R_b}{r_c}}{2\pi kH}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины, $Z_{ПЗ}$ – фильтрационное сопротивление ПЗ, μ – вязкость жидкости, r_c – радиус скважины, k и H – проницаемость и толщина пласта.

Из формулы (1) видно, что регулировать продуктивность добывающей и приемистость нагнетательной скважин за счет изменения $Z_{ПЗ}$ можно только с помощью двух параметров – k и r_c . Фактически проницаемость может ухудшаться из-за некачественного вскрытия пласта, из-за отложений парафина или асфальто-смолистых веществ и т. д. В таком случае для ее восстановления применяются различные (в основном физико-химические) технологии обработки ПЗ (Смирнов и др., 1998; Орлов и др., 2000), причем некоторые из них, в частности, соляно-кислотная обработка (Орлов и др., 2003), не только восстанавливают проницаемость, но и увеличивают ее, что эквивалентно увеличению r_c .

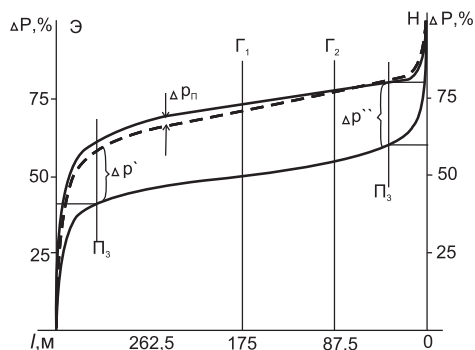


Рис. 1. Распределение давления на главной линии тока в пятиточечной ячейке.

Одной из наиболее распространенных технологий, гарантирующих эффективное увеличение r_c , является гидроразрыв пласта (ГРП) (Щелкачев, Лапук, 1949; Ма-

ганов и др., 2004). Однако даже при прочих равных условиях вязкость воды вблизи нагнетательных и нефти вблизи добывающих скважин различна, а из формулы (1) следует, что в таком случае влияние изменения радиуса скважины на величину воронки депрессии (R_b) и на потерю за счет этого части общего перепада давления будет также различным. В связи с этим, естественно, возникает вопрос: «Где, с позиций гидромеханики, при сходных геолого-физических условиях в окрестности ПЗ, эффективнее осуществлять ГРП – на нагнетательных или на добывающих скважинах?»

Пятиточечная расстановка скважин

Рассмотрим элемент площадной системы заводнения 500×500 м, содержащий четыре нагнетательных (по углам) и центральную добывающую скважины $r_c = 0,05$ м. Расстояние b между нагнетательными и добывающей скважинами в таком случае составляет 350 м.

Отношение гидропроводностей $\frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_n}$ в нефтяной и

$\frac{K \cdot K_{фн}}{\mu_a}$ в заводненной зонах при вязкости нефти 20–25

мПа*с на основе многочисленных экспериментов по физическому моделированию нефтевытеснения принято равным трем. В каждом из рассматриваемых элементов все скважины вскрывают единым фильтром по два гидродинамически разобценных пропластка с соотношением проницаемостей 1:3.

Кривые распределения давления в ячейке между скважинами на главной линии тока приведены на рис. 1.

Кривая 1 соответствует распределению давления для однородной жидкости в каждом из пропластков (нефть в начале разработки или вода на конечной стадии). Видно, что в ПЗ эксплуатационной (Э) и нагнетательной (Н) сква-

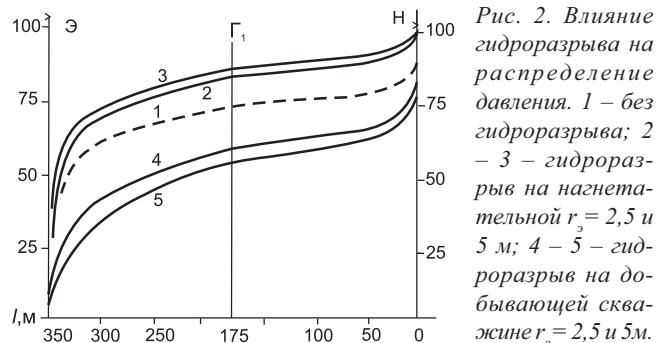


Рис. 2. Влияние гидроразрыва на распределение давления. 1 – без гидроразрыва; 2 – 3 – гидроразрыв на нагнетательной $r_s = 2,5$ и 5 м; 4 – 5 – гидроразрыв на добывающей скважине $r_s = 2,5$ и 5 м.

жин наблюдаются, в таком случае, резкие перегибы кривой P(l) и потери давления на воронке депрессии составляют до 40% на каждую скважину. В результате, при суммарном объеме ПЗ, составляющем 4% от объема пласта, на 96% этого объема остается только 20% от ΔP. По мере продвижения по пласту фронта заводнения, гидропроводность в заводненной зоне (Рис. 1, справа) возрастает, а в нефтяной зоне остается неизменной. Однако, распределение давления в пласте P(l) будет меняться и на рис. 1 кривая 2 показывает распределение давления, когда ВНК в первом пропластке (высокопроницаемом) находится в положении Γ₁, а в малопроницаемом – в положении Γ₂. Видно, что в заводненных зонах того и другого пропластков за счет увеличения гидропроводности глубина воронки депрессии уменьшилась на величину ΔP'', но в нефтяной зоне увеличилась на ΔP'. Суммарная потеря давления на воронках депрессии изменилась мало. Это связано с тем, что любое увеличение дебита добывающей скважины ΔQ приводит к увеличению потери давления в нефтяной зоне с высокой вязкостью μ_n на величину ΔQ×Z_{пз}, ограничивающую рост дебита.

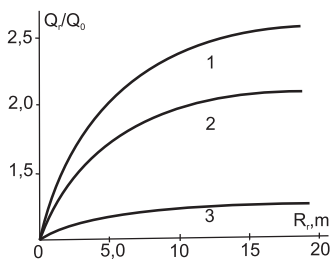


Рис. 3. Изменение дебита в пятиточке при гидроразрыве. 1 – гидроразрыв на всех ВС; 2 – гидроразрыв на добывающей ВС; 3 – гидроразрыв на нагнетательной ВС.

Допустим теперь, что при таких положениях ВНК в пропластках на нагнетательных скважинах проведен ГРП с целью увеличения r_c. На рисунке 2 показано влияние ГРП на изменение распределения P(r) на примере первого пропластка. Пунктирная линия 1 соответствует кривой 3 на рис. 1 (распределению давления в пласте при подходе ВНК к Γ₁ до ГРП). Как видим, после

ГРП на нагнетательных скважинах, увеличившим их эффективный радиус до 2,5 м (кривая 2) или до 5 м (кривая 3), воронка депрессии в зоне нагнетания существенно уменьшилась, а в зоне отбора увеличилась. При этом градиент давления в большей части объема остался небольшим. Если же делать ГРП только на добывающей скважине, то для тех же эффективных радиусов получим кривые 4 и 5. Видно, что в этом случае глубина воронки депрессии на нагнетательных скважинах возросла, но в нефтяной зоне добывающей скважины она в явном виде исчезла.

В результате, наклон кривых увеличился и градиенты давления по всему объему пласта заметно возросли, что

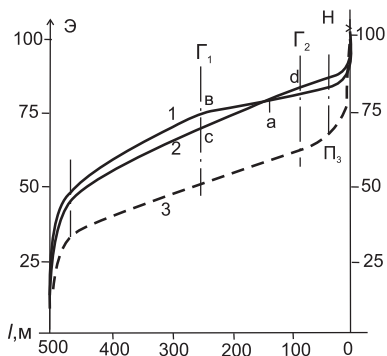


Рис. 4. Распределение давления при рядной схеме расстановки скважин.

может способствовать не только интенсификации добычи, но и вовлечению в разработку дополнительных запасов.

На рисунке 3 для пятиточечной системы заводнения показано влияние увеличения r_c на изменение дебита (Q_{ГРП}/Q₀) добывающей скважи-

ны в результате действия гидроразрыва. На этом рисунке кривая 1 соответствует ГРП, проведенному на всех скважинах (4 нагнетательных и 1 добывающая), кривая 2 – только на добывающей скважине, кривая 3 – на 4-х нагнетательных. За единицу принят дебит до ГРП в положении фронта на Γ₁.

Из рисунка видно, что на прирост дебита наиболее эффективно влияет ГРП на добывающей скважине в зоне высокой вязкости. Эффективность его тем выше, чем выше вязкость нефти.

Рядная расстановка скважин

Аналогично пятиточечной ячейке рассмотрим изменение давления в рядной схеме расстановки скважин. Примем для двухрядной схемы расстояние между рядами и скважинами в ряду по 500 м. Отношение гидропроводностей в заводненной и нефтяных зонах равно 2,5. Положение фронтов заводнения по пропласткам – Γ₁ в высокопроницаемом (посредине между рядами) и Γ₂ в низкопроницаемом (Рис. 4).

Распределение давления для однофазной жидкости, кривая 1 – при положении фронта заводнения на момент его нахождения между рядами (Γ₁), как и ранее это положение принято за базовое. Соотношение проницаемостей слагающих пласт разобренных пропластков, вскрытых одним фильтром – 1:3. Кривые 1 и 2 на рис. 4 характеризуют распределение давления в 1-ом и 2-ом пропластках до того как будут проведены ГТМ, направленные на уменьшение воронок депрессии и увеличение градиента давления в большей части пласта.

В данном случае, в отличие от пятиточечной схемы, удобно применять, вместо ГРП, горизонтальную скважину, имеющую малое сопротивление призабойной зоны. Длина ГС принята 200 м. Влияние замены нагнетательной вертикальной скважины на горизонтальную отражает кривая 3 на рис. 5.

Воронка депрессии на нагнетательной ГС отсутствует, но возросла глубина воронки на добывающей вертикальной. За счет увеличения крутизны наклона (градиента давления) P(l) в нефтяной зоне дебит добывающей возрос в 1,7 раза. Кривая 4 соответствует варианту, когда добывающая вертикальная заменена на горизонтальную. Наклон кривой P(l) в нефтяной зоне увеличился, дебит скважины возрос в 2,8 раза, несмотря на увеличение глубины воронки в заводненной зоне. Проведение операции в нефтяной зоне с высокой вязкостью также сказывается эффективно.

Слоисто-неоднородный пласт

В настоящее время слоисто-неоднородные пласты стремятся разрабатывать одним фильтром. При различной проницаемости пластов темпы их разработки различны и на какой-то момент времени положения их фронтов в пласте будут различны. Для гидродинамически несвязанных пластов, проницаемость которых отличается в 3 раза на

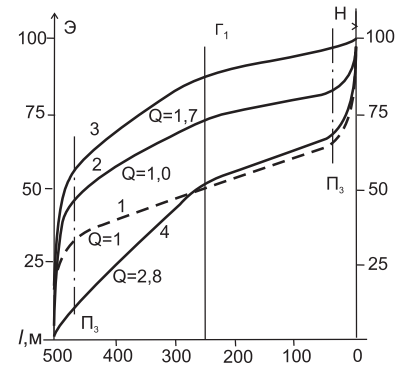


Рис. 5. Изменение распределения давления в высокопроницаемом пласте.

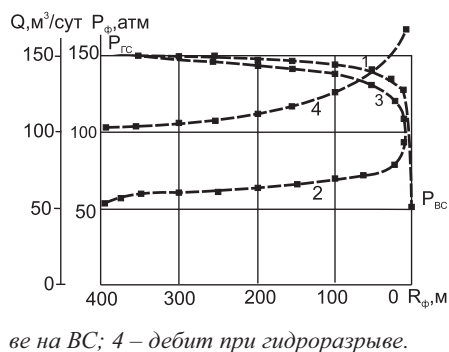


Рис. 6. Витеснение со стороны контура ГС. 1 — давление на фронте вытеснения без гидроразрыва; 2 — дебит без гидроразрыва; 3 — давление на фронте при гидроразрыве; 4 — дебит при гидроразрыве.

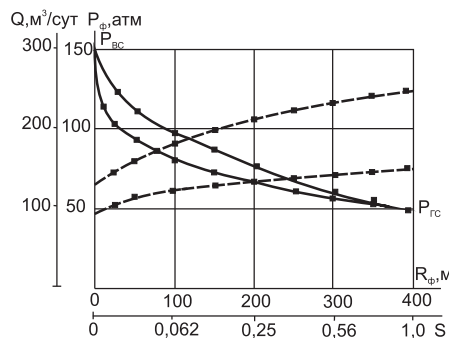


Рис. 7. Витеснение со стороны ВС. Усл. обозн. см. рис. 6. 3 — давление на фронте при гидроразрыве на ВС; $r = 2$ м.

рис. 1 (кривая 2) и рис. 4 (кривая 2) показано распределение давления, когда в высокопроницаемом пласте фронт заводнения находится в положении Γ_1 , в малопроницаемом пласте — в положении Γ_2 . Хотя влияние гидроразрыва на нагнетательной или добывающей скважинах для двухслойного пласта будет аналогично рассмотренному ранее, из рисунков видно, что распределение давления в пластах будет различно. Обратим внимание, что разница в давлениях по пластам в точках при одинаковых значениях r может достигать 3 — 6% от приложенного перепада ΔP . Это говорит о том, что даже при наличии глинистой перемычки между пластами, но за счет большой площади в вертикальном направлении могут возникнуть значительные перетоки.

Замкнутый контур питания

Для горизонтальных технологий в последнее время появились проекты, когда вертикальная скважина окружена практически замкнутым контуром из горизонтальных (Богданов и др., 2000; Габитов и др., 2004). В этом случае на контуре горизонтальных скважин воронки депрессии нет (Корнильцев, Волков, 2000), но она сохраняется у вертикальной. Представляет интерес исследовать вопрос, с какой стороны выгоднее осуществлять заводнение — со стороны вертикальной скважины или со стороны горизонтальных. Для контура из горизонтальных скважин, близкого к круговому, при вязкости нефти 10 мПа·с и проницаемости $K = 1$ мкм² на рис. 6 и 7 приведены профили изменения давления на фронте вытеснения и дебита по мере продвижения его по пласту.

Отношение гидропроводностей по зонам принято 2,5. На рисунке 6 при заводнении со стороны контура горизонтальных скважин кривая 1 показывает изменение давления на ВНК, а кривая 2 — изменение дебита без гидроразрыва на вертикальной, которая находится в нефтяной зоне с высокой вязкостью. Средний дебит без гидроразрыва равен 64 м³/сут на метр толщины пласта, а при гидроразрыве на вертикальной скважине — 110 м³/сут (кривые 3 и 4).

В случае заводнения со стороны центральной вертикальной, когда скважина оказывается в зоне маловязкой

жидкости, на рис. 7 приведены кривые аналогично кривым на рис. 6. Видно, что в первом варианте давление на контуре вытеснения длительное время меняется мало, но во втором случае монотонно убывает, а дебит монотонно растет. Средний дебит здесь составляет 135 м³/сут без гидроразрыва, а с гидроразрывом $r_3 = 2$ м — 210 м³/сут. Вариант расположения горизонтальных скважин в нефтяной зоне с малым сопротивлением призабойной зоны так же оказывается предпочтительнее.

Выводы

Разработка нефтяных месторождений вертикальными скважинами из-за большой потери действующего между ними перепада давления на призабойных зонах при малых радиусах скважин изначально энергетически несовершенна. Увеличение радиуса скважин при максимуме перепада давления позволяет существенно увеличить дебиты скважин. При этом увеличение радиуса наиболее эффективно на добывающих скважинах в зоне фильтрации наиболее вязкой жидкости.

Литература

- Богданов В.Л., Медведев Н.Я., Ерохин В.Л. и др. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. *Нефтяное хозяйство*. 2000. № 8. 30-42.
- Габитов Г.Х., Лозин Н.З., Шарафутдинов Е.В. Анализ эффективности применения горизонтальных технологий на месторождениях Башкортостана. *Тез. док-ов науч.-практ. конф.: «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных скважин»*. Казань: Плутон. 2004. 11.
- Корнильцев Ю.А., Волков Ю.А. Гидродинамический анализ особенностей притока к горизонтальным скважинам при формировании систем разработки нефтяных месторождений. *Мат-лы семинара-дискуссии: «Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование»*. Казань: Мастер Лайн. 2000. 155-162.
- Маганов Р.У., Новиков А.А. и др. Стратегия нефтяной компании ОАО «Лукойл» в области применения методов повышения нефтеотдачи пластов. *Интервал*. 2004. №1(60). 10-14.
- Орлов Г.А., Мусабилов М.Х. и др. Технология стимуляции скважин комплексным физико-химическим воздействием на призабойную зону пласта. *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. Казань: Экоцентр. 2000. Т. 2. 469-473.
- Орлов Г.А., Мусабилов М.Х., Денисов Д.Г. Системное применение технологий кислотной стимуляции скважин и повышения нефтеотдачи пластов в карбонатных коллекторах. *Интервал*. 2003. № 9. 27-31.
- Смирнов А.В., Исангулов К.И. и др. Интенсификация добычи нефти с помощью материала «Полисил». Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. Казань: Новое знание. 1998. 225-229.
- Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М-Л.: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы. 1949. 552.

Y.A. Korniltsev. Influence of the reservoir fracturing on exploitation wells productivity and on injectability of intake wells

Influence of the reservoir fracturing on exploitation wells productivity and on injectability of intake wells, that open the homogeneous or layered-inhomogeneous oil reservoirs is discussed. Electrohydrodynamical analogy method for the areal (five-point) and in-line water flooding was used.

Keywords: the reservoir fracturing, productivity, injectability, water flooding.

Юрий Алексеевич Корнильцев

Зав. лабораторией моделирования пластовых процессов
ОАО «НИИ Нефтепромхим», ст. науч. сотрудник, к.ф.-м.н.

420045, Россия, Казань, ул. Ершова, 29. Тел.: (843)273-52-14.

ВРЕМЯ ИСКАТЬ И РАЗВИВАТЬСЯ

У нас, чтобы остаться на месте, надо бежать изо всех сил.
А чтобы попасть куда-нибудь, надо бежать в два раза быстрее.

Л. Кэррол, «Алиса в стране чудес»

В статье изложена история создания, текущее состояние и перспективы развития низкочастотного сейсмического зондирования – инновационного метода поиска и разведки залежей углеводородов. Приведены причины и обстоятельства возникновения метода, описываются основные этапы его развития. Отмечается личный вклад руководителей и специалистов, участвовавших в его теоретическом обосновании и внедрении в практику геологоразведки. Рассматриваются ключевые научные и технологические аспекты метода и некоторые результаты работ с использованием метода.

Ключевые слова: инновации, геофизические методы, залежи углеводородов, микросейсм, численное моделирование, суперкомпьютеры.

Воспроизводство минерально-сырьевой базы старых нефтедобывающих территорий, находящихся на 3-й и 4-й стадиях разработки, к которым относится территория Республики Татарстан, обладает рядом особенностей (Нефтегазоносность..., 2007). Прирост запасов осуществляется, преимущественно, за счет разведки малых месторождений и доразведки эксплуатируемых месторождений в краевых зонах. Эти объекты характеризуются сложным геологическим строением: структурные ловушки малоамплитудны, малоразмерны и осложнены замещениями, выклиниваниями, врезами и тектоническими нарушениями. В этих условиях структурная сейсморазведка снижает свою эффективность, а традиционные легкие методы: высокоточная гравиразведка, электроразведка, геохимические исследования недостаточно информативны.

Таким образом, возникает необходимость комплексирования сейсморазведки с другими геофизическими методами и технологиями.

В 2002 году по инициативе Р.Х. Муслимова в Республике Татарстан в качестве метода локального прогноза нефтеносности был опробован метод DISCH, во многом аналогичный пассивному методу АНЧАР (Графов, 1996). Работы проводились московскими специалистами на двух площадях и дали неоднозначные результаты. С одной стороны, прогноз нефтеносности по данному методу вступал в противоречие с имеющимися представлениями о геологическом строении и бурение не проводилось. С другой – микросейсмический шум на нефтеперспективных территориях и вне их имел явные отличия. Такая двойственность результатов и необходимость в эффективном методе локального прогноза привели к проведению большого комплекса экспериментальных и теоретических исследований, проведенных авторами совместно с рядом ученых Института математики и механики им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета.

В результате анализа полевых данных по этим двум площадям, было установлено, что большинство спектральных пиков Заречной площади имели ярко выраженный узкополосный характер и концентрировались вокруг добывающих скважин. Это заставило предположить, что многочисленные спектральные максимумы вызваны работающим скважинным оборудованием. Стало понятно, что распределение интенсивности микросейсм по Зареч-

ной площади, построенное московскими специалистами, отражало близость точки наблюдения к работающим скважинам.

По Дачной площади анализ показал отсутствие узкополосных шумов, но единственный наблюдаемый максимум в области 2.5 Гц наблюдался по всей территории исследований приблизительно с равной интенсивностью. Согласно господствующей в то время теории генерации спектральных аномалий непосредственно залежью (Графов, 1996) это означало наличие нефтенасыщения на всей территории исследований, что явно противоречило уже имеющейся геологической информации. Возникло предположение, что шум залежи мог наблюдаться не только непосредственно над залежью, но и на некотором расстоянии от нее. Так как наблюдения проводились одновременно тремя датчиками в каждой точке исследования, для поиска залежи были рассчитаны волновые вектора зарегистрированных микросейсм. Очевидно, что если шум генерируется залежью, то волновые вектора будут направлены от залежи. Таким образом, построив поле волновых векторов, мы должны были получить указание на центр источника шума, т.е. залежь. Было установлено, что волновые вектора выстроились практически параллельно, и указывали на область вне площади исследований. Более того, в ряде случаев углы прихода микросейсм согласованно меняли направление, что никак не могло быть вызвано залежью, так как изменение угла прихода волны на неподвижной точке исследования означало, что источник шума движется. Анализ окружающей обстановки показал, что зарегистрированные микросейсмы приходили со стороны с автозаправочной станции на пересечении двух автодорог.

Казалось бы, на этом на микросейсмических исследованиях в Республике Татарстан можно было ставить точку. Метод явно походил на один из так называемых методов альтернативной науки. Вспомним, что в 90-е годы, после исчезновения идеологического контроля над научными исследованиями активно расцвели всевозможные «альтернативные ученые», которые состояли из шарлатанов либо просто искренне заблуждающихся малограмотных субъектов. Они активно продвигали свои чудо-методы во многих областях науки и техники. В геологию также ринулись всевозможные деятели, предлагавшие методы

на основе отрицаемых академической наукой торсионных и микролептонных полей и других якобы ранее секретных разработок.

Микросейсмические исследования, природа которых характеризовалась первооткрывателями эффекта как «дыхание залежи», «странный аттрактор», «детерминированный хаос» (Графов, 1996) и другими аналогичными терминами, казалось бы, хорошо укладывались в ряд псевдонаучных методов. Однако существовали и противоположные аргументы. В отличие от торсионных и микролептонных микросейсм регистрировались обыкновенной сейсмологической аппаратурой и являлись объектом изучения вполне официальной науки сейсмологии. Видимо, Ренат Халиуллович Муслимов руководствовался этим фактом, когда настаивал на дальнейшем изучении возможностей микросейсмических исследований, несмотря на, мягко говоря, двусмысленные результаты первоначальных исследований.

Отправной точкой продолжения работ является вывод, что микросейсм приходят в точку исследований со стороны источника преобладающего шума и генерируются источниками, в том числе техногенного характера и распространяются в земной коре. Но, если на Заречной площади они несли на себе явный отпечаток спектра источника шума, то на Дачной - шум генерировался движущимся транспортом и согласно теоретическим оценкам должен был иметь равномерный спектральный состав, близкий к белому шуму, либо к фликкер-шуму, если учесть затухание в среде. Вместо этого наблюдался устойчивый во времени и ярко выраженный по амплитуде спектральный максимум. Особенно обращал на себя внимание резкий спад амплитуды спектральной плотности от максимума в сторону нижних частот. Такое поведение характерно для волн, распространяющихся в волноводах, где спектральный состав мод резко начинается с некоторой минимально возможной для конкретного волновода частоты и спадает по амплитуде в сторону высоких частот (Бреховских, 1973). Проведенные авторами совместно с проф. М.Б. Плещинским оценки спектрального состава собственных колебаний волновода, образованного дневной поверхностью и кристаллическим фундаментом, дали положение возможных частотных максимумов, близким к наблюдаемым на Дачной площади.

Волноводная, или резонансная, гипотеза хорошо объясняла и наличие максимума в отсутствии нефтенасыщения в разрезе и направленность волновых векторов от дороги, по которой непрерывно двигался автотранспорт. Это также давало основание полагать, что в Западной Сибири и Оренбургской области, где ранее проводилось большинство микросейсмических исследований, максимум в районе 2 – 3 Гц действительно мог быть вызван залежами, залегающими на глубинах 2 – 3 километров, и метод микросейсмических исследований все-таки имеет право на существование. Было выдвинуто предположение, что положение спектрального максимума зависит по гиперболическому закону от глубины залегания любой резкой сейсмомеханической границы, в частности залежи углеводородов. Расчеты показали, что для Республики Татарстан при разведке на залежи в среднем карбоне - верхнем девоне необходимо было просто изменить частотный диапазон с 2 – 3 Гц на 4 – 6 Гц. Наличие спек-

тральных максимумов в спектрах микросейсм в этих диапазонах означало наличие нефтенасыщения в целевых горизонтах (Биряльцев и др., 2005).

Для проверки этих умозаключений требовался объект, где залежь располагалась на глубинах порядка километра. Однако нефтяные компании не проявляли большого желания быть объектами экспериментов. Надо отдать должное руководителю ЗАО «Нефтеконсорциум» Ф.Х. Валиеву, который рискнул выдать один из своих объектов (Ерыклинское месторождение), под исследования совершенно неопробованным методом.

Ерыклинское месторождение было первым, на котором авторы проверяли свой собственный метод, названный за предполагаемую зависимость частоты аномалии от глубины залегания залежи методом низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ). После получения полевого материала выяснилось, что записи изобилуют узкополосными помехами, так как на исследуемой территории шла добыча нефти и проводилось бурение. Вместе с тем, в некоторых точках на фоне многочисленных узкополосных помех отчетливо выделялись максимумы в диапазоне 4 – 6 Гц, которые показывали хорошую пространственную группировку. Сопоставление данной группировки с имеющейся геологической информацией показало, что точки с аномалией хорошо коррелируются с границами поднятия, выделенными структурным бурением по кровле ассельского яруса нижней перми.

Последующее бурение Ерыклинского поднятия дало подтверждение правильности прогноза нефтеносности по максимуму 4 – 6 Гц. Скважина, пробуренная в прогнозном контуре, дала приток нефти, а скважина, пробуренная вне контура – приток воды. Дальнейшие исследования на объектах ЗАО «Нефтеконсорциум» (Эллинское, Мало – Титовское) также показали информативность выделяемого максимума как индикатора нефтенасыщения в карбоне. Исследованиями на Саврушкинской площади установлено, что выделенное по структурной сейсморазведке поднятие распадается на две перспективные площади. Пробуренная в центре поднятия скважина попадала между этими выделенными площадями и вскрыла пласт с остаточной нефтенасыщенностью.

Одним из первых в новый метод поверил и В. Н. Чукашов, в то время главный геолог ЗАО «Меллянефть». Он выделил под исследования несколько объектов, и на первых порах, не обошлось без уловок с его стороны. Так, в районах некоторых скважин на Дубравном и Грачевском месторождениях, обозначенных на картах как добывающие, спектральные аномалии отсутствовали. Пришлось исключить эти точки их нефтеперспективной зоны, что, естественно, вселяло сомнение в адекватность прогноза. На защите отчета выяснилось, что «карты устарели» и скважины либо переведены под нагнетание, либо законсервированы за отсутствием притока.

Расширение территории проведения исследования НСЗ, показало, что характер спектров значительно изменяется от площади к площади. В районах, приуроченных к восточному борту Мелекесской впадины, аномалии проявлялись весьма ярко, тогда как на склонах ЮТС их интенсивность была не столь высока при сопоставимых параметрах залежи. Значительную проблему составлял выбор уровня аномалии, по которому следовало проводить гра-

ницу нефтеперспективной площади. В этот период неоценимую помощь в геологической интерпретации результатов НСЗ оказал В.Б. Либерман. Его знания геологического строения исследуемых площадей и характера поисковых объектов позволили правильно интерпретировать поведение спектральных аномалий на различных площадях и давать адекватный прогнозный контур.

Параллельно с опытными работами продолжались теоретические исследования природы возникновения аномалий в реальной геологической среде. Аналитические расчеты, проведенные В.Л. Кипотем и Д.Н. Тумаковым, показали, что для характерного сейсмомеханического разреза Татарстана спектр микросейсм может содержать несколько десятков максимумов в диапазоне от 0.5 до 10 Гц. Эти максимумы соответствовали собственным частотам различных порядков волноводов дневная поверхность – контрастная граница (Кипоть, 2008). Рассчитать их интенсивность аналитически не представлялось возможным, а это означало, что теоретически залежь могла дать максимум в любой точке анализируемого спектрального диапазона. Вселяло надежду то, что в диапазонах 2–3 и 4–6 Гц происходила концентрация собственных частот, что соответствовало реально наблюдаемым максимумам. Однако это не давало гарантии, что при незначительных изменениях сейсмомеханических параметров разреза максимумы не изменят кардинально своего положения.

В отсутствии аналитических методов расчета теоретического спектра микросейсм для произвольного сейсмомеханического разреза единственным путем являлось численное моделирование. Первые расчеты, произведенные Д.В. Бережным с использованием пакета ANSYS, показали, что тонкие высококонтрастные слои, которыми моделировалась залежь, действительно вызывают значительное изменение спектрального состава микросейсм. Однако для требуемой детальности расчетов универсальные пакеты считали слишком медленно. Доступные в то время сейсмические пакеты рассчитывали синтетические сейсмограммы упрощенными методами и также не подходили для полноволнового численного моделирования. В связи с этим под руководством Д.В. Бережного Т.Е. Биряльцевой был разработан оригинальный моделирующий комплекс, который позволил провести ряд вычислительных экспериментов, подтвердивших образование спектральных максимумов в наблюдаемых диапазонах для реальных сейсмомеханических характеристик геологического разреза (Бережной и др., 2008).

Успешность первых опытно-промышленных работ и нарастающее теоретическое обоснование позволило Р.Х. Муслимову в 2005 году рекомендовать метод НСЗ при проведении ГРП, по его инициативе результаты исследований неоднократно докладывались на совещаниях различного уровня. Большое внимание к новому методу проявляла и И.Н. Плотникова, в то время начальник отдела углеводородного сырья Министерства экологии и природных ресурсов РТ, совместно с которой производился подбор конкретных площадей исследований и анализ результатов многих исследований. Именно она инициировала первый доклад о методе НСЗ на международном уровне (Biral'tsev, Plotnikova et al., 2006).

В 2005 году были проведены исследования на 15 площадях на лицензионных участках ННК, относящихся к во-

сточному борту Мелекесской впадины, северному, западному и восточному склонам Южно-Татарского свода. Несмотря на то, что поисковые объекты были малоразмерны и отличались, зачастую, сложным геологическим строением, как, например, Южно-Ферганское поднятие Акбязовской площади, успешность разведочного и эксплуатационного бурения с учетом данных НСЗ оставалась высокой. На площадях, исследованных НСЗ в 2005 году, было пробурено 38 скважин, 37 из которых подтвердили прогноз. Такие результаты обратили на себя внимание главного геолога ОАО «Татнефть» Р.С. Хисамова, который, дал шанс технологии НСЗ показать себя на объектах ОАО «Татнефть». Этот шанс был использован, и бурение на Черноозерском поднятии, одном из первых объектов ОАО Татнефть, исследованных методом НСЗ, показал адекватность прогноза. Вместе с тем, расширение в 2006–2007 годах территорий исследований и новых геологических условий залегания поисковых объектов вызвали ряд неподтвержденных прогнозов на западе Татарстана и в Оренбургской области. Ярко выраженные аномалии в диапазоне 4–6 Гц, однозначно свидетельствующие о наличии углеводородов в разрезе в районах Южно-татарского свода и Мелекесской впадины, в других геологических условиях оказались обусловленными совершенно иными факторами. Как показало проведенное постфактум численное моделирование, аномалия на площади в западне Татарстана была вызвана неоднородностями в верхней части разреза, а аномалия на площади в Оренбургской области – наличием мощных солевых горизонтов.

Неподтвердившиеся прогнозы и накопление большого объема фактического материала стимулировали дальнейшее развитие теории и методики низкочастотного сейсмического зондирования. Исследования проводились в трех направлениях – изучение феноменологии эффекта, в частности выявление поисковых признаков в различных геологических условиях, внедрение численного моделирования в практику производственных работ и установление связи между параметрами залежей и параметрами наблюдаемых спектральных аномалий.

Изучение В.А. Рыжовым, в рамках кандидатской диссертации, большого объема накопленного фактического материала позволило разработать оригинальный метод устранения техногенного шума при проведении работ вблизи работающего скважинного оборудования и других устройств и механизмов (Рыжов, 2008). Этот метод позволил эффективно проводить доразведку разрабатываемых месторождений в краевых зонах. При изучении спектров микросейсм с большим разрешением была также выявлена тонкая структура всех спектральных максимумов, вызываемая залежами углеводородов, что позволило расширить набор поисковых признаков (Rizhov, Biral'tsev, 2008).

Наиболее эффективным методом изучения спектра микросейсм является его сопоставление с теоретическими спектрами, рассчитанными с использованием численной модели. Численное моделирование использовалось авторами для обоснования адекватности резонансной гипотезы формирования спектральных аномалий над залежами углеводородов (Биряльцев, Бережной и др., 2008), однако его применение в практике сдерживалось большим временем расчетов каждого варианта расположе-

ния залежи в разрезе. Для промышленного использования необходимо было ускорение расчетов в несколько десятков раз, что требовало применения суперкомпьютерных вычислений. Применение кластеров или других архитектур на универсальных процессорах было нереально как с финансовой, так и с организационной стороны. В 2008 году появилась технология CUDA компании nVidia, которая позволяла проводить расчеты на мощных видеокартах до 100 раз быстрее, чем на наиболее мощных процессорах компании Intel. Настольный компьютер с хорошей видеокартой и использованием технологии CUDA соответствовал по производительности кластеру стоимостью около \$1 млн. Моделирующий комплекс был модифицирован для работы с данной технологией, было закуплено соответствующее оборудование и моделирование вошло в практику применения метода НСЗ.

Еще одним важным результатом было выявление связи между параметрами залежи и параметрами аномалии НСЗ. Здесь проблема заключалась в отсутствии сопоставимого материала. Исследования методом НСЗ производились преимущественно на малоразмерных поднятиях и на площади исследований впоследствии бурилось не более 5 скважин, что не позволяло провести статистический анализ. Одним из немногих исключений явилось Уратьминское месторождение, где были пробурены 10 скважин. Сопоставление результатов исследований НСЗ с параметрами залежи, проведенное А.А. Вильдановым, позволило выявить некоторые тенденции. Исследования, в частности показали наличие корреляции между выраженностью аномалии над фоном (параметр сигнал/шум) и нефтенасыщенностью а также нефтенасыщенной толщиной (Вильданов, Биряльцев и др., 2008).

Проведенные исследования позволили повысить успешность метода НСЗ на новых территориях, как пределах Республики Татарстан, так и в республиках Коми, Калмыкии, Удмуртии, Самарской и Оренбургской областях. В целом успешность метода НСЗ за 2005 – 2008 года составила около 85 процентов.

В 2008 – 2009 гг. были установлены научные связи с исследовательскими организациями и коммерческими компаниями, использующими микросейсмический анализ в геологоразведке. Были проведены ряд двусторонних НТС с Институтом Физики Земли им. О.Ю. Шмидта, компанией «Анчар» и компанией «Spectraseis» (Цюрих). В 2009 году на базе Академии Наук Республики Татарстан был проведен международный научно-технический семинар под председательством Р.Х. Муслимова, на котором сделали доклады представители всех вышеперечисленных организаций, а также заведующий кафедрой разведочной геофизики РГУ нефти и газа им. Губкина проф. В.И. Рыжков. Семинар показал, что теория и методика низкочастотного сейсмического зондирования ЗАО «Градиент» находится в данном направлении на высоком уровне, а по ряду позиций, в частности по использованию математического моделирования, опережает разработки как отечественных, так и зарубежных компаний и выводит ее в лидирующее положение.

Кризис 2009 года заставил многие нефтедобывающие компании снизить объем геологоразведочных работ, в том числе и по методу низкочастотного сейсмического зондирования. Вместе с тем, появилась возможность переос-

мыслить некоторые накопленные результаты, провести давно запланированные эксперименты. В частности, выполнены опытные работы по мониторингу разработки залежей, которые показали принципиальную возможность изучения структуры флюидопотоков при разработке нефтяных месторождений. Разработан метод ранговой корреляции спектров, который позволил автоматизированным образом учитывать суточные вариации спектров микросейсм и выявлять слабые аномалии на малоперспективных площадях. Разработан и опробован метод корреляционного анализа микросейсм во временной области, который, в перспективе, позволит полностью исключить субъективизм в оценке нефтеперспективности точек наблюдения НСЗ. Интенсивно ведутся работы по автоматизированному комплексированию данных НСЗ с полевыми данными сейсморазведки МОГТ. Ведется техническое перевооружение компании аппаратурой нового поколения, способной работать в экстремальных условиях как Крайнего Севера, так и в условиях пустынь. Устанавливаются новые деловые контакты с российскими и зарубежными нефтедобывающими компаниями, результаты практических и теоретических работ докладываются на самых престижных российских и международных конференциях. Метод продолжает развиваться как в сторону повышения достоверности и обоснованности прогноза, так и в сторону расширения спектра решаемых задач.

Последнее время с самых высоких трибун говорится о необходимости перевода экономики страны на инновационные рельсы. Одним из путей развития инновационных технологий являются так называемые научно-производственные кластеры, предполагающие развитие новых технологий на базе традиционных отраслей экономики. История развития метода НСЗ показывает, что такой путь действительно работает. Именно сочетание реальных потребностей нефтедобывающих компаний и наличие научных школ в области геологии, математики, физики, механики и вычислительной техники позволило развить технологию низкочастотного сейсмического зондирования от авторского качественного метода до высокоавтоматизированного процесса с использованием суперкомпьютерных технологий. Но эта же история показывает, что самым главным фактором в достижении результата является наличие реального желания двигаться по инновационному пути и политической воли это желание осуществить, несмотря на проблемы и неудачи.

Литература

Бережной Д. В., Биряльцев Е. В., Биряльцева Т. Е. и др. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды. Казань: Изд-во Каз. гос. ун-та. 2008. 360-386.

Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Шабалин Н.Я. Особенности интерпретации спектральных характеристик природных микросейсм для локального прогноза нефтеносности в условиях республики Татарстан. *Прием и обработка информации в сложных информационных системах.* № 22. 2005. 113-120.

Биряльцев Е.В., Бережной Д.В., Биряльцева Т.Е., Храменков М.Г. Результаты численного моделирования распространения природных микросейсм в зонах залегающих нефтегазовых залежей. *Мат-лы науч. конф.: «ГЕОМОДЕЛЬ-2008».* 2008.

Бреховских Л.М. Волны в слоистых средах. 2 изд. М. 1973.

Вильданов А.А., Биряльцев Е.В., Еронова Е.В., Биряльцева Ю.Е., Рыжов В.А. Некоторые корреляционные зависимости между параметрами аномального низкочастотного спектра микросейсм и характеристиками геологического разреза. *Мат-лы науч. конф.:*

Казань: «Изд-во ПЛУТОН». 2005. 151 с.

Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан
Краткая характеристика литологического строения и коллекторских свойств



Т.Е. Данилова, Е.А. Козина, В.П. Морозов, Э.А. Королев, С.Н. Пикалев

В книге рассматривается строение терригенных и карбонатных продуктивных горизонтов кыновско-пашийского и турнейского возраста, а также их литологический состав. Особое внимание уделено условиям и факторам формирования пустотного пространства и коллекторских свойств пород. Рассмотрены различные параметры, наиболее тесно связанные с проницаемостью пород и пластов. Показано влияние вторичных процессов и основных видов неоднородности на формирование пустотного пространства пород и путей миграции нефти, охарактеризованы зоны водонефтяных контактов и трещиноватость пород. Работа иллюстрирована многочисленными таблицами, графиками, фотографиями пород и шлифов, демонстрирующими строение пород не только пластов-коллекторов, но и разделяющих их плотных разделов. Книга может быть интересна для геологов-нефтяников и научных сотрудников соответствующих научно-исследовательских и проектных организаций. Ряд разделов книги может использоваться для оптимизации геолого-разведочных работ, подсчета запасов, выбора методики рациональной нефтедобычи, оптимизации систем разработки месторождений.



ISBN 5-902089-16-6

Казань: «Изд-во ПЛУТОН». 2002. 230 с.

Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами



Корнильцев Ю.А.

В книге представлены результаты изучения процессов разработки нефтяных месторождений с применением горизонтальных скважин на аналоговых и физических моделях нефтяного пласта. Рассмотрены различные варианты рядных и площадных систем заводнения при отсутствии и наличии зональной неоднородности. Смоделировано вытеснение нефти водой из трещиноватых коллекторов при стационарном и упруго-циклическом режимах воздействия на пласт. На специально разработанной автором модели изучен обмен жидкостью в системе «блок-трещина» для гидрофильных и гидрофобных коллекторов. Особое внимание уделено анализу гидродинамики процессов, протекающих в пластах сложного строения. По результатам выполненных исследований автором сделан вывод о том, что в отличие от вариантов разработки нефтяных месторождений вертикальными скважинами, варианты с использованием горизонтальных скважин обладают большей спецификой и требуют более глубокой проработки вопросов, связанных с обоснованием их применения в каждом конкретном случае.

Книга представляет интерес и предназначена для специалистов в области проектирования разработки нефтяных месторождений, а также для преподавателей, аспирантов и студентов старших курсов вузов соответствующих специальностей.



ISBN 5-902089-29-8

Окончание статьи Н.Я. Шабалина, Е.В. Биряльцева «Время искать и развиваться»

«ГЕОМОДЕЛЬ-2008». 2008.

Графов Б.М. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. *Геофизика*. №5. 1996. 24-28.

Кипоть В.Л. Частотно-избирательные свойства стратифицированной геологической среды. *Георесурсы*. 2(24). 2008. 18-21.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х. Муслимова. Т.1. Казань: «Фэн». 2007. 316.

Рыжов В.А. Оптимизационный метод фильтрации квазигармонических помех с сохранением фонового уровня шума при изучении природных микросейсм. *Сейсмические приборы*. Москва: Изд-во ИЗФ РАН. 2008. Т. 44. № 4. 19-26.

Birialtsev E.V., Plotnikova I.N., Khabibulin I.R., Shabalin N.Y. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan. *Proceed. of Conf.: «EAGE»*. Russia. 2006.

Rizhov V., Birialtsev E. The microseism spectral analysis at the range from 1 to 20 Hz for the geology prospecting. *Geophysical Research abstracts. EGU*. 2008.

N.YA. Shabalin, E.V. Biryaltsev. **Time to seek and develop.**

The article described the history of creation, the current state and prospects of low-frequency seismic sensing - an innovative

method of prospecting and exploration for hydrocarbon deposits. We give the reasons and conditions for the design of the method, describes the main stages of its development. We show the contribution of leaders and professionals involved in its theoretical foundation and implementation in practice of geological exploration. Consider the key scientific and technological aspects of the method and some results of using the method.

Key words: innovation, geophysical methods, the deposits of hydrocarbons, microseisms, numeric modeling, supercomputers.

Николай Яковлевич Шабалин
Генеральный директор ЗАО «Градиент»

Евгений Васильевич Биряльцев
К.т.н., руководитель информационно-аналитического центра ЗАО «Градиент», зав. Лаб. НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета.

420015, Россия, Казань, ул. Большая Красная, 63.
Тел./факс: (843)238-32-43.

ТИПИЗАЦИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ПРОДУКТИВНЫХ БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИХ РАЗВИТИЯ – ОСНОВА ПРОЕКТИРОВАНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Рациональная методика поиска, разведки и разработки бобриковско-радаевских отложений должна базироваться на строгих научных знаниях об особенностях строения залежей приуроченных к названным горизонтам. Существует прямая зависимость мощности продуктивных горизонтов и закономерности их развития от современного структурного плана турнейской поверхности. Кроме этого закономерности размещения ловушек и залежей, их заполняющих, связаны с палеогеоморфологической обстановкой радаевско-бобриковского времени, с существовавшими в бассейне седиментации биогермами фаменско-турнейского возраста, границами несогласия.

Ключевые слова: методика поисков, залежь, ловушка, бобриковско-радаевский горизонт, поисково-разведочное бурение.

Для рациональной методики поисков, разведки и разработки залежей нефти в отложениях бобриковско-радаевского горизонта необходимо учитывать геометрию типов залежей, условия их формирования и характер геологических структур, с которыми они генетически связаны, состав пород.

Во-первых, тип залежи напрямую зависит от вмещающих коллекторов. В сложении радаевско-бобриковского горизонта принимают участие песчаники и алевролиты, характеризующиеся значительными колебаниями мощности, что связано с фациальным изменением разреза и его стратиграфической неполнотой. Толща коллекторов составляет единую гидродинамическую систему, где выделяется четыре пласта C_1 бр₁-бр₄, объединяющихся на большей части территории в единый монолитный пласт мощностью, в среднем не превышающей 4 – 6 м. Лишь в эрозионно-карстовых врезках мощность коллекторов достигает максимальных величин 30 – 40 м. Существует прямая зависимость мощности продуктивных горизонтов и закономерности их развития от современного структурного плана турнейской поверхности. Как правило, на основной части территории Татарстана, в сводовых частях локальных поднятий идет сокращение мощности пластов-коллекторов вплоть до полного их выклинивания. Реже встречаются другие типы распространения коллекторов. Широкий спектр существования коллекторов определяет методологию разработки залежей, направленную на максимально эффективное извлечение из недр нефти.

Радаевско-бобриковский горизонт является основным в косьвинско-алексинском нефтегазоносном комплексе. Флюидоупором служат тульско-окские породы. Ареал нефтеносности радаевско-бобриковских алевроито-песчаных пород охватывает довольно большую площадь и включает Южно-Татарский свод, восточный борт Мелекесской впадины, юго-восточный склон Северо-Татарского свода (Рис. 1).

Закономерности размещения ловушек и залежей, их заполняющих, связаны с палеогеоморфологической обстановкой радаевско-бобриковского времени, с существовавшими в бассейне седиментации биогермами фаменско-турнейского возраста, границами несогласия (Лароч-

кина, 1986). Выделяется приуроченность типов ловушек к определенным палеогеоморфологическим обстановкам, сложившимся под влиянием тектонических подвижек регионального плана в ККСР. Последние предопределили прерывисто-зональный характер развития радаевско-бобриковских пластов-коллекторов.

В посттурнейское время, а точнее в радаевское время происходил общий подъем территории и существовавший елховский (косьвинский) морской бассейн распался на ряд обособленных мелких водоемов. На северо-западе и юго-востоке Татарстана существовали две крупные области: северная и южная. Северная область в современном тектоническом плане охватывает западную часть Северо-Татарского свода, Казанско-Кировский прогиб, Токмовский свод и характеризуется полным отсутствием осадконакопления (Рис. 2).

Южная суша – центральная часть западного склона ЮТС, северные земли собственно купольной части свода ЮТС и северо-восточного борта Мелекесской впадины. Отличие обеих суш в том, что гипсометрически южная суша находилась значительно ниже, чем северная и в связи с этим осадконакопление происходило на отдельных прогибовых участках, в большинстве случаев локализованных, что приводило к заболачиванию и формированию в них углей. Распространены также мелкие речные долины, временные русла и ручьи. В прогибах Камско-Кинельской системы сохранились реликтовые водоемы лагунного типа. На всей остальной территории большую роль играли дельтово-аллювиальные и озерно-болотные образования, о чем свидетельствуют литологический состав пород, полное отсутствие морской фауны, наличие наземной растительности, косая слоистость и др. признаки, указывающие на крайнюю мелководность отложений.

На этом этапе, в условиях резкого преобладания донной эрозии, происходит заложение крупных и мелких речных систем. О существовавших в то время руслах рек свидетельствуют увеличенные полосообразные толщины песчано-алевритовых пород. При этом распределение гидрогеологической сети подчинялось господствующим системам тектонических трещин. Результатом деятельности, как

Класс	Группы	Типы
I. Антиклинальный	Пластово-сводовые (полного контура)	
		Периклинальные
	Литологически-экранированные (неполного контура)	Кольцевые Сводовый
II. Антиклинально-стратиграфический	Над поверхностью несогласия	Сводовый Периклинально-крыльевые
III. Литологически-экранированные	Моноклинальные	

Табл. Разновидности типов залежей нефти.

поверхностных водных потоков, так и подземных вод, дренирующих карбонатную толщу, явилось заложение на поверхности турнейских пород эрозионно-карстовых врезов.

В позднерадаевское время озерно-болотные фации получают особенно большое развитие. Начинается формирование углей, получившие в бобриковское время наиболее широкое развитие.

На погружениях, обрамляющих этот район суши, существовали озерно-аллювиальные условия накопления. Основные земли Южно-Татарского свода: южный, юго-восточный и восточные склоны находились в зоне прибрежно-морского мелководья, где специфические условия осадконакопления в радаевско-бобриковское время сказались на формировании совершенно иных типов залежей.

Во-вторых, в формировании залежей ведущую роль играет тип ловушки ее вмещающей. Единичная залежь нефти и элементарная ловушка представляют неразрывную систему. Именно генетический тип ловушки определяет форму, условия залегания, масштабы распространения и соответственно геометрию, размеры, характер изменчивости и состав коллекторской толщи в пределах залежи. Рассмотрим ловушки эндогенного (тектонического) происхождения, образовавшиеся под воздействием тектонических сил, и экзогенного (палеогеоморфического), образовавшиеся в результате осадконакопления при воздействии аккумулятивных, деструктивных (денудационных) и аккумулятивно-денудационных процессов.

Установить закономерности размещения залежей в нефтегазоносных комплексах с целью оптимального размещения поисковых и разведочных скважин, объективно разместить сетку эксплуатационных скважин, избегая бурения «сухих», скважин, можно только на основе генетической классификации ловушек с соответствующими, присущими им типами залежей (Гусейнов, 1988; Ларочкина, 2008).

Итак, для радаевско-бобриковского горизонта на территории РТ характерно три класса залежей (Табл.): антиклинальные, антиклинально-стратиграфические и литологически экранированные на моноклиналях, каждый из которых формируется при определенном генотипе ловушки.

I. В классе антиклинальные выделяются залежи пластово-сводовые и пластовые литологически-экранированные. Залежи образуются ловушками облекания биогермных построек, песчаных тел, линейных складок и куполов тектонического происхождения. Залежи антиклинального класса, связанные с ловушками облекания карбонатных массивов широко распространены на северном, северо-западном, западном склонах ЮТС, юго-восточного склона и сводовой части СТС, западного и восточного бортов Мелекесской впадины.

Однако в зависимости от амплитуды поднятия III порядка и его геоморфологической выраженности в рельефе формировались ловушки в радаевско-бобриковских коллекторах либо с относительно стабильной толщиной пласта – пластово-сводовые залежи полного контура, либо с его фаціальным замещением – литологически-экранированные неполного контура.

Типичным примером антиклинальной, пластово-сводовой полного контура залежи является Ново-Суксинская залежь, расположенная на северном борту ЮТС. Залежь характеризуется высокой амплитудой структуры – 87м, нефтенасыщенная толщина коллектора в своде ловушки составляет 18 – 20м, на крыльях несколько увеличивается – до 25,0м. Дебиты нефти составляют 6 – 22м³/сут.

Не имеют большого практического значения пластово-сводовые залежи, связанные с аккумулятивными терригенными ловушками (баровые, береговых валов, кос). Широким распространением пользуются залежи этого типа во впадинных зонах ККСП и в пределах долинообразных понижений аккумулятивной равнины северного склона ЮТС, где накопление осадков происходило в прибрежно-морских условиях, а также в условиях дельты и крупных речных русел. Этаж нефтеносности их не более 5 – 6м, нефтенасыщенные толщины коллекторов не превышают 2 – 4м, хотя дебиты нефти могут достигать 10т/сут. Примером служат Дружбинская, Агбязовская залежи, расположенные в осевой зоне Актаныш-Чишминского прогиба.

Антиклинальные, литологически-экранированные залежи неполного контура отличаются сниженными емкостными свойствами ловушек. По характеру замещения пласта-коллектора различают залежи периклинального типа, кольцевого и сводового. В Татарстане преимущественным распространением пользуются ловушки, когда выклинивание и замещение коллектора происходит на своде структуры. Такие ловушки называются «лысыми». Так огромная группа залежей, приуроченная к западному склону ЮТС, контролируется зоной развития коллекторов лишь по периферии ловушки. К примеру Северо-Канашская залежь имеет амплитуду структуры по кровле бобриковского горизонта 58м, вскрытая нефтенасыщенная толщина пласта 4,0м, дебит нефти – 1,6т/сут. Тип залежи – антиклинальный, литологически-экранированный, периклинально-кольцевой.

Антиклинальный, литологически-экранированный сводовый тип залежи характерен для купольной части ЮТС,

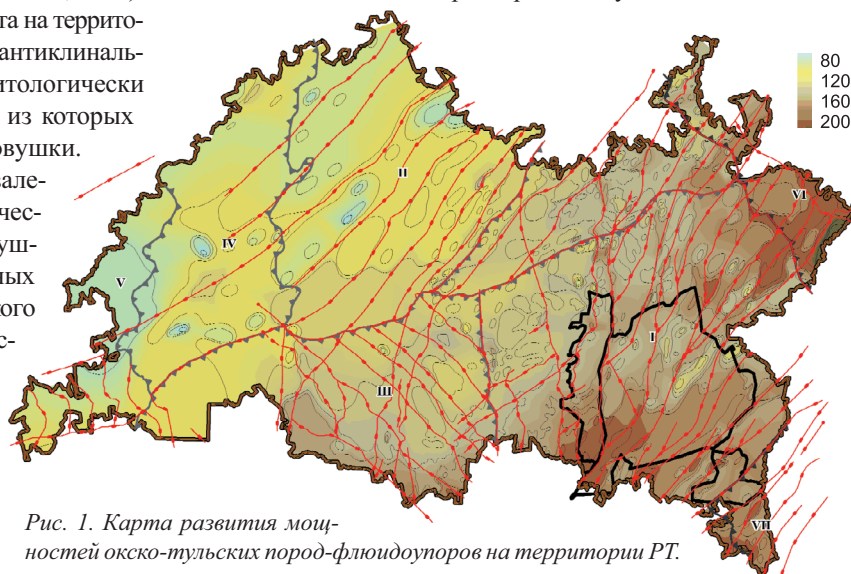


Рис. 1. Карта развития мощностей окско-тульских пород-флюидоупоров на территории РТ.



Рис. 2. Палеогеографические условия осадконакопления в бобриковско-радаевское время. Фациальные условия осадконакопления: 1 – опресненный реликтовый морской бассейн; 2 – аллювиальные русла и долины; 3 – озерно-пойменные долины; 4 – заболоченная пойменная долина.

восточного, южного, юго-восточного склонов ЮТС. Замещение пласта-коллектора на периклинали и в крыльевой части выявлено, к примеру, на Булатовской группе поднятий Мухарметовского месторождения (Рис. 3), расположенных на восточном склоне ЮТС. Амплитуды поднятий не превышают 10м, вскрытые нефтенасыщенные толщины составляют 3,5–4,4 м, дебит – 5–17 т/сут. Выявленный тип антиклинальных, литологически-экранированных, сводовых залежей на относительно «бедном» нефтеносностью по разрезу осадочной толщи участке, вынуждает особо тщательно выбирать систему ее разработки.

II. Залежи антиклинально-стратиграфического класса контролируются ловушками, образованными одновременно структурными формами и поверхностями несогласий. Сформировались ловушки в результате денудационных процессов происходивших в посттурнейское время. Район распространения залежей этого типа – восточный борт Мелекесской впадины, северной части Южно-Татарского купола, отчасти на юго-восточном склоне СТС. Здесь процессы денудации и аккумуляции способствовали образованию ловушек в песчано-алевритовых накоплениях над поверхностью несогласия. Форма и конфигурация ловушки определяется аккумулятивными накоплениями, выполняющими эрозионно-карстовый турнейский рельеф. Сами турнейские останцы не являются ловушками для углеводородов, так как покрывающая над ними разрушена. В зависимости от места размещения эрозионно-карстового врез в современном структурном плане турнейской поверхности в пределах локального поднятия – своде, крылу или периклинали выделяются два типа залежи над поверхностью несогласия: сводовые и периклинали-

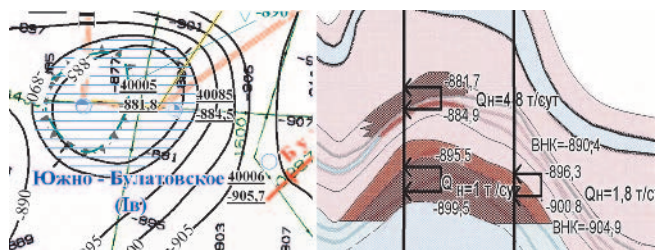


Рис. 3. Структурная карта Южно-Булатовского поднятия Мухарметовского месторождения и геологический профиль по линии скв. 40005, 40085 по толще кизеловских и бобриковских отложений.

но-крыльевые. Примеров типичных залежей, расположенных на восточном борту Мелекесской впадины множество. Например, на Фильтрационной и Сунчелевской залежах нефтенасыщенные толщины коллекторов варьируют от 8,4 до 23,2 м, дебиты составляют от 6,0 до 18,0 т/сут.

III. Литологически экранированные залежи нефти, связанные с моноклинальными склонами, имеют место быть, но встречаются крайне редко. Залежь этого типа, к примеру, Комаровская, встречена в южной бортовой зоне Нижнекамского прогиба. Нефтенасыщенные мощности пластов небольшие – 2,0–3,0 м, этаж нефтеносности тоже невелик – до 8–15 м.

Таким образом, научно-обоснованный и современный взгляд геолога на геометрию типов залежей, условий формирования залежей, а также, характер геологических структур, с которыми они генетически связаны, является инновационной технологией для методик поиска, разведки и разработки залежей нефти бобриковско-радаевского горизонта. Планирование и проведение поисково-разведочных работ на поиски залежей нефти в отложениях радаевско-бобриковского горизонта должно опираться на особенности строения разведываемых объектов, что позволит обеспечить наилучший выбор точек заложения минимально необходимого числа эффективных скважин.

Литература

Гусейнов А.А. и др. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. М: Недра. 1988. 270.

Ларочкина И.А. Палеогеоморфологическая обстановка осадконакопления радаевско-бобриковских отложений и ее влияние на размещение ловушек нефти на территории Татарской АССР. Диссертация на соискание ученой степени к. г.-м. н. М. 1986.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: изд-во ООО «ПФ «Гарт». 2008. 210.

I.A. Larochkina, R.R. Ganiev, T.A. Kapkova. **Development of types of oil deposits in working out bobrikovskii adjournments and mechanism of its development – base of designing of wells boring.**

The rational technique of search, investigation and working out bobrikovsko-radaevskih adjournment should be based on strict scientific knowledge of features a structure of deposits dated for the named horizons. There is a direct dependence of capacity of productive horizons and law of their development from the modern structural plan turney surfaces.

Keywords: Technique of searches, deposit, trap, bobrikovsko-radaevsky horizon, explorative drilling.

Ганиев Радик Рафкатович

Зам. директора Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан

420089, г. Казань, ул. Даурская, 28, Тел.: (843) 298-59-65.



Татьяны Анатольевны Капкова

Сотрудник Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан

420089, г. Казань, ул. Даурская, 28, Тел.: (843) 298-59-65.



ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ПУСКЕ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБОРУДОВАННОЙ УСТАНОВКОЙ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

На основе математического и численного моделирования изучаются термо- и гидродинамические процессы при выводе на рабочий режим нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой электроцентробежного насоса. Приводится анализ результатов вычислительных экспериментов.

Ключевые слова: математическое моделирование, тепломассоперенос, фильтрация, переходной процесс, многофазный поток, добывающая скважина, электроцентробежный насос, нефтяной пласт.

Вывод нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой многоступенчатого электроцентробежного насоса (УЭЦН), на рабочий установившийся режим сопровождается взаимосвязанными переходными нестационарными термогидродинамическими процессами, происходящими в пласте, трубах скважины, кольцевом затрубном пространстве и каналах электроцентробежного насоса. Для управления работой УЭЦН используются наземные станции управления (СУ), которые позволяют выполнять частотное изменение рабочих характеристик УЭЦН, контролировать важнейшие параметры установки в пределах заданных диапазонов изменения этих характеристик, устанавливать допустимые временные интервалы работы УЭЦН вне этих диапазонов и отключать ее в случае, если по истечении заданного времени установка продолжает работать в аварийном режиме. Срабатывание защит СУ может происходить при контроле потребляемой мощности, силы тока, температуры погружного электродвигателя (ПЭД), вращающего вал насоса, температуры кабельной линии, вибрации установки и других параметров. Кроме того, телеметрические датчики, установленные на погружной установке, позволяют передавать на СУ текущую информацию о давлении и температуре на приеме ЭЦН, необходимую для оценки величины газосодержания на входе в насосный узел и положения динамического уровня в кольцевом пространстве. Станция управления может работать в автоматическом режиме, отключая и включая УЭЦН в соответствии с заданными оператором данными.

Таким образом, при математическом моделировании процесса вывода насосной скважины на рабочий режим с помощью станции управления необходимо имитировать работу ее контроллера.

Математическое описание течения трехфазной смеси в скважине. Для расчета процессов тепломассопереноса при движении газодонефтяной смеси в трубах скважины воспользуемся системой уравнений, полученной в результате осреднения и конкретизации (Саламатин, 1987; Конохов, 1990) общих моделей (Нигматулин, 1987) с учетом специфических особенностей скважинных потоков. Эта система включает в себя уравнения неразрывности отдельных фаз, формулировки законов сохранения массы

газа, растворенного в нефтяной составляющей смеси, импульса и энергии смеси, а также дополнительные соотношения, связывающие между собой различные характеристики потока:

$$\begin{aligned} \frac{\partial G_1}{\partial t} + w_1 \frac{\partial G_1}{\partial z} &= f_k \left(\rho_1 \varphi_1 \frac{\partial w_1}{\partial t} - J w_1 \right), \\ \frac{\partial G_2}{\partial t} + w_2 \frac{\partial G_2}{\partial z} &= f_k \left(\rho_2 \varphi_2 \frac{\partial w_2}{\partial t} + J w_2 \right); \end{aligned} \quad (1)$$

$$\frac{\partial G_3}{\partial t} + w_1 \frac{\partial G_3}{\partial z} = f_k \rho_3 \varphi_3 \frac{\partial w_1}{\partial t},$$

$$J = \frac{\rho_1 \varphi_1}{1 - C_H F} \cdot \left[\frac{\partial}{\partial t} (C_H F) + w_1 \frac{\partial}{\partial z} (C_H F) \right], \quad \varphi_2 > 0; \quad (2)$$

$$\frac{\partial G}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z} \sum_{i=1}^3 G_i w_i = -f_k \left(\frac{\partial P}{\partial z} + \frac{2\tau_{cm}}{r_k} - \rho g \cdot \cos \phi \right); \quad (3)$$

$$\begin{aligned} f_k \sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i C_{pi} \frac{\partial T}{\partial t} + \sum_{i=1}^3 G_i C_{pi} \frac{\partial T}{\partial z} &= f_k T \cdot \sum_{i=1}^3 \alpha_{pi} \varphi_i \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \\ + T \cdot \sum_{i=1}^3 \frac{G_i}{\rho_i} \alpha_{pi} \cdot \frac{\partial P}{\partial z} &+ 2\pi r_k (\tau_{cm} w - q_{cm}) + f_k (Q_v - JL), \\ \rho &= \sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i, \quad w_j = C_j w + v_j, \quad j = 2, 3; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\beta_3 = \frac{G_3 (\rho_1 (1 - \beta_2) + \rho_2 \beta_2)}{\rho_3 (G - G_3) + \rho_1 G_3},$$

$$\beta_2 = \frac{G_2 \rho_1 \rho_3}{\rho_3 [\rho_1 G_2 + \rho_2 (G - G_2)] + G_3 \rho_2 (\rho_1 - \rho_3)}. \quad (5)$$

Здесь t – время, z – координата пространственной оси OZ с началом на забое скважины; ρ_i , w_i , G_i , φ_i и β_i – средние по сечению f_k канала плотность, средневзвешенная скорость, массовый расход, истинное и расходное объемные содержания i -ой фазы (нижние индексы 1, 2 и 3 относятся к нефтяной, газовой и водной фазам соответственно); P , T , ρ , w , G – давление (одинаковое для всех фаз), температура,

плотность, объемная скорость и массовый расход смеси; α_{pp}, α_{Ti} – коэффициенты теплового расширения и объемной упругости i -ой фазы; Q_V – отнесенная к единице объема смеси линейная мощность распределенных вдоль насосно-компрессорных труб (НКТ) внешних источников тепла, обусловленных потерями электроэнергии в кабеле, питающем УЭЦН; τ_{cm} и q_{cm} – средние по периметру канала касательное напряжение и плотность теплового потока на стенке скважины; J – массовая скорость образования газовой фазы за счет нефтяной, отнесенная к единице объема смеси; L – скрытая теплота растворения газа в нефти; C_H – массовая концентрация газа, растворенного в нефти при давлении P выше давления P_H насыщения нефти газом; $F(P/P_H, T)$ – обобщенный коэффициент растворимости газа в нефти; C_j – аналоги коэффициента Зубера, учитывающие неравномерность распределения по сечению f_k скорости смеси и объемных истинных концентраций j -ой дисперсной фазы; v_j – ее скорость дрейфа; r_k – радиус канала (значения $k=0$ и 1 соответствуют участку $0 < z < Z_3$ обсадной колонны скважины ниже точки Z_3 подвески погружной установки и насосно-компрессорным трубам при $Z_3 < z < H_c, H_c$ – глубина скважины); g – проекция вектора ускорения силы тяжести на ось OZ ; $\phi(z)$ – угол наклона профиля скважины относительно оси OZ .

Математическая модель трехфазного потока в насосном узле. Расчет характеристик смеси при ее движении в каналах ЭЦН и параметров работы отдельных ступеней осуществляется с помощью системы дифференциальных уравнений (Саламатин, 1987; Конохов, 1990), обобщающей дискретную схему П.Д. Ляпкина и В.И. Игровского (Ляпков, 1979):

$$\frac{d}{dm}(\rho_1 \beta_1 w) = -JM, \quad \frac{d}{dm}(\rho_2 \beta_2 w) = JM, \quad \frac{d}{dm}(\rho_3 \beta_3 w) = 0, \quad (6)$$

$$J = \frac{1}{M} \frac{\rho_1 \beta_1 w}{1 - C_H F} \cdot \frac{d}{dm}(C_H F), \quad \varphi_2 > 0; \quad (7)$$

$$\frac{dP}{dm} = g \rho M \cdot \Delta H, \quad 0 < m < 1; \\ \sum_{i=1}^3 \rho_i \beta_i w C_{pi} \frac{dT}{dm} = \left(T \sum_{i=1}^3 \alpha_{pi} \beta_i + \frac{1-\eta}{\eta} \right) w \frac{dT}{dm} - JML; \quad (8)$$

$$\Delta H = \Delta H_v [2 - q - A(1-q)^2], \\ \eta = \eta_v [1 - (1+A)(1-q)^2 + A(1-q)^3]; \quad (9)$$

$$q = \frac{Q}{Q_v}, \quad K_Q = \frac{Q_v}{Q_B}, \quad K_H = \frac{\Delta H_v}{\Delta H_B}, \quad K_\eta = \frac{\eta_v}{\eta_B}. \quad (10)$$

Здесь m – доля ступеней, пройденных потоком; M – общее число ступеней в насосном узле; $\Delta H, \eta = g \rho \Delta H Q / \Delta N, Q = G/\rho$ и ΔN – напор, коэффициент полезного действия, объемный расход и потребляемая мощность, характеризующие работу отдельной ступени при перекачке смеси; K_Q, K_H и K_η – коэффициенты относительных подачи, напора и к.п.д. работы ступени, отражающие снижение ее оптимальных параметров $Q_v, \Delta H_v, \eta_v$ при перекачке вязких сред по сравнению с соответствующими оптимальными показателями $Q_B, \Delta H_B, \eta_B$ работы ступени на воде; q –

относительный расход смеси.

Возможность изменения режима работы УЭЦН с помощью станции управления (например, типа «ЭЛЕКТОН») требует учета зависимости параметров работы электроцентробежного насоса и мощности, потребляемой погружным электродвигателем, от частоты (Технологический регламент, 2007):

$$Q_B = Q_{BH} \frac{\omega}{\omega_H}, \quad \Delta H_B = \Delta H_{BH} \left(\frac{\omega}{\omega_H} \right)^2, \\ \Delta N_B = N_{BH} \left(\frac{\omega}{\omega_H} \right)^3, \quad N_d = N_{dH} \frac{\omega}{\omega_H}, \quad (11)$$

где $Q_{BH}, \Delta H_{BH}, \eta_{BH}$ и N_{dH} – характеристики ступени и двигателя установки при номинальной угловой скорости вращения вала ПЭД ($\omega_H = 50$ Гц), а $Q_B, \Delta H_B, \eta_B$ и N_d – при частоте ω , отличной от ω_H .

Модели (1) – (5), (6) – (10) обобщают уравнения однофазного (нефтяного или водного) и двухфазного (газонефтяного или водонефтяного) потоков в каналах ЭЦН, которые являются ее частными случаями.

Математическая модель двухфазной фильтрации.

Уравнения двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей в рамках крупномасштабного приближения с учетом сжимаемости пористой среды и жидкостей в пренебрежении силой тяжести могут быть записаны в виде (Чекалин и др., 2009):

$$\beta \frac{\partial p}{\partial t} + \text{div} \mathbf{V} = 0, \quad \text{div}(\mathcal{N}) + m \frac{\partial S}{\partial t} = 0, \\ \mathbf{V} = -KK^* \cdot \nabla p, \quad K_\phi = \frac{K_{\phi 1}}{\mu_1} + \frac{K_{\phi 3}}{\mu_3}; \quad (12)$$

$$f = \frac{K_{\phi 3}}{\mu_3 K_\phi}, \quad K_{\phi 3} = \begin{cases} 0, & 0 \leq S \leq S_* \\ \left(\frac{S - S_*}{S_*} \right)^3, & S_* \leq S \leq 1, \end{cases} \\ K_{\phi 1} = \begin{cases} \left(\frac{S^* - S}{S^* - S_*} \right)^3, & 0 \leq S \leq S^* \\ 0, & S^* \leq S \leq 1, \end{cases} \quad (13)$$

где p, S и $\mathbf{V} = \mathbf{V}_1 + \mathbf{V}_3$ – давление, водонасыщенность и вектор суммарной скорости фильтрации в пласте, $m, V_r, K_{\phi i}$ и β_i – вязкость, скорость, относительная фазовая проницаемость и коэффициент упругости i -ой фазы, K и m – абсолютная проницаемость и динамическая пористость, $f(S)$ – доля воды в суммарном фильтрационном потоке, $\beta_{ic} = \beta_c + m\beta_i$ и β_c – упругость среды с i -ой фазой и скелета, $\beta = (1-S)\beta_{3c} + S\beta_{1c}, S_*$ и S^* – значения связанной и предельной водонасыщенности.

Будем рассматривать фильтрацию в плоскорадиальном слоисто-неоднородном пласте с непроницаемыми кровлей и подошвой. На границах слоев, где абсолютная проницаемость K терпит разрыв первого рода, выполняются условия сопряжения: $[p]=0, [V_z]=0, [l]=0$. Добывающая скважина находится на левой границе γ_L пласта при $r=r_o$. Закачка воды осуществляется на контуре питания – правой границе γ_R при $r=R_k$. Каждая из этих границ может включать как все слои, так и только некоторые из них (в этом случае границы нескрытых слоев являются частью общей не-

проницаемой границы пласта). На участках γ_R и γ_L заданы граничные условия для давления p :

$$z \in \gamma_R : p|_{r=R_k} = P_{nl} ; z \in \gamma_L : p|_{r=r_0} = P_3(t). \quad (14)$$

В этом случае суммарный массовый приток $G_{II}(t)$ из пласта (дебит скважины) и его обводненность $\theta(t)$ определяются в результате решения фильтрационной задачи. Начальные условия $S(r; z, 0) = S^0(r; z)$ и $p(r; z, 0) = p^0(r; z)$ определяют состояние пласта перед включением электроцентробежной установки.

Сопряжение математических моделей. Условия сопряжения решений систем уравнений (1) – (5) и (12), (13) связывают характеристики фильтрационного потока и потока в обсадной колонне при $z=0$ на забое скважины:

$$P|_{z=0} = P_3(t), T|_{z=0} = T_3(t) = T_{nl}, \beta_3|_{z=0} = \theta(t),$$

$$G|_{z=0} = G_{II}(t). \quad (15)$$

Эти условия позволяют найти термогидродинамические характеристики смеси в обсадной колонне скважины на участке $0 < z < Z_3$ от ее забоя до координаты Z_3 подвески УЭЦН.

Для сопряжения решений систем (1) – (5) и (6) – (10) на приеме УЭЦН (на входе в насосный узел) служат аналогичные условия:

$$P|_{m=0} = P(t)|_{z=Z_3-0}, T|_{m=0} = T(t)|_{z=Z_3-0}, G|_{m=0} = G(t)|_{z=Z_3-0}, \quad (16)$$

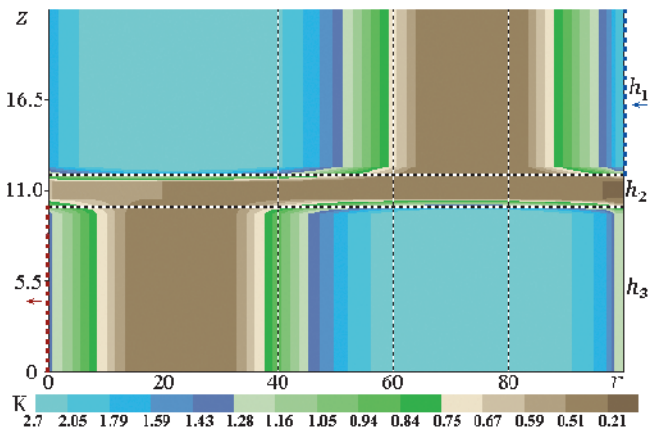


Рис. 1. Карта распределения абсолютной проницаемости K по вертикальному разрезу трехслойного плоскорадиального пласта.

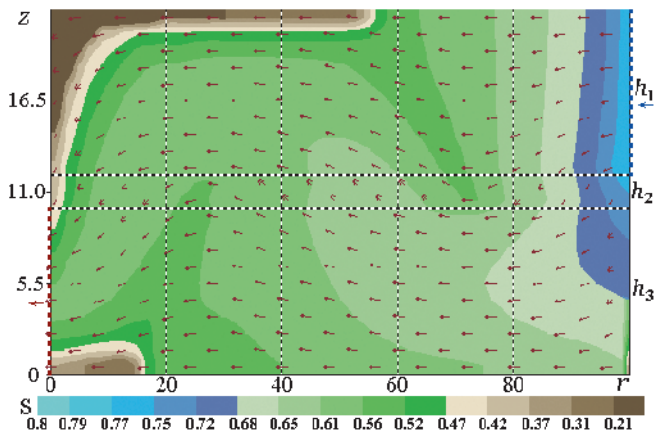


Рис. 2. Распределение насыщенности S и поле направлений вектора V в вертикальном разрезе пласта.

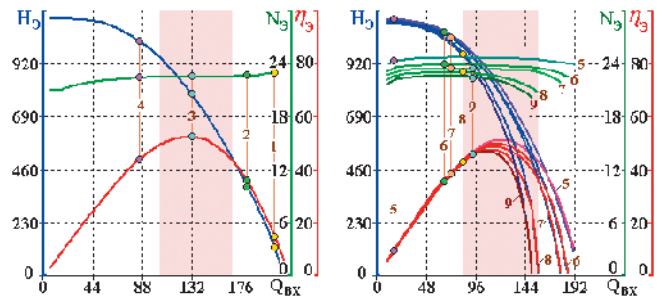


Рис. 3. Изменение напора H_3 (м), полезной мощности N_3 (кВт) и к.п.д. η_3 (%) насоса ЭЦН5–130–800 в процессе вывода скважины на рабочий режим. 1–9: $t=0.5$ мин, 11 мин, 53 мин, 1ч 50 мин, 1ч 53 мин, 5ч 45 мин, 8, 9 и 20 ч.

$$\beta_3|_{m=0} = \beta_3(t)|_{z=Z_3-0}, \beta_2|_{m=0} = \beta_2(t)|_{z=Z_3-0}.$$

Здесь параметры потока в точке $z=Z_3-0$ находятся из решения уравнений (1) – (5) на участке скважины $0 < z < Z_3$. Условия (16) позволяют рассчитать характеристики трехфазного потока в каналах ЭЦН, в том числе – величины $P_{m=1}, T_{m=1}, G_{m=1}, \beta_{2,m=1}$ и $\beta_{3,m=1}$ на выкиде насоса. Последние в свою очередь позволяют связать решения задач (6) – (10) в УЭЦН и (1) – (5) в НКТ при $Z_3 < z < H_C$, где H_C – координата устья скважины. Соответствующие условия сопряжения в точке $z=Z_3+0$ (на входе в НКТ) имеют вид:

$$P|_{z=Z_3+0} = P(t)|_{m=1}, T|_{z=Z_3+0} = T(t)|_{m=1}, G|_{z=Z_3+0} = G(t)|_{m=1}, \quad (17)$$

$$\beta_3|_{z=Z_3+0} = \beta_3(t)|_{m=1}, \beta_2|_{z=Z_3+0} = \beta_2(t)|_{m=1}.$$

Наконец, на устье скважины при $z=H_C$ зададим граничное условие:

$$P|_{z=H_C} = P_{ycm}(t), \quad (18)$$

где $P_{ycm}(t)$ – заданное давление, определяемое линейным давлением сборного трубопровода. Очевидно, такая постановка требует решения обратной задачи (1) – (18), поскольку величины $P_3(t), \theta(t), G_{II}(t)$ являются неизвестными. Прямая задача о выводе нефтяной скважины на рабочий режим решалась методом конечных разностей. Для нахождения обратного решения использовались итерационные методы.

Соответствующие численные модели и алгоритмы реализованы в программном комплексе, позволяющем изучать взаимосвязанные процессы во всех элементах системы «пласт – скважина – УЭЦН» на основе вычислительных экспериментов. Специальный программный блок разработан для имитации работы контроллера СУ «ЭЛЕКТОН».

Результаты вычислительных экспериментов. Продемонстрируем возможности разработанного программного комплекса на примере вывода на рабочий режим скважины, оборудованной УЭЦН, при типичных условиях добычи водонефтегазовой продукции для Ромашкинского месторождения Республики Татарстан, характеризуемых пластовыми давлением и температурой $P_{nl} = 17$ МПа, $T_{nl} = 40^\circ\text{C}$.

В рассматриваемом примере скважина вскрывает пласт, состоящий из трех слоев различной толщины $h_n, n=1,2,3$, неоднородных по абсолютной проницаемости (Рис. 1). На рисунке участки боковых границ пласта, через которые производится закачка воды и отбор продукции, а

также горизонтальные границы между слоями показаны пунктиром. В нижней части рисунка приведена шкала проницаемости и соответствующая ей цветовая палитра. Карта водонасыщенности S в пласте и поле направлений вектора V скорости фильтрации, иллюстрирующее направление фильтрационного потока перед остановкой скважины для проведения ремонтных работ показаны на рис. 2. Обводненность дебита добывающей скважины составляет 60 %, $S_* = 0.2$, $S^* = 0.8$.

Будем считать, что после остановки в процессе глушения скважины водой давление в пласте восстановилось до начального пластового давления, так что $p(r, z, 0) = P_{пл}$. Положение уровней жидкости глушения в кольцевом пространстве и НКТ определяется гидростатическим распределением давления при $P_3(t=0) = P_{пл}$ и атмосферном давлении воздуха над уровнями.

Профиль скважины определяется следующими инклинометрическими значениями (в метрах): (0, 1600) – устье скважины; (0, 1510) – конечная точка вертикального участка профиля скважины; (16, 940) – конечная точка участка набора кривизны; (45, 440) – точка начала участка стабилизации; (65, 250) – точка начала участка естественного падения; (75, 0) – забой скважины. Внутренние радиусы r_0 и r_1 обсадной колонны и НКТ равны 0.065 и 0.035 м. Давление на устье скважины $P_{усть} = 1.5$ МПа.

Насосная установка расположена в точке с координатами $(x_3, Z_3) = (70, 100)$ и собрана из $M=200$ ступеней ЭЦН5-130 и погружного электродвигателя ПЭД35-123. Оптимальные параметры работы ступени на воде: $Q_{BH} = 130$ м³/сут; $\Delta H_{BH} = 4.07$ м; $\eta_{BH} = 55$ %. Номинальные характеристики ПЭД35-123: $N_{ДН} = 35$ кВт; $\eta_{ДН} = 72$ %; $I_{ДН} = 70$ А – сила тока; $\cos \varphi_{ДН} = 0.82$ – коэффициент мощности.

Плотность и вязкость нефти и воды в пластовых условиях $\rho_{пл} = 806$ кг/м³; $\rho_{3пл} = 1160$ кг/м³; $\mu_{пл} = 5.7$ мПа·с; $\mu_{3пл} = 1.6$ мПа·с; вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях $\mu_{1cy} = 26$ мПа·с; $\alpha_{P1} = 0.0009$ °C⁻¹; $\alpha_{T1} = 0.00125$ МПа⁻¹; $C_{P1} = 1.88$ кДж/(кг °C); $C_{P3} = 4.15$ кДж/(кг °C); $\alpha_{P3} = 0.0004$ °C⁻¹; $\alpha_{T3} = 0.0008$ МПа⁻¹. Величина вязкости воды в скважине и каналах насосного узла считалась постоянной: $\mu_3 = \mu_{3пл}$. Вязкость μ_1 нефти вычислялась по корреляционной формуле $\mu_1(P, T) = \mu_{1H}(T) [\mu_{10ec}(T) / \mu_{1H}(T)]^F$, где μ_{1H} и μ_{10ec} – коэффициенты ее динамической вязкости при $P = P_H$ и $P = 0$ соответственно, $F(P/P_H, T)$ – коэффициент растворимости. Основным компонентом газа, выделяющимся из нефти, является метан: $\rho_{2cy} = 0.716$ кг/м³ – его плотность при стандартных условиях, $Z_T = 0.94$ – коэффициент сверхсжимаемости газа; $C_{P2} = 2.7$ кДж/(кг °C), $\alpha_{P2} = \eta_{P2} + 1/T$, $\eta_{P2} = 8 \cdot 10^{-4}$ °C⁻¹, $\alpha_{T2} = \xi_T - 1/P$, $\xi_T = 3.5 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, $L = 167.5$ кДж/кг. Величины газового фактора V_{T0} и давления P_{H0} насыщения нефти газом (при $T = 0$ °C) составляют 80 м³/м³ и 10 МПа.

Для вычисления плотностей фаз ρ_i , эффективной вязкости v смеси, величин Q_v , τ_{cm} , q_{cm} , C_p , v_p , C_H , $F(P/P_H, T)$, $\mu_{1H}(T)$, $\mu_{10ec}(T)$, K_O , K_H , K_η и др. использовались соотношения и полуэмпирические зависимости, полученные в работах (Саламатин, 1987; Конохов, 1990).

Перейдем к анализу переходных процессов, начинающихся в системе «пласт – скважина – УЭЦН» после включения установки в момент $t=0$. Рисунки 3 – 5 иллюстрируют динамику изменения некоторых основных характеристик потока в скважине после пуска. Некоторое время в про-

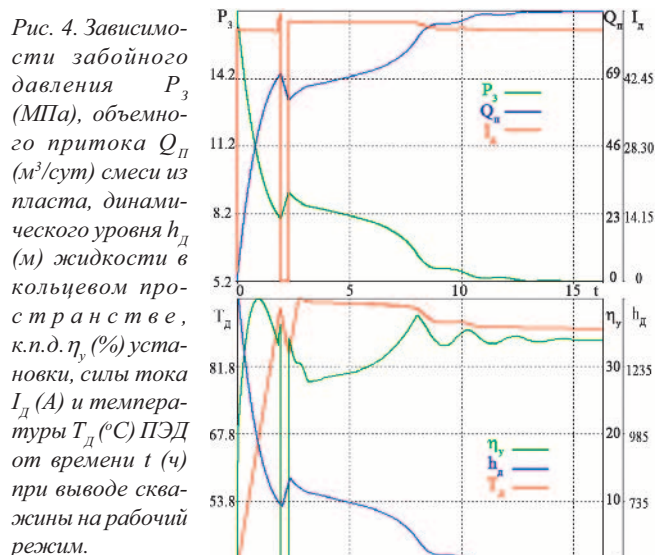


Рис. 4. Зависимости забойного давления P_3 (МПа), объемного притока Q_{II} (м³/сут) смеси из пласта, динамического уровня h_d (м) жидкости в кольцевом пространстве, к.п.д. η_y (%) остановки, силы тока I_d (А) и температуры T_d (°C) ПЭД от времени t (ч) при выводе скважины на рабочий режим.

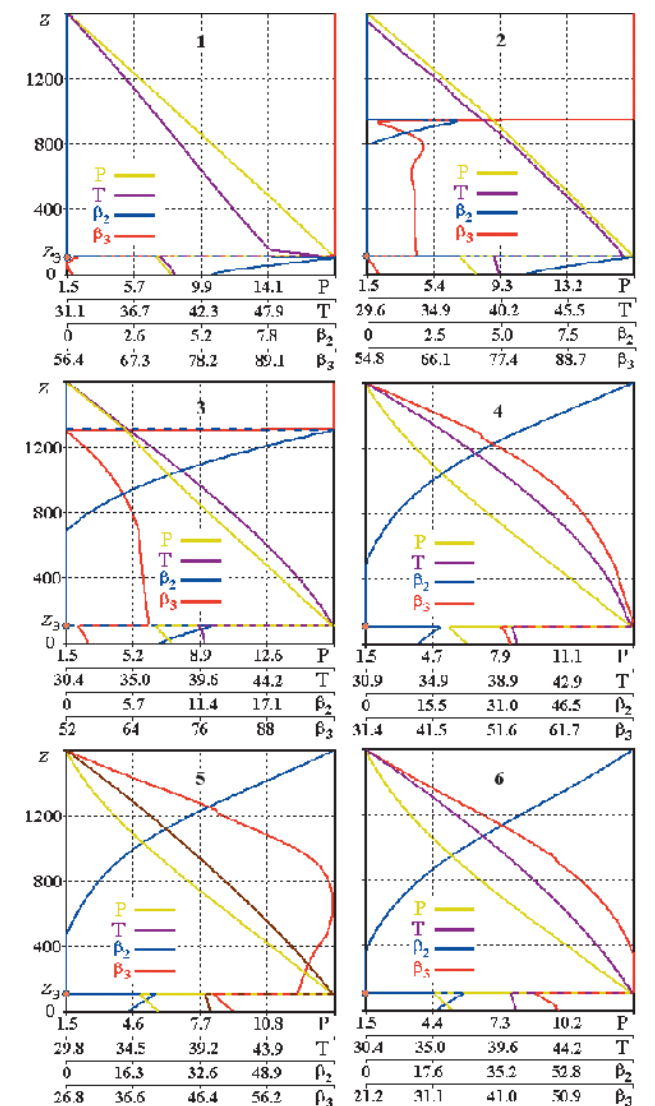


Рис. 5. Распределения давления P (МПа), температуры T (°C), объемных расходов газо- и водосодержаний β_2 и β_3 (%) по стволу скважины. 1 – 6: $t = 1$ ч 53 мин, 5ч 45 мин, 7, 8, 9 и 20 ч.

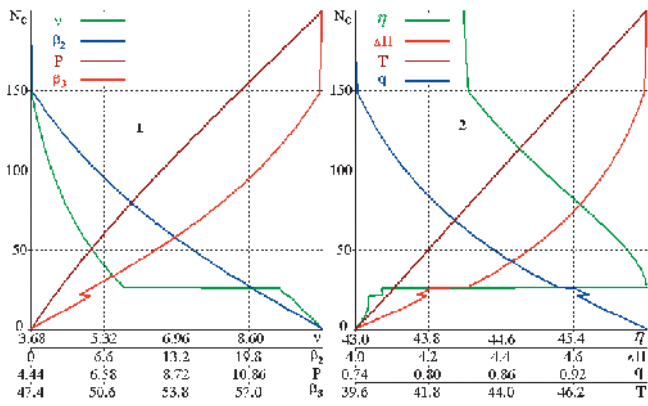


Рис. 6. Распределения давления P (МПа), температуры T ($^{\circ}C$), объемных расходов газо- и водосодержаний β_2 и β_3 (%), динамической вязкости ν смеси (мПа·с), напора ΔH (м), относительного расхода q (д.ед.) и к.п.д. η (%) ступеней по длине насосного узла после вывода скважины на рабочий режим ($t=20ч$).

переходит в режим работы с минимальными напором H_3 и к.п.д. η_3 при максимальной подаче Q_{BX} (Рис. 3, точки 1), поскольку давление на приеме насоса достаточно велико, и для начала движения столба жидкости в НКТ достаточно небольшого перепада давления. Начальная стадия освоения скважины характеризуется тем, что насос работает на воде, в основном откачиваемой из затрубного пространства. По мере снижения динамического уровня h_d происходит уменьшение забойного давления P_3 , а приток Q_{II} жидкости из пласта постепенно увеличивается (Рис. 4). Подача ЭЦН постепенно снижается, а развиваемый им напор и к.п.д. возрастают (Рис. 3, точки 2 – 4).

В обсадной колонне скважины ниже УЭЦН происходит постепенное замещение жидкости глушения смесью, поступающей в скважину из пласта. При снижении давления ниже давления насыщения на этом участке начинается процесс разгазирования нефти. В результате при подходе водонефтегазовой смеси к приему насоса расходное газосодержание в этой точке составляет около 11 %, а водосодержание – порядка 60 % (Рис. 5, 1).

При появлении газа и нефти в составе перекачиваемой насосом продукции происходит резкое увеличение ее вязкости наряду со снижением плотности смеси. В результате происходит изменение самих интегральных характеристик ЭЦН и быстрое смещение точки работы насоса на кривых напора H_3 , к.п.д. η_3 и полезной мощности N_3 к режиму минимальной подачи Q_{BX} (Рис. 3, точка 5), определяемой в случае трехфазной смеси как объемный расход воды и нефти, приведенный к стандартным условиям. В то же время возрастает сила тока ПЭД (Рис. 4), оставаясь в пределах допустимого диапазона установок контроллера СУ. Насосная установка начинает работать в условиях ее недогруза по мощности и срабатывает соответствующая защита контроллера – через заданное время установка автоматически отключается. Давление на выкиде ЭЦН резко падает, что приводит к закрытию обратного клапана в НКТ. Как видно на рис. 4, 1 ($t=1$ ч 53 мин), в период работы УЭЦН в данном режиме температура смеси в точке $z=Z_{3+0}$ увеличивается за счет возрастания потерь энергии в установке, расходующейся на нагрев перекачиваемой ею смеси.

Интересно отметить, что попытки стабилизации работы УЭЦН за счет увеличения частоты ω в данном случае не приводят к успеху из-за быстрого роста силы тока I_d

ПЭД, несмотря на то, что при этом насос переходит в режим оптимальной работы. В результате величина I_d при $\omega=55$ Гц почти в 1.5 раз превышает номинальное значение тока и срабатывает защита установки от перегруза.

После отключения УЭЦН за счет продолжающегося притока из пласта начинается рост динамического уровня h_d и давления на приеме УЭЦН наряду со снижением забойного давления P_3 и величины Q_{II} (Рис. 4). Одновременно происходит охлаждение ПЭД – его температура T_d падает. Через 30 мин после отключения контроллер СУ повторно запускает УЭЦН и начинается вторая стадия освоения скважины, в течение которой водный столб в НКТ замещается водонефтегазовой смесью, преимущественно поступающей в насос по обсадной колонне из пласта и частично – из кольцевого пространства (Рис. 5, 2 – 4). Нетрудно видеть, что процесс разгазирования нефти происходит в скважине дважды: сначала ниже координаты Z_3 спуска УЭЦН, а затем (после обратного растворения газа в нефти в каналах насосного узла) – выше точки Z_3 при движении водонефтяной смеси в НКТ. Появление газа способствует увеличению ее скорости, снижению плотности трехфазной смеси и, как следствие, – уменьшению веса столба жидкости, преодолеваемого насосом при ее подъеме к устью скважины. В результате начинается постепенное смещение точки работы (Рис. 3, точки 6 – 9) насоса по интегральным кривым H_3 , η_3 и N_3 в область околооптимальных подач Q_{BX} , соответствующую диапазону $0.7 < q < 1.3$, показанную на рисунке полосой розового цвета. Продолжительность второй стадии составляет около четырех часов.

Следующая наиболее длительная стадия характеризуется постепенной стабилизацией всех характеристик системы «пласт – скважина – УЭЦН»: уровня h_d , забойного давления P_3 , притока Q_{II} из пласта, к.п.д. η_3 УЭЦН, силы тока I_d и температуры T_d . Этот процесс носит периодический характер с затухающей амплитудой колебаний (Рис. 4). Такая особенность процесса обусловлена различными эффектами, возникающими в системе: перераспределением фаз во всей системе, инверсией фаз в потоке, уменьшением плотности смеси в затрубном пространстве из-за естественной сепарации в него нефти и газа на приеме УЭЦН, ростом давления газа в затрубном пространстве при $z > h_d$, изменением протяженности областей двухфазного водонефтяного и трехфазного водонефтегазового потоков в стволе скважины и каналах насосного узла.

Для иллюстрации влияния эффекта инверсии жидких фаз на характеристики потока и показатели работы насосного узла, перекачивающего водонефтегазовую смесь, на рис. 6 представлены некоторые из них в зависимости от номера N_c ступени насоса. При расчетах принималось, что инверсия фаз в потоке происходит при критическом значении расходного водосодержания $\beta_{3кр} = 50\%$. Как видно на рисунке, эффективная вязкость ν смеси на начальном участке насосного узла определяется по вязкости нефти, являющейся несущей фазой смеси, и концентрации дисперсных фаз (газа и воды). По мере растворения газа в нефти с уменьшением газонасыщенности β_2 вязкость ν снижается, а доля β_3 воды в потоке возрастает. В 28-ой ступени водосодержание смеси достигает величины $\beta_{3кр}$ и происходит инверсия – непрерывной фазой становится вода. Вязкость смеси ν резко падает, а напор ΔH и к.п.д. η увеличиваются. Снижение газонасыщенности β_2 по дли-

ВЛИЯНИЕ ЗОНЫ МАЛЫХ СКОРОСТЕЙ НА СПЕКТРАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПРИРОДНЫХ МИКРОСЕЙСМ

В статье представлены результаты исследования влияния мощности зоны малых скоростей в точках наблюдения на спектральный состав микросейсм. Приведены зависимости частоты одного из спектральных максимумов от альтитуды в точке наблюдения. Предложен метод дифференциации спектральных максимумов, вызванных зоной малых скоростей от максимумов, вызванных наличием залежей углеводородов в разрезе. Сделано предположение о возможности использования спектрального анализа микросейсм при разведке подземных вод.

Ключевые слова: зона малых скоростей, микросейсм, спектр, спектральный максимум, низкочастотное сейсмическое зондирование.

Введение

Актуальность вопроса разбраковки структур выявленных сейсморазведкой по их нефтеперспективности очень высока. В настоящее время существует множество методик отвечающих на данный вопрос, с различной долей эффективности. Одна из групп технологий, применяющихся в последнее время во все возрастающем объеме, основана на изучении эффекта увеличения над нефтегазовыми залежами амплитуд естественного микросейсмического фона. Эффект наличия аномалий в низкочастотной части спектра естественных микросейсм над нефтегазо-

выми залежами известен достаточно давно (Графов и др., 1996) и наблюдается в различных нефтегазовых регионах (Dangel, 2003). На данном эффекте основан ряд методов поиска и разведки нефтегазовых залежей (Графов и др., 1996; Dangel, 2003), в том числе и метод Низкочастотного Сейсмического Зондирования (НСЗ).

Форма спектра микросейсм, согласно теоретическому обоснованию технологии НСЗ (Biral'tsev et al., 2006) определяется, главным образом, строением земной коры и осадочного чехла, его мощностью, наличием в данной толще неоднородностей (залежей нефти или газа, текто-

Окончание статьи В.М. Конохова, Е.В. Чекалина «Об особенностях процессов...»

не насосного узла сопровождается изменением относительного расхода q смеси ступеней. В целом же, все они работают в околооптимальном режиме.

Выход скважины на установившийся рабочий режим в рассматриваемом примере происходит примерно через 20 часов. Интересно отметить, что его характеристики хорошо согласуются с соответствующими характеристиками, полученными при решении обратной задачи для квазистационарного случая при том же значении устьевого давления и распределении фаз в пласте. Этот факт позволяет проводить предварительный экспресс-анализ существования рабочего режима скважины, оборудованной УЭЦН конкретного типа, а в противном случае – осуществить подбор насосного оборудования, глубины его спуска в скважину, при необходимости – установить штуцер на фонтанной арматуре и т.д. для обеспечения эффективной работы механизированного подъемника.

Литература

- Конохов В.М. Дисперсные потоки в нефтяных скважинах. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 1990. 140.
- Ляпков П.Д. Способ пересчета характеристики центробежного насоса с воды на эмульсию. *Нефтяное хозяйство*. № 5. 1979. 38-40.
- Нигматулин Р.И. *Динамика многофазных сред*. Ч. I. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит. 1987. 464.
- Саламатин А.Н. Математические модели дисперсных потоков. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 1987. 172.
- Технологический регламент ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ» по эксплуатации УЭЦН*. Версия 4.0. Самара. 2007. 41.

Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: Казан. гос. ун-т. 2009. 180.

V.M. Konyukhov, Yu.A. Volkov, A.N. Chekalin. Features of heat and mass transfer under putting on operation of producing oil well equipped with electric centrifugal pump.

Thermo- and hydrodynamic transient processes occurred under putting on operation of the producing oil well equipped with centrifugal electric pump are studied by mathematical and computer simulations. The results of computations are analyzed.

Keywords: mathematical modeling, heat and mass transfer, filtration, transient phenomena, multiphase flow, producing well, electric centrifugal pump, oil reservoir.

Владимир Михайлович Конохов

Д.ф.-м.н., профессор кафедры прикладной математики Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазные течения в пористых средах и скважинах.

Анатолий Николаевич Чекалин

Д.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета. Научные интересы: численные методы, многофазная многокомпонентная фильтрация.

420080, Россия, Казань, ул. Университетская, 17. Тел.: (843)292-75-24.

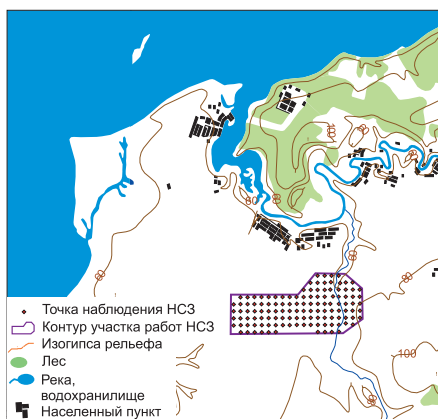


Рис. 1. Обзорная карта территории исследования.

нических нарушений), влиянием верхней части разреза (ВЧР) и зоны малых скоростей (ЗМС) на пути распространения и в пункте наблюдения микросейсмических волн, а также спектром мощных техногенных источников на территории исследования (Рыжов, 2009). С учетом этого спектры, полученные в точке наблюдения, являются суммарной компонентой всех перечисленных факторов и отображают амплитудно-частотную характеристику, как источников сигнала, так и среды.

Техногенные помехи, несмотря на их высокую интенсивность, как показано в (Рыжов, 2009), благодаря высокой степени монохромности в большинстве случаев легко удаляются из суммарного микросейсмического сигнала. Изменения, вызванные наличием ЗМС и ВЧР, не обладают данной особенностью и для их учета необходимо применять другие методы. Прежде всего, необходимо выявить, каким образом наличие зоны малых скоростей отражается в суммарном спектре микросейсмического сигнала. Один из видов данного влияния был исследован в работе (Биряльцев, 2008) и заключался в незначительном изменении частоты максимума, связанного с отражениями микросейсм от границы осадочный чехол-фундамент. Данные изменения вызваны изменением суммарного времени пробега сейсмической волны между дневной поверхностью и отражающим горизонтом при изменении толщины малоскоростной ЗМС. Это вывод можно экстраполировать и на максимумы вызванные наличием за-

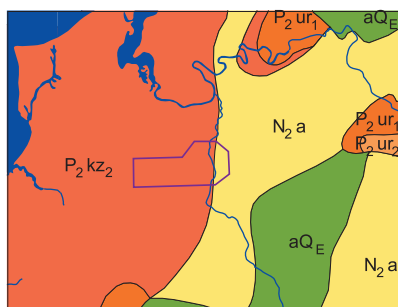


Рис. 2. Геологическая карта территории исследования.

лежей углеводородов, их частота также будет меняться в зависимости от альтитуды точки наблюдения.

Вышеуказанное влияние ЗМС проявляется интегрально с остальным массивом осадочного чехла. Вместе с тем, согласно теоретическим представлениям, в спектре микросейсм должны проявляться и собственные моды волновода дневная поверхность – граница ЗМС (Nakamura, 1989) на тех же частотах, что и от глубинных отложений.

В спектрах микросейсм в ряде случаев авторами наблюдаются высокоамплитудные максимумы в области 4 – 12 Гц. Эти максимумы значительно нестабильны по частоте, ширине максимума и амплитуде по площади исследования и существенно затрудняют обработку и интерпретацию спектров микросейсм при поисково-разведочных работах на залежи углеводородов. В результате проводимых работ, по основной задаче методики НСЗ – определения перспектив нефтеносности территории, на одной из площадей исследований был выявлен схожий максимум. С целью определения его возможной природы были проведены исследования зависимости его поведения от рельефа местности и геологической обстановки.

Объект исследования и методика работ

Территория исследования расположена в прибрежной зоне Куйбышевского водохранилища (Рис. 1). Восточная часть участка в субмеридиональном направлении расчленена рекой, которая разделяет его на пологую и возвышенную части. Перепад высот с запада на восток составляет порядка 15 м, пологая часть участка западная (Рис. 5).

В тектоническом плане территория исследования по поверхности кристаллического фундамента приурочена к северной части Мелекесской впадины, в зоне сочленения ее с Казанско-Кировским прогибом, разделенными между собой крупным региональным глубинным разломом первого порядка – Прикамским. По осадочному чехлу участок расположен в северной части крупного Пичкасско-Бугровского вала сквозного типа (Войтович, Гатиятуллин, 1998), осложняющего Мелекесскую впадину, отраженного по всем горизонтам осадочного чехла.

В соответствии с геологической картой Республики Татарстан западная пологая часть участка работ лежит на отложениях верхнеказанского подъяруса пермской системы (Рис. 2), а восточная возвышенная часть на отложениях неогеновой системы.

Отложения казанского яруса пермской системы представлены переслаиванием карбонатов с различными типами порового пространства, слоистых глин, глинистых алевролитов, мелкозернистых песчаников, мергелей с прослоями оолитовых и пелитоморфных доломитов.

Отложения неогеновой системы представлены переслаиванием глин серых, коричневых с подчиненными прослоями песчаников серых и алевролитов.

Регистрация низкочастотных сейсмических зондирований проводилась на поверхности Земли с помощью комплекта автономных регистраторов сейсмических сигналов, способных регистрировать вертикальную компоненту естественного низкочастотного волнового поля в диапазоне

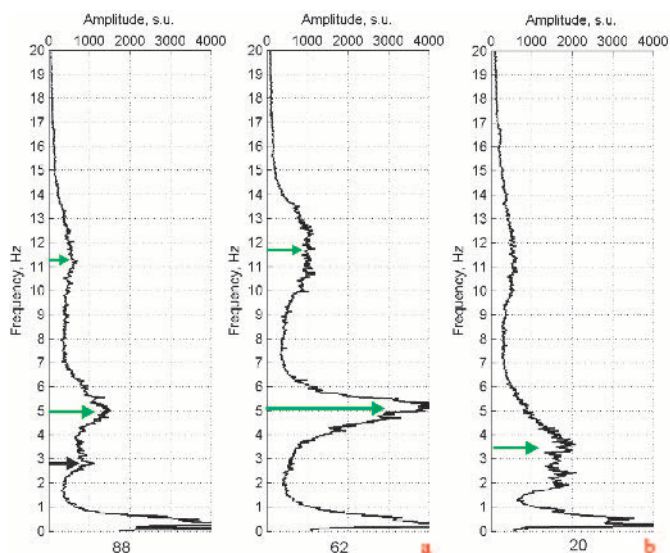


Рис. 3. Характерные типы спектров на участке работ.

частот от 0,5 до 20 Гц. Всего на участке исследования было отписано 123 точки по сети наблюдения 250 x 250 м. Длительность записи составляла не менее 1 часа.

Процедура обработки полевого материала включала в себя анализ сейсмограмм с оценками эффектов искажения, фильтрацию ударных и узкополосных помех, преобразование Фурье для перехода к спектральным плотностям и расчет параметров спектральных максимумов итоговых спектров.

Результаты

В результате проведенного исследования и анализа морфологии полученных спектров было выделено два характерных типа спектров – А и Б (Рис. 2).

Спектры типа «А» характеризуются наличием нескольких спектральных максимумов в диапазонах частот 2 – 3 Гц и 5 – 16 Гц.

Максимум, проявляющийся в диапазоне частот 2 – 3 Гц (Рис. 3а, отмечен черной стрелкой), в целом имеет слабо выраженную амплитуду и ширину не более 0,8 – 1 Гц, при этом по своей характеристике он стационарен во времени и пространственно устойчив по частоте. На данной территории этот максимум ассоциируется с поверхностью кристаллического фундамента, являющейся контрастной границей.

Максимумы, наблюдаемые на частотах более 4 Гц (Рис. 3а, отмечены зелеными стрелками), нестабильны как во времени записи, так и пространственно. Для них характерны значительные скачки по ширине и частоте аномалии.

Спектры типа «Б» характеризуются наличием широкой спектральной аномалии в частотном диапазоне от 1 до 4 Гц (Рис. 3б). Аномалия не структурирована и состоит из

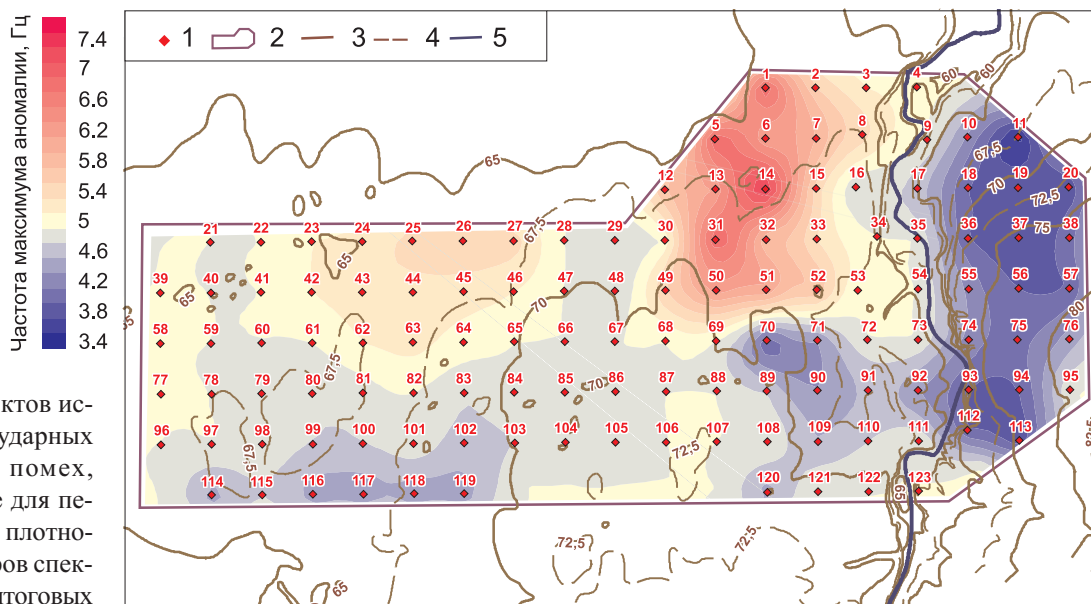


Рис. 5. Карта изменения частоты максимума аномалии в диапазоне 3 – 10 Гц. 1 – точки НСЗ; 2 – контур участка работ НСЗ. Изогипсы рельефа: 3 – через 5 м, 4 – через 2,5 м, 5 – река.

единой аномалии. Спектры данного типа имеют незначительное распределение по изучаемой территории и в основном встречаются в восточной части территории. Аномалии данного типа являются частным случаем аномалий свыше 4 Гц на спектрах типа «А», что подтверждается результатами сопоставления спектров (Рис. 4) по линии точек наблюдения НСЗ №№ 5-11.

Опираясь на профиль, можно отметить, что от точки к точке происходит постепенное понижение частоты максимума аномалии с 7 Гц до 3,5 Гц, в результате чего спектры типа «А» преобразуются в спектры типа «Б». Такое значительное изменение частоты максимума аномалии на 3,5 – 4 Гц, учитывая результаты предыдущих исследований (Биряльцев и др., 2008), может быть связано с приповерхностными неоднородностями, так как лишь в данном случае уже при незначительных изменениях времени пробега волны возможны ощутимые изменения по частоте максимума. Вероятнее всего природа данных явлений кроется в верхней части разреза.

С учетом того, что спектры типа А и Б фактически

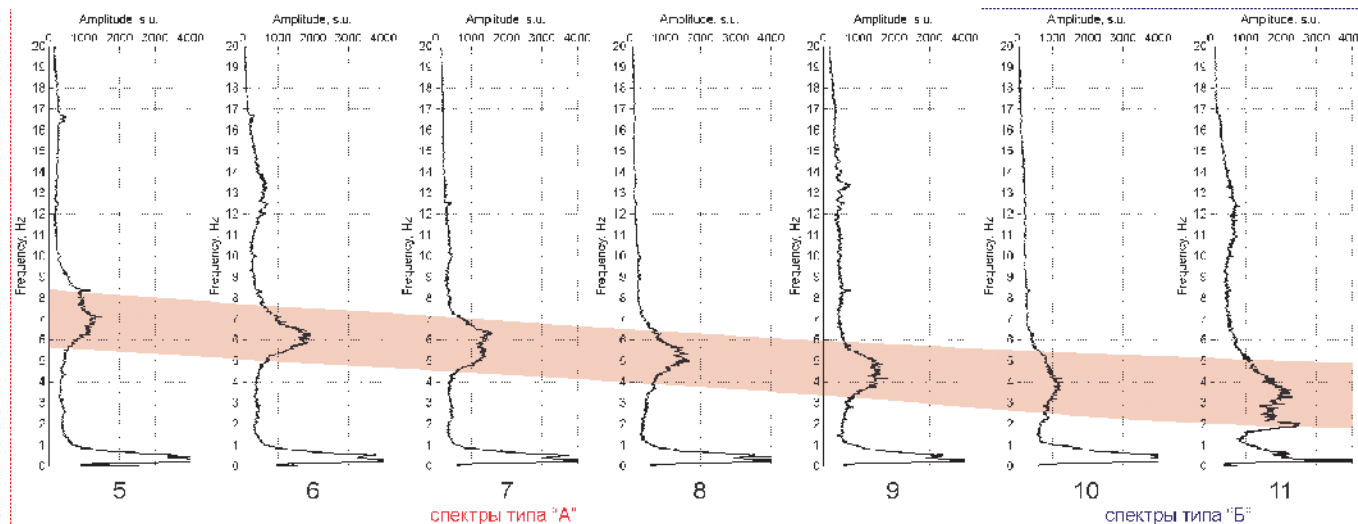


Рис. 4. Изменение частоты максимума аномалии на спектрах НСЗ по профилю точек наблюдения №№ 5 – 11.

являются одним типом спектра с изменяющейся частотой максимума, построена карта изменения частоты максимума аномалии в диапазоне частот 3 – 10 Гц (Рис. 5) с наложением на нее проекции русла реки и изогипс рельефа территории исследования. Проанализировав площадное изменение частоты спектрального максимума, можно сделать вывод о зональности территории по частоте максимума, причем границей разделяющей территорию на зоны повышенной и пониженной частоты максимума в какой-то мере является русло реки.

При этом отмечается общая тенденция в изменениях частоты максимума и абсолютных отметок рельефа. На повышенных отметках рельефа в восточной и южной частях территории исследования отмечается снижение частоты максимума, а при понижении отметок – повышение частоты.

Заключение

Можно предположить несколько причин вызывающих данное явление, которые действуют, дополняя друг друга, вызывая в итоге суммарный эффект:

– во-первых, учитывая горизонтальную слоистость геологической среды, с изменением высот рельефа происходит изменение толщи осадочных пород над неоднородностью вызывающей данную аномалию;

– во-вторых, так как русло реки является разделяющей границей, то по разным берегам реки отличаются сейсмомеханические характеристики ЗМС, что в свою очередь подтверждается геологической картой района работ (Рис. 2), и непосредственно различием литологического состава верхней части разреза;

– в-третьих, учитывая близость территории исследования к крупному водохранилищу и наличие в пределах казанского яруса верхней перми карбонатных пород, которые являются легко карстующимися, велика вероятность развития карста на различных глубинах, наличие которого также способно вызвать данные максимумы;

– в-четвертых, можно предположить, что существенный вклад в формирование подобных спектральных максимумов вносят водонасыщенные пласты в верхней части разреза, которые имеют в целом пониженную акустическую жесткость и могут формировать высококонтрастную границу с подстилающим водоупором, необходимую для интенсивных отражений микросейсм.

В любом случае, нестабильные по частоте максимумы обуславливаются неоднородностями в ЗМС и ВЧР, не связаны с перспективами нефтеносности и являются существенной помехой при интерпретации спектров микросейсм при разведке на залежи углеводородов. Для исключения ложных заключений о наличии углеводородов, при анализе спектров микросейсм необходимо анализировать геологическую обстановку участка работ с привлечением гидрологических данных, а также коррелированность изменения частоты наблюдаемых максимумов с рельефом. Спектральные максимумы, имеющие значительные изменения по частоте и отмечающиеся высокой степенью коррелированности с рельефом местности должны быть отнесены на счет влияния ЗМС и неоднородностей в ВЧР, и не учитываться при прогнозировании нефтеносности в районе исследований.

С другой стороны, выявленный эффект может являть-

ся поисковым признаком при поиске мощных водоносных горизонтов. Чтобы убедиться в этом, целесообразно провести опытные работы методом НСЗ на границах выявленных водоносных горизонтов. При положительном результате метод низкочастотного сейсмического зондирования может быть применен и для поисков и оконтуривания резервуаров подземных вод, что является достаточно актуальной задачей для южных регионов России, стран Средней Азии, Ближнего востока и других засушливых и маловодных регионов.

Литература

Бирыльцев Е.В., Бережной Д.В., Бирыльцева Т.Е., Храменков М.Г. Результаты численного моделирования распространения природных микросейсм в зонах залегания нефтегазовых залежей. *Мат-лы конф.: ГЕОМОДЕЛЬ-2008*. 2008.

Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Казань: Изд-во Казан. Ун-та. 1998. 139.

Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АН-ЧАР. *Геофизика*. №5. 1996. 24-28.

Рыжов Д.А. Обработка микросейсмических сигналов в задаче пассивного низкочастотного сейсмического зондирования Земли. *Дис. к.ф.-м.н.* Казань. 2009.

Birialtsev E.V., I. N. Plotnikova, I. R. Khabibulin, N. Y. Shabalin, The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan. *Proceed. of EAGE conf. Russia*. 2006.

Dangel S. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydro-carbon reservoirs. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. № 128. 2003. 135-138.

Nakamura Y. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground. *QR RTRI*. Vol. 30. 1989. 25-33.

I.R. Sharapov, E.V. Birialtsev, A.A. Vildanov, I.N. Plotnikova, V.A. Ryzhov. **Influence of weathering zone on a spectral structure of a natural microseism.**

In the paper presents results of investigation of effect of thickness of weathering zone at the observation points on the spectral structure of microseism. Dependences of frequency of one of the spectral peak from altitude in observation point are resulted. The method of differentiation of spectral peaks caused by a weathering zone from peaks caused by a presence the hydrocarbon accumulation in a geological section is offered. The assumption of possibility of use the spectral analysis of microseism for the exploration of underground waters.

Keyword: weathering zone, microseism, spectrum, spectral peak, low-frequency seismic sensing.

Ильшат Рашитович Шарпов, ведущий геолог

Алик Алмазович Вильданов, к.г.-м.н., гл. геолог

Василий Александрович Рыжов, к.ф.-м.н., ведущий программист

ЗАО «Градиент» 420015, Россия, Казань, Большая Красная, 63. Тел./факс. (843)238-32-43.

Ирина Николаевна Плотникова

Д.г.-м.н., зав. кафедрой геологии нефти и газа.

Казанский государственный университет, 420008, Россия, Казань, Кремлевская, 18. Тел. (843) 292-62-93.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ МАЙКОПСКОЙ СЕРИИ ПОРОД ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

В статье рассмотрены вопросы нефтеносности майкопской серии пород Западно-Кубанского передового прогиба на примере естественных выходов нефти из пород-коллекторов трещинного типа и олистолитов – рыхлых коллекторов с поровым типом пустотного пространства.

Ключевые слова: Западно-Кубанский передовой прогиб, глина, олистолит, олистостромы, пористость, проницаемость, литотипы, пустотное пространство, нефтеносность, породы.

Майкопские отложения имеют широкое распространение на Кавказе. Несмотря на вековую историю изучения майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа (СВК) и Западно-Кубанского прогиба остаётся ещё много нерешённых проблем строения и формирования этого своеобразного комплекса отложений на Альпийском этапе развития. Интерес к его изучению связан с нефтегазонасностью этих отложений, а также подстилающих и перекрывающих слоев. Майкопские отложения обнаруживают такие специфические особенности строения, как разная морфология и генезис складок и разрывов, этажность строения и несогласия, олистостромы, проявления диапировой и криптодиапировой тектоники, клиноформы и др. Несмотря на продолжительность изучения, представления о структуре этих отложений до сих пор противоречивы. Майкопские отложения отнесены к раннеорогенной терригенной формации. Как установлено предыдущими исследователями, скорости осадконакопления в майкопское время составляли до 15 см/тыс. лет (Шарафутдинов, 2003).

К настоящему времени в майкопской толще Предкавказских прогибов открыто свыше 50 залежей нефти и газа, расположенных в различных регионах Кавказа. Несмотря на то, что майкопская толща отличается большим количеством естественных выходов нефти и газа, а также нефтегазопрооявлениями в скважинах на всей территории их развития, при проведении геологоразведочных работ на нижележащие мезозойские отложения в течение десятков лет не учитывалась перспективность проходимых скважинами майкопских отложений и они не подвергались разведке. На основе результатов наблюдений по естественным источникам нефти и газа, а также по нефтегазопрооявлениям в скважинах, можно констатировать, что большая их часть приурочена к зонам тектонических нарушений верхнего майкопа и к олистолитам, а не к прослоям алевролитов, как это характерно для других нефтегазоносных провинций. Этим объясняется то обстоятельство, что многие нефтегазопрооявления в майкопских отложениях не подчинены структурному фактору и встречаются в разнообразных тектонических условиях (Шарафутдинов, 2003). Ввиду отсутствия крупных пластовых коллекторов основная часть генерируемых в майкопских отложениях углеводородов (УВ) локализуется в нетрадиционных ловушках. По тектоническим, литологическим, морфологическим и генетическим признакам выделены виды ловушек, в которых установлены и прогнозируются залежи нефти и газа. К установленным ловушкам относятся: рукавообразные,

литологически-экранированные, литолого-стратиграфические, тектонически осложнённые, катагенетические, пластово-сводовые; к прогнозируемым: клиноформные, олистолитовые, трещинно-жильные, врезовые. Нетрадиционность открытых залежей находит объяснение в специфических особенностях формирования геологического строения майкопских отложений, определивших образование в них ловушек различных генетических типов (Шарафутдинов, 2003).

Цель исследований авторов настоящей статьи заключается в установлении лито-фациальных типов пород и в оценке перспектив нефтегазонасности майкопских отложений Западно-Кубанского прогиба (на примере разреза майкопских отложений в долине р. Иль).

Река Иль протекает на окраине п. Ильский Краснодарского края. В тальвеге р. Иль наблюдаются коренные выходы пород майкопской серии. Река обмелела, и состоит из серии ступенчато погружающихся плесов (ямы) и порогов. Породы трещиноватые, из трещин, вдоль плоскостей напластования и из-под четвертичных отложений сочится черная нефть. Нефть из пластов пород поступает в р. Иль, смешивается с водой, пропитывает аллювиальные русловые отложения р. Иль. Простираение коренных пород субширотное, падение вертикальное. Наблюдается переслаивание пород: алевролитистых уплотненных глин, уплотненных глин, органогенных уплотненных глин и опоковидных алевролитистых глин, толщина слоев 10–25–50 см. В нижней части разреза (запад) отмечаются отдельные слои (0,3–0,4 м) олистолитов и конгломератов (0,3–0,5 м). Породы серые, голубовато-серые, трещиноватые. Алевролитистые уплотненные глины и уплотненные глины литифицированы, слабо размокают в воде, в ряде случаев обводнены. Олистолиты рыхлые, содержат обломки алевролитов, песчаный и алевролитистый материал, гальку кремнистых пород, обводнены и пропитаны нефтью.

Лабораторные исследования пород из изучаемого разреза (петрографическое описание шлифов, количественный минералогический анализ, отмучивание, гранулометрический анализ аллотигенных минералов и рентгеноструктурный анализ аутигенных дисперсных минералов (фракция 0,005–<0,005 мм), петрофизические исследования) проводились с целью определения их литолого-фациальной принадлежности, коллекторских свойств, и выявления причин низкой проницаемости литифицированных пород.

Нелитифицированная порода – олистолит изучалась комплексным рентгено-минералого-гранулометрическим

анализом (Суркова, 1994), разработанным одним из авторов настоящей статьи.

Литифицированные породы (обр. 1,2,3,4) представляют собой уплотненные кремнистые глины и их разновидности. Они близки по размеру и составу терригенной и пелитовой фракций и отличаются друг от друга структурой, составом и содержанием минералов, как алевритовой, так и пелитовой размерности, наличием или отсутствием обугленного детрита, фаунистических остатков и глауконита, а также количеством и размером пор и трещин, что обуславливает вариации литотипов пород. Комплекс аутигенных минералов слагает основную массу пород и представлен дисперсными минералами (0,001 – <0,0005 мм): иллит-монтмориллонит с преимущественным соотношением иллитовых и монтмориллонитовых пакетов 1:1, цеолиты, пелитоморфный кальцит, глобулярный кремнезем и кристобалит. В основную массу пород погружены плохо окатанные зерна кварца (от 5 до 20%), полевых шпатов (ед.), чешуйки мусковита (ед.), округлые выделения бурого цвета (0,5 – 0,1 мм), сложенные спутано-волоконистым агрегатом смешанослойного минерала иллит-монтмориллонит (глауконит), а также обугленный растительный детрит, фаунистические остатки: спикулы губок, мшанки, пеллициподы?, количество которых варьирует. Камуфлированная пирокластика придает, в ряде случаев, породе пепловую структуру. Акцессорные минералы, характеризующие бассейн сноса, представлены ильменитом, рутилом, сфеном, анатазом, цирконом. Рисунки 2 – 3 демонстрируют фотографии шлифов.

Олистолит – порода рыхлая (обр. 5) и представляет собой глинисто-алевритно-песчано-дресвяную брекчию, образовавшуюся в результате подводных оползней с крутых склонов и обрывов более древних отложений. Доля терригенного материала различной размерности составляет 87,46%. Порода в пласте пропитана нефтью. Пелитовый материал (12,54%) олистолита (размер менее 0,005 мм), представлен (по данным рентгеноструктурного анализа) кальцитом, смешанослойными минералами иллит-монтмориллонит, дисперсным кварцем, цеолитами ряда клиноптилолит-гейландит, кристобалитом, тридимитом с примесью каолинита и рентгеноаморфного органического вещества (возможно нефть или битумы) и аморфного кремнезема.

Из петрофизических характеристик лабораторными методами были определены объемная и минералогическая плотности пород, а также общая пористость, закрытая пористость и открытая пористость согласно стандартным методикам. Результаты измерений сведены в таблицу.

Кремнистые глины являются переходными породами между собственно глинами и силицитами (трепела, опоки), они обладают с ними целым рядом общих черт, в первую очередь, высокой пористостью. Но проницаемость у

№ обр.	Минералогическая плотность, г/см ³	Объемная плотность, г/см ³	Общая пористость, %	Закрытая пористость, %	Открытая пористость, %
1	2,9	2,54	12,4	0,5	11,9
2	1,85	1,54	16,8	1,0	15,8
3	2,02	1,42	29,7	16,9	12,8
4	1,69	1,4	17,2	10,0	7,2

Табл. Петрофизические характеристики пород, установленные лабораторными методами.

них низкая. Это обусловлено структурой их пустотного пространства.

Значения коэффициента общей пористости (Табл) позволяют образцы 1,2,3 отнести к пористым коллекторам, но рассматривать их как пористые коллекторы нельзя. Нефтью они практически не пропитаны, что связано с наличием в их составе цементирующих минералов – цеолитов (5 – 10%) и глобулярного глинозема. Вклад в пустотное пространство литифицированных пород (обр. 1,2,3,4) вносят трещиноватость, макропористость и микропористость. Макропористость связана с пустотами (порами) размером 0,05 – 0,1 мм, реже до 0,5 мм и с трещинками, размер 0,05 – 0,2 мм x 1,5 – 2 см.

Микропористость пород связана с глинистыми смешанослойными минералами иллит-монтмориллонит и цеолитами. Эти дисперсные минералы имеют в своей структуре пустоты, в которых могут локализоваться структурированные молекулы воды и некоторых других жидкостей с мелкими полярными молекулами. Вода в структуре цеолитов и монтмориллонитов образует гидратную оболочку вокруг обменных катионов, может удаляться при нагревании и вновь входить в эти пустоты. Глинистые смешанослойные минералы иллит-монтмориллонит содержат структурированную воду в монтмориллонитовых межслоевых промежутках, цеолиты – в каналах внутри структуры.

При определении пористости пород в лабораторных условиях часто используется их насыщение парами воды после предварительного высушивания при температуре 105° и взвешивание. При этом определяется общая пористость (микропористость + макропористость). Но так как размер монтмориллонитовых межслоевых промежутков и каналов цеолитов составляет первые А⁰, то только наиболее мелкие полярные молекулы воды, этиленгликоля, глицерина и, возможно некоторых углеводородов, способны в них проникнуть, более крупные молекулы углеводородов такой способностью вряд ли обладают, так как их размер не соответствует размеру микропор минералов. В литературе отсутствуют сведения по данной тематике. Поэтому значения эффективной пористости завышаются, и запасы могут быть посчитаны неверно. По этой же причине наблюдается несоответствие между определением коэффициента пористости лабораторными (по воде) и геофизическими методами по ГИС и под оптическим микроскопом. Под оптическим микроскопом определяется макропористость, она то и участвует в фильтрации нефти. Проницаемость пород связана с размерами пор и со степенью их открытости в трещинки (открытая пористость). При определении проницаемости таких пород по воздуху, по воде, существует несоответствие между проницаемостью и пористостью, так как цеолиты и глобулярный кремнезем практически не участвуют в фильтрации нефти, но участвуют в фильтрации воды и газов.

Мы пробовали насытить смешанослойные минералы иллит-монтмориллонит пробы № 5 (фракция < 0,005 мм) нефтью месторождения Ильское. Первый рефлекс минерала, межплоскостное расстояние которого в воздушно-сухом состоянии препарата составляло 13,73 А⁰, после насыщения нефтью переместился в область 14,02 А⁰, что говорит о некотором «разбухании» структуры минерала, и свидетельствует об увеличении высоты монтмориллонитовых пакетов по оси с*, но вопрос требует доработки, так

как фракционный состав нефти не известен и неизвестно, какие молекулы УВ вошли в межслоевые монтмориллоновые промежутки.

Глобулярный кремнезем также обладает микропористостью до 50%. Размеры микропор не превышают 10 А⁰, они также способны поглощать молекулы воды, возможно и углеводородов, но такие данные из литературы не известны. Так как глинозем является рентгеноаморфным и структура его относительно стабильна, то установить проникновение молекул углеводородов в микропоры глобулярного кремнезема методом РФА было не возможно на данном этапе исследований.

В изучаемых литифицированных породах (обр. 1,2,3,4) доля макропор не велика и они не сообщаются между собой, поэтому их проницаемость должна быть довольно низкой, что и наблюдается на практике. Нефть не пропитывает эти породы в условиях атмосферного давления. Но уплотненные кремнистые глины трещиноваты, трещиноватость связана, очевидно, с тектонической активностью территории. Поэтому тип порового пространства этих пород определен нами как трещинный. В этих породах нефть мигрирует вдоль контактов пластов, по трещинкам и трещинам, которые являются резервуарами для нефти. Данные породы являются нетрадиционными трещиноватыми коллекторами.

Олистолит (обр. 5) – порода рыхлая, благодаря значительному содержанию, различной степени окатанности и размерности терригенной компоненты (87,46%), поэтому порода обладает хорошей проницаемостью и пористостью, замерить которые не удалось. В разрезе линзы и пласты олистолитов пропитаны нефтью, и из них она поступает в р. Иль. Этому способствует также повышенная трещиноватость вмещающих пластов пород. Олистолиты являются коллекторами с поровым типом пустотного пространства.

Изученные литотипы пород майкопской серии относятся к мелководно-морской фаций с накоплением терригенного материала (подгруппа относительно глубоководной зоны) (Формации..., 1986). Данная фация является генетическим членом раннеорогенной терригенной формации с широким развитием смешанных типов пород, образовавшихся в результате закономерной эволюции терригенного осадкообразования в условиях неспокойного тектонического режима и поступления в бассейн осадконакопления вулканогенной пирокластике. Толща пород нижней части разреза майкопской серии представляет собой переслаивание алеврито-кремнисто-глинистых коллекторов с трещинным типом пустотного пространства, рыхлых олистолитовых коллекторов с поровым типом пустотного пространства и кремнисто-глинистых флюидоупоров, обеспечивающих благоприятные условия для миграции и концентрации УВ.

Но в данном тектоническом блоке породы опрокинуты, благодаря тектоническим процессам, и имеют вертикальное падение. Толщина пластов не превышает 0,5 м. Нефть не концентрируется в ловушках, а свободно изливается на поверхность, что составляет определенную экологическую опасность. В таких случаях более рентабельно разрабатывать подобные залежи открытым способом (карьерами) или неглубокими скважинами большого диаметра, где бы нефть накапливалась, после чего откачива-

лась. Таким природным резервуаром является врез реки Иль. Исходя из экологической безопасности, необходимо целенаправленно и организованно собирать нефть и сдавать ее в переработку.

Нефтеносность майкопских отложений является очевидным фактом. Обоснование территорий первоочередных поисково-разведочных работ в пределах передового Западно-Кубанского прогиба связано с выявлением нефтегазосности тектонических блоков пород, с уточнением геологического строения перспективных участков и с прогнозной оценкой неструктурных залежей УВ и их типов. Наряду с антиклинальными ловушками промышленная нефтегазосность может быть связана также с нетрадиционными ловушками: трещинно-жильного, олистостромового, клиноформного строения, что стимулирует начало проведения целенаправленных работ не столько в традиционных гранулярных коллекторах, сколько в зонах их отсутствия. Первостепенного внимания при этом заслуживает южный борт Западно-Кубанского передового прогиба в зонах неглубокого залегания майкопских отложений, где и следует сосредоточить комплекс геолого-геофизических поисковых работ. Необходимо также уделить пристальное внимание экологической безопасности территории в связи с естественными выходами нефти.

Литература

Суркова А.Н. Методика количественного минералогического анализа дисперсных минералов. ДВИМС. Хабаровск. 1994. 80.

Формации осадочных пород. Отв. ред. П.П. Тимофеев, Ю.К. Бурлин. М.: Наука. 1986.

Шарафутдинов В. Ф. Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений северо-восточного Кавказа в связи с нефтегазосностью. Автореферат диссертации на соискание учёной степени д. г.-м. н. Москва. 2003.

A.N. Surkova, S.V. Kuznetsov, Yu.Sh. Rakhmatullina. **Nonconventional collectors of the Maycop terran of the West-Kuban foredeep**

Oil content aspects of the Maycop terran of the West-Kuban foredeep were discussed taking as an example the natural oil productions, come from reservoir rocks of the fracture type and from free-open textured reservoir rocks (olistolite).

Keywords: West-Kuban foredeep, clay, olistolite, olistostrome, porosity, permeability, hollow space, oil content, rocks.

Алевтина Николаевна Суркова

К.г.-м.н., ведущий геолог ООО «ЦСМРнефть». Научные интересы: геологическое моделирование и литолого-фациальный анализ нефтеносных палеозойских толщ.

420111, Россия, Казань, а/я 266. Тел.: (843)293-41-49.

Сергей Владимирович Кузнецов

Начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов ООО «ЛУКОЙЛ – Волгограднефтегаз».

400131, Россия, г. Волгоград, ул. Комсомольская, 16. Тел.: (844)296-77-25.

Юлия Шамилевна Рахматуллина

геолог-нефтяник ООО «ЦСМРнефть».

420111, Россия, Казань, а/я 266. Тел.: +7(843) 292-96-92.

РОЛЬ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Геолого-гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью при анализе и проектировании разработки месторождений нефти. Использование моделирования и его роль определяются особенностями геологического строения и состоянием разработки эксплуатационных объектов.

Ключевые слова: геолого-гидродинамическая модель, адаптация моделей, проектирование разработки.

В последние годы в связи с бурным развитием вычислительной техники и математических методов решения сложных задач геолого-гидродинамическое моделирование стало одним из эффективных инструментов анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Современные средства геолого-гидродинамического моделирования позволяют обработать и интегрировать обобщить большой объем разнородной информации и представить месторождение в виде трехмерной, цифровой, физически содержательной модели.

В соответствии с действующим регламентом к проектным технологическим документам относятся: проекты пробной эксплуатации; технологические схемы разработки; проекты разработки; технологические схемы опытно-промышленных работ; авторские надзоры за реализацией технологических проектных документов.

К каждому виду документа предъявляются различные требования по решаемым задачам, содержанию проектного документа и исходным данным, на основе которых должен составляться документ (Муслимов, 2003). Следовательно, различаются и требования и подходы к геолого-гидродинамическим моделям.

Область использования моделей заключается, в первую очередь, в диагностике состояния разработки месторождения, распределения текущих запасов нефти, гидродинамического режима пласта и определении оптимального сценария дальнейшей разработки месторождения на основе многовариантных прогнозных расчетов.

Объекты моделирования (месторождения, эксплуатационные объекты, залежи, участки) обладают особенностями, связанными с размерами, геологическим строением, стадией разработки и другими свойствами. Для получения достоверных моделей необходимо учитывать все факторы, влияющие на процессы при разработке объектов.

Для мелких месторождений (каковыми являются множество месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и других регионах) в отличие от крупных и средних месторождений, с количеством скважин в несколько сотен и тысяч скважин, моделирование месторождений требует своего подхода в силу особенностей геологического и технологического характера (Закиров, 2005). Наиболее существенными с точки зрения моделирования, на наш взгляд, являются: наличие нескольких (до 3 – 12) поднятий; существенная доля «врезовых» нарушений; совместная эксплуатация нескольких пластов с различными свойствами; небольшое количество скважин и неравномерное разбуривание; недостаточность исследований по кон-

тролю за разработкой; малый срок разработки.

Расположенные на месторождениях поднятия, как правило, соединены водоносными пластами и отстоят друг от друга на достаточно больших расстояниях (по сравнению с межскважинными расстояниями). Ввиду этого размещение скважин и, следовательно, скважинной информации крайне неравномерно. Интерполяция параметров при создании геологической модели в такой ситуации требует привлечения дополнительной информации.

Для построения структурных поверхностей за основу обычно принимаются результаты сейсмических исследований. Однако, как показывает опыт, погрешность сейсмических карт достигает десятков метров, что сопоставимо с амплитудами поднятий на мелких месторождениях. Для уточнения структурных построений строится разностная карта по отклонению сейсмических и скважинных значений. Очевидно, в зонах удаленных от скважин разностная карта близка к нулю, что является определенным допущением.

Более сложная задача стоит при расчете карт эффективных толщин и параметров пласта (пористость, проницаемость и т.п.). При подсчете запасов внимание уделяется исключительно нефтеносным площадям, а водоносная часть месторождения за контуром нефтеносности практически не изучается. Для мелких месторождений, когда отношение площади залежи к протяженности контура нефтеносности существенно меньше, чем для средних и крупных залежей, законтурная область и ее параметры играют существенную, а часто и определяющую, роль при разработке залежи. Это требует допущений путем введения дополнительной информации в виде «фиктивных скважин» или статистических зависимостей.

Гидродинамическое моделирование мелких месторождений также имеет свои особенности. Ввиду большой протяженности границ относительно площади залежи возрастает влияние на процесс фильтрации законтурных зон. Из-за небольшого фонда скважин доля вклада каждой скважины становится значительной. Поэтому необходима тщательная адаптация истории работы каждой скважины. В этом случае достоверность и полнота исследований становятся определяющими, так как при отсутствии исследований увеличивается количество параметров и диапазон их изменения, находящихся во власти исследователя.

Для залежей с трудноизвлекаемыми запасами, доля которых возрастает с каждым годом, и на поздних стадиях разработки, необходим индивидуальный, дифференцированный подход к каждому объекту разработки.

Большая часть трудноизвлекаемых запасов содержится в нетрадиционных коллекторах, нефть имеет высокую вязкость и неньютоновские свойства. При моделировании таких объектов возникает необходимость учета таких факторов как двойная пористость и проницаемость, сильная изменчивость параметров в межскважинном пространстве. Применение технологий воздействия на пласты, что является неотъемлемой составляющей разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (Муслимов, 2005), требует использования приемов для учета возникающих изменений объекта и процесса фильтрации. При этом для подавляющего числа технологий, особенно физико-химических методов, не разработаны математические модели, описывающие их взаимодействие с флюидами и породами и результаты их воздействия (Закиров, 2000).

Геологическая модель объекта, которая является трехмерным представлением о геологическом строении в виде структурных и параметрических моделей позволяет выявить особенности строения залежи, оценить запасы нефти и газа. Безусловно, построению компьютерной геологической модели должна предшествовать работа по изучению условий осадконакопления, литолого-фациальный анализ, выделение геологических тел, определение распространения плотных и разуплотненных пород, детальная корреляция разреза пласта.

Следует подчеркнуть важность геофизических, промысловых и физико-химических исследований, изучения керн и других исследовательских работ, от которых напрямую зависит достоверность как геологических, так и фильтрационных моделей, и, следовательно, верность и обоснованность результатов моделирования.

Объем, качество и достоверность исходной информации являются определяющим фактором качества геолого-гидродинамических моделей и проектного документа на разработку месторождения.

Гидродинамическое моделирование является одним из важнейших этапов проектирования разработки месторождений и состоит из двух стадий: адаптации модели по истории разработки и прогнозные гидродинамические расчеты.

На стадии адаптации модели, при наличии достаточного количества исследований, с хорошей точностью можно определить трехмерное распределение флюидов в пласте, текущий гидродинамический режим залежи, выявить осложнения геологического и технологического характера. При адаптации уточняются фильтрационные характеристики пластов, методы измерения, которых на современном этапе являются несовершенными (например, проницаемость) или они имеют высокую степень изменчивости в межскважинном пространстве. Таким образом, корректируются параметры геологической модели, выявляются особенности строения пластов, не вскрытых при бурении скважин, и, в целом, повышается достоверность представлений о геологическом строении залежей.

Важнейшим фактором при адаптации является физическая содержательность модели. Ввиду того, что адаптация является многопараметрической обратной задачей, она не имеет единственного решения. Поэтому искусством исследователя заключается в управлении корректируемыми параметрами (модификаторами) для достижения приемлемого совпадения расчетных и фактических зна-

чений целевых параметров, оставаясь при этом в диапазоне реальных значений модификаторов и соотношения между ними.

Существует опасность недопустимого отклонения от реального объекта при стремлении к максимальному приближению к фактическим величинам целевых параметров. Закладываемые в модель характеристики в большинстве имеют погрешность 15–20% и более. При этом измерения производятся только в скважинах, которые охватывают ничтожную долю объекта разработки, а параметры в межскважинном пространстве определяются путем интерполяции различными методами. Требования к приближению расчетного значения целевых параметров (как правило, текущей и накопленной добычи нефти по объекту и скважинам) с точностью 5–10%, которые содержатся в корпоративных регламентах по созданию моделей, в этих условиях являются нецелесообразными. Безусловно, при определенных навыках исследователя такая точность может быть достигнута, так как модель имеет большую степень свободы в виде множества изменяемых параметров. Но при этом физическое наполнение модели в большинстве случаев будет далеко от реальности, а модель не выполняет свои функции диагностики состояния разработки и малоприспособна для достоверного прогнозирования показателей.

Опыт показывает, что процесс адаптации нередко позволяет обнаружить и явления технологического характера. Например, неоднократно встречаются случаи, когда высокая обводненность скважин не удавалось адаптировать при помощи физически содержательных корректировок модели. При дополнительных исследованиях выявлялись наличие заколонных перетоков или нарушения эксплуатационной колонны. Другие ситуации связаны с недостоверностью учета добычи нефти по скважинам и отдельных пластам при их совместной эксплуатации.

Результаты адаптации являются основой для выбора технологий и объектов их применения на ближайший период, выбора вариантов дальнейшей разработки эксплуатационных объектов. Адаптированная фильтрационная модель используется для прогнозных гидродинамических расчетов вариантов разработки.

Здесь следует отметить, что несовершенство программных средств моделирования не позволяет полностью смоделировать процессы при применении малообъемных технологий, учесть неньютоновские свойства нефтей и ряд других явлений. Поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны пласта, имитирующих эффект от технологии воздействия на пласт, использовать ряд других приемов для максимального приближения модели к реальным процессам.

Многовариантные прогнозные гидродинамические расчеты служат для обоснования оптимального размещения новых скважин и объемов бурения, выбора объектов и момента применения геолого-технических мероприятий, прогнозирования динамики обводнения и дебитов скважин, выбора системы заводнения. В результате для каждого из вариантов рассчитываются уровни добычи нефти, достигаемая нефтеотдача и другие показатели, определяющие эффективность разработки месторождения.

Несмотря на большие временные затраты и трудозатраты специалистов, необходимые на проведение геолого-гидродинамического моделирования, при наличии доста-

А.В. Савинков¹, В.Д. Скирда¹, А.А. Иванов¹, Р.В. Архипов¹,
А.Р. Мутина², С.С. Сафонов²

¹Казанский государственный университет, Казань

²Технологическая компания Shlumberger ©, Москва
Andrey.Savinkov@gmail.com

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СМЕСИ МЕТАН-ПРОПАН-ПЕНТАН В МИКРОПОРАХ ПОРОШКА СФЕРИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ СТЕКЛА

Для трехкомпонентной смеси метана, пропана и пентана в молярных соотношениях, соответственно, 0,50 : 0,35 : 0,15 были проведены исследования рТ-диаграмм в свободном объеме и в пористой среде стеклянных сферических частиц со средним диаметром ~25 мкм. Показано, что для всего температурного диапазона двухфазной области фазовой диаграммы влияние пористой среды сводятся только к незначительному снижению давления. В то же время в однофазной области фазовой диаграммы поведения рТ-диаграмм в свободном объеме и в пористой среде различаются качественно: для смеси в пористой среде наблюдаются более слабая зависимость давления от температуры по сравнению с таковой для свободного объема. Высказана гипотеза, согласно которой влияние пористой среды на свойства смеси обусловлено эффектами мономолекулярного и капиллярного механизмов адсорбции, в результате которых в пористой среде возникает градиент состава вдоль нормали к поверхности поры, а для однофазной области – и градиент плотности.

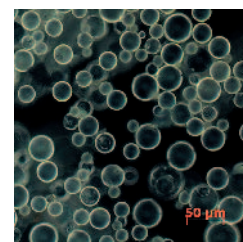
Ключевые слова: микропоры, взаимодействие с поверхностью пор, многокомпонентные смеси углеводородов, рТ-диаграмма.

Введение

Поведение вещества в микро- и наноразмерных пористых средах представляет не только большой практический интерес для решения задачи оптимальной газоотдачи пластов, но и является одной из фундаментальных проблем для современной физики и химии. Известно, что ограниченная геометрия пор может оказывать существенное влияние на термодинамические свойства находящихся в них флюидов. Ограниченный масштаб пор, а также взаимодействия между веществом в порах и поверхнос-

тью субстрата могут уширять фазовые переходы первого рода и смещать фазовые границы на рТ-диаграмме заключенного в порах вещества (Fretwell et al., 1996; Thommes et al., 2002; Evans, 1990).

Рис. 1. Фотография стеклянных микрочастиц порошка фирмы MNG Strahlanlagen GmbH, применяемого в экспериментах в качестве пористой среды.



Окончание статьи Р.Х. Закирова «Роль геолого-гидродинамического моделирования...»

точного объема исходной информации и квалифицированных исполнителей, применение моделей позволяет более точно прогнозировать показатели разработки, оптимизировать эксплуатационные затраты и капитальные вложения.

Таким образом, геолого-гидродинамическое моделирование является, в первую очередь, мощным инструментом исследования, позволяющим интегрировать большой объем разнородной информации, получить представление о многогранном сложнейшем процессе разработки нефтяных залежей. Использование моделей при проектировании разработки, при глубоком знании возможностей и недостатков программных средств моделирования, заложенных в них математических моделей, позволяет существенно увеличить знания о строении и процессах выработки запасов и повысить как технологическую, так и экономическую эффективность добычи нефти.

Литература

Закиров Р.Х. Разработка и внедрение методов воздействия на пласты на основе компьютерного моделирования. *Нефтяное хозяйство*. №11. 2000. 54-55.

Закиров Р.Х. Подходы к совершенствованию проектирования разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Основной ресурс*. №1. 2005. 67-68.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой

нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 2003. 596.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2005. 688.

R.Kh. Zakirov. Role of geological-hydrodynamic modelling at designing of oil field development

Geological-hydrodynamic modeling is an integral part at the analysis and designing of oil field development. Use of modeling and its role are defined by features of geological structure and a condition of operational objects development.

Keywords: geological-hydrodynamic model, adaptation of models, designing of development.

Рустам Харисович Закиров

К. ф.-м. н., ген. дир. научно-исследовательского центра геологии и технологии нефти и газа (НИЦ «Геотехнефтегаз»). Научные интересы: геологическое и гидродинамическое моделирование, проектирование разработки нефтяных месторождений.



420045, Россия, г. Казань, ул. Н. Ершова, 29. Тел./факс: (843) 295-39-31/273-03-64.

В этой работе мы представляем результаты исследования рТ-диаграмм смеси углеводородов метана, пропана и пентана, помещенной в микропористую среду сферических частиц стекла. Измерения проводились в широком диапазоне температур в изохорных условиях. Полученные результаты анализировались и сравнивались с результатами исследований рТ-диаграмм для тройной смеси того же состава и той же плотности в свободном объеме экспериментальной ячейки, что дает возможность сравнить термодинамические свойства тройной смеси в свободном объеме и в ограниченной геометрии микропор.

1. Эксперимент

Экспериментальная ячейка объемом 3.17(1) см³ была заполнена порошком производства фирмы MNG Strahlanlagen GmbH, состоящим из стеклянных сфер средним диаметром около 25 мкм (Рис. 1) при распределении диаметра частиц от ~10 мкм до ~50 мкм. Объем свободного порового пространства в экспериментальной ячейке был определен равным 1.18(1) см³, таким образом, пористость среды составила ~0.374. Для исследования рТ-диаграмм тройной смеси в свободном объеме применялась та же самая пробирка объемом 3.17(1) см³, освобожденная от пористой среды. В обоих случаях применялся метод заполнения экспериментальной ячейки компонентами углеводородной смеси, описанный в работе (Мутина и др., 2007), т.е. пробирка заполнялась последовательно в порядке увеличения характерного давления насыщенных паров (пентан → пропан → метан) в мольном соотношении 0.15 : 0.35 : 0.50, соответственно. Тройные смеси с указанным молярным соотношением между компонентами приготавливались таким образом, чтобы их плотности в свободном объеме и в пористой среде были одинаковы. Контроль весов флюидов, последовательно заполняющих экспериментальную ячейку, осуществлялся взвешиванием экспериментальной ячейки во время процедуры заполнения компонентами углеводородной смеси. Вес каждого компонента, заполнившего экспериментальную ячейку, отклонялся от расчетного значения на величину не более 1%, при этом точность определения веса экспериментальной ячейки на лабораторных весах составляла ±0.1 мг. В результате, как для свободного объема, так и для пористой среды, были последовательно приготовлены и исследованы два ряда образцов со следующими значениями плотностей: 0.150 ± 0.002, 0.256 ± 0.003 и 0.350 ± 0.004 г/см³.

Температура экспериментальной ячейки стабилизировалась с точностью не хуже, чем ±0.5 К. Точность измерения давления была определена на уровне 0.5% во всем диапазоне измерений. Измерения давления проводились с помощью дифференциального датчика оригинальной конструкции, отличающегося малой величиной внутреннего свободного объема (~1 мм³).

2. Результаты и их обсуждение

Критические параметры исследуемой тройной смеси определялись по методу, предложенному P.L. Chueh и J.M. Prausnitz (Chueh et al., 1967). В результате, были получены следующие значения: T_c = 347.2 К и p_c = 102.5 атм., которые оказались в хорошем согласии с диаграммой зависимости критического давления и критической температуры от состава смеси «метан-пропан-пентан», постро-

енной в (Уэйлес, 1989) на основании данных из (Sage et al., 1939). При этом значение критической плотности, рассчитанное указанным методом, оказалось равным ρ_c = 0.261 г/см³. Таким образом, нами исследовались тройные смеси, у которых однофазное состояние для смеси с плотностью ρ = 0.350 г/см³ (ρ > ρ_c) представляет собой жидкость, для смеси с ρ = 0.150 г/см³ (ρ < ρ_c) – газ, а смесь с ρ = 0.256 г/см³ имеет плотность, близкую к критической.

Графики рТ-диаграмм тройной смеси углеводородов в свободном объеме экспериментальной ячейки и в микропористой среде сферических частиц стекла представлены на рис.2.

Для описания рТ-поведения смеси углеводородов оказалось пригодным относительно простое уравнение Пенга-Робинсона:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{V^2 + 2bV - b^2}, \tag{1}$$

где параметры a и b являются функциями критической температуры и критического давления компонентов смеси, а параметр α – функцией ацентрических коэффициентов компонентов смеси и приведенной температуры:

$$b = \sum_{j=1..3} z_j \cdot b_j = \Omega_b R \sum_{j=1..3} z_j \frac{T_{c,j}}{P_{c,j}}$$

$$\alpha a = \sum_{i=1..3} \sum_{j=1..3} z_i z_j (1 - k_{i,j}) \sqrt{(\alpha a)_i (\alpha a)_j}$$

$$a_j = \Omega_a \frac{R^2 T_{c,j}^2}{P_{c,j}} \cdot \sqrt{\alpha_j} = 1 + \left(1 - \sqrt{T/T_{c,j}}\right) \times$$

$$\times (0.48508 + 1.55171\omega_j - 0.15613\omega_j^2), \tag{2}$$

где z_j – мольная доля j-ого компонента смеси, k_{i,j} – параметры бинарного взаимодействия, взятые из работы (Уэйлес, 1989), Ω_a = 0.45724, Ω_b = 0.07780 и ω_j – ацентрический коэффициент j-ого компонента.

Как следует из данных, представленных на Рис. 2, в двухфазной области тройная смесь углеводородов в микропористой среде в области двухфазного состояния характеризуется, по сравнению со свободным объемом, несколько сниженными (примерно на 3%) значениями давления. В однофазной же области появляются качественные расхождения, выраженные, прежде всего, в уменьшении наклона графика давления в микропористой среде по сравнению с графиком давления тройной смеси в свободном объеме. Причем, по мере увеличения плотности смеси углеводородов, расхождения в поведении рТ-диаграмм в однофазной области становятся более заметными.

Отмеченные особенности рТ-диаграмм исследуемой тройной смеси в микропористой среде связаны, по нашему мнению, прежде всего с адсорбцией углеводородов на поверхности сферических частиц стекла. Адсорбция, как наиболее вероятный механизм изменения фазовых границ в пористой среде, рассматривалась, в частности, в работах (Fretwell et al., 1996; Thommes et al., 2002). В нашем случае, для смеси углеводородов, в этом механизме, очевидно, могут проявляться дополнительные особенности, связанные с селективной адсорбцией. Так, естественно

предположить, что в первую очередь адсорбируется компонент смеси с наибольшим молекулярным весом, т.е. пентан. Выполненные нами расчеты с помощью уравнения состояния Пенга-Робинсона действительно предсказывают уменьшение наклона рТ-диаграмм в однофазной области фазовой диаграммы при уменьшении содержания пентана в исследуемой тройной смеси. Однако, для полного количественного согласия расчетов с экспериментальными данными оказалось необходимым в пористой среде исключать из процесса формирования давления в системе такое количество пентана, которое многократно превышает расчетное значение, необходимое для заполнения монослоя в режиме мономолекулярной адсорбции.

В работах (Архипов и др., 2007; Пименов и др., 2003) исследовалась адсорбция пентана и гексана при контакте их насыщенных паров с веществом насыпных микропористых сред и с нанопористым стеклом "Vycor". Оценки количества адсорбированного вещества также как и в нашем случае привели к значениям, многократно превышающим количество вещества, адсорбированного в мономолекулярном слое. На основании экспериментальных данных, полученных методом ЯМР ^1H , авторы этих работ сделали заключение о преимущественно капиллярном характере адсорбции в исследуемых пористых средах, при котором адсорбируемое вещество располагается с состоянием конденсированной жидкости в узких щелях между стеклянными сферическими частицами и в нанопорах стекла "Vycor".

В первом приближении представляется возможным аналогичное представление (о капиллярном механизме адсорбции) распространить и на исследуемую нами тройную смесь углеводородов «метан-пропан-пентан». Во всяком случае, для смеси с плотностью $\rho < \rho_c$ такой подход не приводит ни к каким противоречиям. Действительно, для образцов с $\rho < \rho_c$ однофазная область соответствует состоянию газа, молекулы которого имеют возможность формировать области конденсированной "жидкости" в соответствующих областях пористого пространства по механизму сначала мономолекулярной, а затем, капиллярной сорбции. В данном случае слово "жидкость" взято в кавычки в связи с тем, что ее свойства из-за нахождения в ограниченном пространстве пористой среды могут отличаться от свойств обычной жидкости. Более того, легко допустить, что из-за селективности взаимодействия поверхности поры к компонентам углеводородной смеси составы газа и адсорбированной "жидкости" не будут одинаковы: в микропорах между стеклянными частицами будет располагаться преимущественно конденсат пентана с растворенным в нем некоторым количеством пропана и метана. Детальное рассмотрение фазового равновесия и термодинамических свойств флюидов в микроскопических порах содержится, в частности, в работе (Evans, 1990).

Однофазное состояние тройной смеси при значениях плотности $\rho > \rho_c$ представляет собой жидкость, т.е. жидкостью заполнено все поровое пространство. В этой связи все вышеприведенные рассуждения представляются неприменимыми, так как при полном заполнении пористого пространства жидкостью все эффекты, связанные с адсорбцией, должны быть скомпенсированы. Тем не менее, эффект влияния пористой среды, как видно из эксперимента, для образца с $\rho = 0.350 \text{ г/см}^3$ проявляется даже в боль-

шей степени, чем при плотностях с $\rho < \rho_c$.

В поисках правдоподобной гипотезы, способной объяснить наблюдаемый феномен, на наш взгляд, следует обратить внимание на следующее. Прежде всего, необходимо учесть то обстоятельство, что состояние углеводородной смеси с $\rho > \rho_c$ в интересующей нас однофазной области жидкостью в обычном понимании этого слова не является. Во всяком случае, от обычной жидкости это состояние существенно отличается по характеристике сжимаемости. Второе положение, по сути, вытекает из предыдущего и заключается в допущении гипотетической возможности перераспределения молекул смеси по пористому пространству так, чтобы образовались области повышенной и, соответственно, пониженной значениями плотностей. Не останавливаясь на деталях механизма, приводящего к такому перераспределению молекул смеси в пористой среде, очевидно, что поведение рТ-диаграммы будет определяться в этом случае, прежде всего, состоянием смеси в областях с пониженными по сравнению со средним значениями плотности. А системы с меньшей плотностью, как легко видеть из представленных на рисунке данных, характеризуются меньшей температурной зависимостью давления.

Таким образом, как и для систем с $\rho < \rho_c$, мы вынуждены полагать, что для смесей с $\rho > \rho_c$ также существует некий механизм, приводящий к перераспределению молекул смеси вдоль нормали к поверхности поры как по плотности, так и, возможно, по составу. Единственным таким механизмом, на наш взгляд, является механизм адсорбции. Особенность ситуации состоит только в том, что этот механизм мы применяем к углеводородной смеси с $\rho > \rho_c$, однофазное состояние которой классифицируется как жидкость. Возможность такого подхода обеспечивается тем, что состояние смеси с $\rho = 0.350 \text{ г/см}^3$ в отличие от обычной жидкости характеризуется высокой степенью сжимаемости. Именно по этой причине справедливо полагать, что в пористой среде за счет разных потенциалов взаимодействия поверхности поры с компонентами смеси (пентан адсорбируется на поверхности стекла лучше, чем пропан и метан) вдоль нормали к поверхности поры возникает не только градиент состава смеси, но и градиент плотности. Таким образом, в центральной части поры следует ожидать наличия жидкости с меньшей плотностью, чем заданная средняя.

Итак, с точки зрения приведенных выше рассуждений можно констатировать, что температурная область так называемого однофазного состояния смеси для случая свободного объема не является по сути таковой для смеси в пористой среде. Так, для систем с малой плотностью ($\rho < \rho_c$) однофазное состояние представляется газом, находящимся в равновесии с конденсатом, заполняющим узкие места пористого пространства. Если же попытаться охарактеризовать однофазное состояние смеси для систем с высокой ($\rho > \rho_c$) плотностью, то в соответствии с вышеизложенным грубо оно представляется как суперпозиция двух состояний – с повышенным по сравнению со средним и с пониженным значениями плотности. Другими словами, если помнить о том, что однофазное состояние углеводородной смеси при $\rho > \rho_c$ только условно называется жидкостью, то вышеуказанные состояния с пониженной и повышенной плотностями в пористой сре-

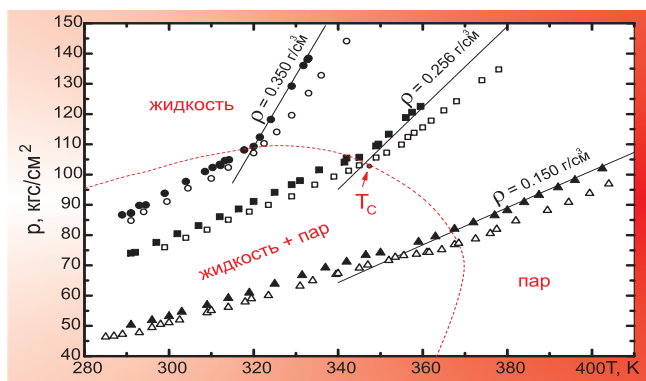


Рис. 2. Экспериментальные pT -диаграммы смеси углеводородов в свободном объеме и в пористой среде сферических частиц стекла диаметром ~ 25 мкм, полученные для разных значений плотности (указано на рис.). Закрытыми символами показаны экспериментальные pT -диаграммы, полученные для тройной смеси в свободном объеме; открытыми – в микропористой среде. Кружки, квадраты, треугольники соответствуют данным для смесей плотностью 0.350 г/см^3 , 0.256 г/см^3 и 0.150 г/см^3 . Пунктирной красной линией схематично представлены фазовые границы для исследуемой тройной смеси. Сплошные линии – результат описания pT -поведения тройных смесей с плотностями 0.150 г/см^3 , 0.256 г/см^3 и 0.350 г/см^3 в однофазной области при помощи уравнения Пенга-Робинсона (1).

де можно классифицировать как состояния “более газ, чем жидкость” и “более жидкость, чем газ”, соответственно.

Заключение

Исследования pT -диаграмм трехкомпонентной смеси метана, пропана и пентана в молярных соотношениях $0.15 : 0.35 : 0.50$ и плотностями $\sim 0.150 \text{ г/см}^3$, $\sim 0.256 \text{ г/см}^3$ и $\sim 0.350 \text{ г/см}^3$ обнаружили расхождение в pT -поведении в микропористой среде стеклянных сферических частиц средним диаметром 25 мкм и в свободном объеме. Было обнаружено заметное уменьшение наклона графика $p = p(T)$ в однофазной области фазовой диаграммы, что свидетельствует об уменьшении давления в тройной смеси, помещенной в микропористую среду по сравнению с pT -свойствами в свободном объеме. Отклонения от обычного pT -поведения тройной смеси в свободном объеме при $p < p_c$ были связаны с капиллярной адсорбцией в микропорах. Для систем с $p > p_c$ высказано предположение о наличии градиента состава смеси вдоль нормали к поверхности поры, который, предположительно, является результатом селективного взаимодействия молекул смеси с поверхностью пористого пространства.

Работа выполнена в рамках проекта РФФИ 07-03-01004А.

Литература

Fretwell H.M., Duffy J.A., Clarke A.P., Alam M.A. & Evans R. J. *Phys.: Condens. Matter.* 8, 9613. 1996.
 Thommes M., Kцhn R., Fцrца M. *App. Surf. Sci.* 196, 239. 2002.
 Evans R. J. *Phys.: Condens. Matter.* 2, 8989. 1990.
 Мутина А.Р., Скирда В.Д. *Структ. и Динамика Мол. Систем.* Вып.2. 2007. 45.
 Chueh P.L. & Prausnitz J.M. *AIChE J.* 13, 1099. 1967.
 Уэйлес С.М. Фазовые равновесия в химической технологии. Москва, Из-во «МИР». 1989.
 Sage В.Н., Lacey W.N. *Volumetric and Phase Behavior of Hydrocarbons.* Stanford University Press. 1939.
 Архипов Р.В., Пименов Г.Г. *Структ. и Динамика Мол. Систем.* Вып.1. 2007. 368.
 Пименов Г.Г., Кортунов П.В., Дворяшкин М.Н. *Структ. и Динамика Мол. Систем.* Вып.Х. 2003. 88.

A.V. Savinkov, V.D. Skirda, A.A. Ivanov, R.V. Arkhipov, A.R. Mutina, S.S. Safonov. **Thermodynamic behaviour of the methane-propane-pentane mixtures in the porous media of glass spheres.**

The pT -behavior of the methane-propane-pentane mixtures with molar ratio of the ingredients as $0.50 : 0.35 : 0.15$ was studied in the porous media of glass spheres (average diameter about 25 mm) and in a bulk. It was shown that only slight pressure decreasing of the mixture occurs at whole two-phase (gas + liquid) temperature range. However qualitative difference of the pT -diagrams measured for the mixtures in a bulk and in the porous media was found in one-phase region. Temperature dependence of pressure in the porous media was observed weaker than in a bulk. We assumed that the porous media influence is caused by single-layer and capillary adsorption mechanisms giving rise to the chemical content gradient in the porous media along a pore surface normal.

Keywords: micropore, interaction with pore surface, compound mixture of hydrocarbon, pT -behavior.

Андрей Владимирович Савинков
PhD, ассистент

Анатолий Александрович Иванов
Инженер

Руслан Викторович Архипов
Научный сотрудник, к.ф.-м.н.

Владимир Дмитриевич Скирда
Д.ф.-м.н., профессор, зав. кафедрой

Казанский государственный университет, кафедра физики молекулярных систем. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел.: (843) 231-51-89.

Альбина Ришатовна Мутина

К.ф.-м.н. Сотрудник Московского научно-исследовательского центра компании «Шлюмберже».

Сергей Сергеевич Сафонов

Старший научный сотрудник Московского научно-исследовательского центра технологической компании «Шлюмберже»

101000, Россия, г. Москва, пер. Огородная слобода, 5а. Тел.: (495) 935-82-00.

Казань: «Изд-во ПЛУТОН». 2004. 78 с.

Математическое моделирование имплозионного воздействия на пласт

Ю.А. Волков, В.М. Конюхов,
А.В. Костерин, А.Н. Чекалин



На основе математического моделирования изучаются взаимосвязанные гидродинамические процессы в скважине, имплозионной камере и пласте при имплозионном воздействии на призабойную зону. Представлены результаты вычислительных экспериментов, раскрывающие возможности созданного программного обеспечения при изучении гидродинамики потоков и оценке таких характеристик имплозионного воздействия как амплитуда и частота, объем жидкости, поступающей из скважины в пласт и из пласта в скважину, длина образующихся трещин и т. д.

ISBN 5-902089-11-5

ДВУХШАГОВЫЕ МЕТОДЫ ЛЕВЕНБЕРГА-МАРКВАРДТА В ЗАДАЧЕ ИДЕНТИФИКАЦИИ КОЭФФИЦИЕНТА ФИЛЬТРАЦИИ

Предложен двухшаговый метод Левенберга-Марквардта минимизации функции невязки. На примере решения модельной задачи идентификации коэффициента фильтрации трёхмерного анизотропного водоносного пласта проведено сравнение классического и двухшагового методов Левенберга-Марквардта. Численные результаты показали эффективность предложенного метода.

Ключевые слова: математическое моделирование, минимизация функции невязки, идентификация коэффициента фильтрации.

Постановка задачи идентификации коэффициента фильтрации. Рассматривается модельная задача идентификации коэффициента фильтрации трёхмерного анизотропного напорного водоносного пласта Щпо замерам напора в наблюдательных точках в условиях однофазной стационарной фильтрации жидкости, описываемой уравнением (Мироненко, 1996)

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(K_{xy} \frac{\partial h}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(K_{xy} \frac{\partial h}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(K_z \frac{\partial h}{\partial z} \right) = 0, \quad (1)$$

где K_{xy}, K_z – коэффициенты фильтрации, $h = h(x, y, z)$ – напор. Пласт Щпятыслоный ($\approx 40 \text{ км} \times 30 \text{ км} \times 200 \text{ м}$), слои зонально-неоднородные, $\Omega = \bigcup_{k=1}^{71} \Omega_k$. Каждая зона однородности Щ, характеризуется двумя значениями коэффициента фильтрации $K_{xyk}^{tr}, K_{zk}^{tr}$. Значения коэффициента фильтрации K_{xyk}^{tr} брались в пределах от $0.1 \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$ до $100 \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$, K_{zk}^{tr} в пределах от $0.0001 \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$ до $0.02 \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$. На кровле пласта заданы граничные условия 2-го рода (от $-9.2 \cdot 10^{-3} \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$ до $2 \cdot 10^{-3} \text{ м} \cdot \text{сут}^{-1}$), которые моделируют инфильтрацию, расходные характеристики родников и реки. Подошва и боковая поверхность непроницаемы, за исключением участка боковой поверхности 5-го слоя, на котором заданы граничные условия 1-го рода $h = 80 \text{ м}$. Для дискретизации уравнения (1) использовался метод конечных элементов. Полученная в результате дискретизации система линейных алгебраических уравнений решалась методом

сопряженных градиентов с предобуславливающей матрицей в виде неполного разложения Холесского (Hill, 1990).

Из решения уравнения (1) при заданных значениях коэффициента фильтрации $K_{xyk}^{tr}, K_{zk}^{tr}$ определялись значения напора в наблюдательных точках $h_j^{tr} (j=1, \dots, 247)$. Наблюдательные точки располагались на кровле пласта.

По значениям $h_j^* = h_j^{tr} + \delta_j$, где δ_j – задаваемая погрешность, восстанавливались логарифмы значений коэффициента фильтрации $K = \{K_i\}_{i=1}^{142} = \{\ln K_{xyk}, \ln K_{zk}\}_{k=1}^{71}$ из минимума функции невязки

$$J(K) = \frac{1}{2} R^T R = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{247} (h_j - h_j^*)^2, \quad (2)$$

где $R = (h_1 - h_1^*, \dots, h_{247} - h_{247}^*)$ – вектор невязок, $h_j = h_j(K)$ – вычисленные значения напора в наблюдательных точках. В процессе идентификации параметры $K_{xyk}^{tr}, K_{zk}^{tr}$ считались неизвестными.

Двухшаговый метод Левенберга-Марквардта. Одной из причин плохой эффективности методов минимизации функции невязки является сильная овражность минимизируемой функции. Для минимизации таких функций широко используются различные варианты метода Левенберга-Марквардта. В методе Левенберга-Марквардта новые значения параметров на каждой итерации определяются по формуле

$$K^n = K^{n-1} - (H + \mu_n E)^{-1} g,$$

где E – единичная матрица, $H = A^T A$ – приближённая матрица вторых производных, $A = \left\{ \frac{\partial h_j}{\partial K_i} \right\}$ – матрица чувствительности, g – градиент функции невязки, μ_n – параметр Марквардта, n – номер итерации. При больших значениях μ_n направление спуска метода Левенберга-Марквардта близко к направлению метода наискорейшего спуска, при малых значениях μ_n близко к направлению метода Гаусса-Ньютона. Различные варианты метода Левенберга-Марквардта отличаются стратегией выбора на каждой итерации параметра Марквардта (Дэннис, 1988; Hill, 1998; Sun, 1994). В статье (Мазуров и др., 2009) построен двухшаговый метод на основе метода Левенберга-Марквардта, в

метод	Начальное состояние		конечное состояние			
	h_{\max}	$\Delta \ln K_{xyz}^0$	h_{\max}	$\Delta \ln K_{xyz}^{st}$	it	nc
ЛМ	9.27	1.7	3×10^{-5}	0.71	222**	31934
ДЛМ			9×10^{-7}	0.17	108	15645
ДЛММ			8×10^{-7}	0.16	57	8437

Табл. 1. ЛМ – метод Левенберга-Марквардта; ДЛМ – двухшаговый метод Левенберга-Марквардта, ДЛММ – модифицированный двухшаговый метод Левенберга-Марквардта; h_{\max} – максимальная невязка, $\Delta \ln K_{xyz}^0, \Delta \ln K_{xyz}^{st}$ – начальные и итоговые значения среднеквадратического отклонения, it – число итераций, nc – число, характеризующее вычислительные затраты, ** – процесс минимизации остановлен по критерию медленной сходимости.

котором параметр Марквардта определялся методом золотого сечения из минимума функции невязки $\min_{\mu_n} J(K^{n-1} - (H + \mu_n E)^{-1}g)$. В предлагаемом двухшаговом методе Левенберга-Марквардта (ДЛМ) используется следующая стратегия выбора параметра Марквардта (Пантелеев, Летова, 2005). Начальное значение параметра Марквардта выбирается на порядок больше максимального сингулярного числа матрицы H . В случае уменьшения функции невязки на текущей итерации $J(K^n) < J(K^{n-1})$ параметр Марквардта уменьшается в два раза, в случае нарушения условия убывания параметр Марквардта увеличивается в два раза до тех пор, пока это условие не выполнится. При построении двухшагового алгоритма используется главная система координат, полученная с помощью сингулярного разложения $H = V \Sigma V^T$, где V – ортогональная матрица, $\Sigma = (\sigma_1, \dots, \sigma_{142})$ – диагональная матрица, σ_i – сингулярные числа, $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \dots \geq \sigma_{142} \geq 0$. Направления вдоль осей с большими сингулярными числами соответствуют спуску ко дну оврага, а с малыми сингулярными числами – смещению вдоль дна оврага. Каждая итерация двухшагового метода Левенберга-Марквардта проводится в два шага. На первом шаге допускается возрастание функции невязки за счет её роста в направлениях, соответствующих большим сингулярным числам. На втором шаге проводится уменьшение функции невязки вдоль этих направлений (спуск ко дну оврага). В итоге по итерациям строится убывающая последовательность значений функции невязки. Также рассмотрена модификация двухшагового метода Левенберга-Марквардта (ДЛММ), в которой на втором шаге проводятся дополнительные спуски в направлениях, соответствующих большим сингулярным числам. Использование второго шага в двухшаговых методах ДЛМ и ДЛММ позволило сократить число итераций и вычислительные затраты процесса минимизации функции невязки за счет большего уменьшения функции невязки на каждой итерации по сравнению с классическим методом Левенберга-Марквардта (ЛМ). Приведем алгоритм метода ДЛММ. Каждая итерация состоит из последовательности следующих операций:

1. Вычисляется значение

$$J_t(\mu_n) = J(K^{n,t}),$$

где $K^{n,t} = K^{n-1} + \delta^t$, $\delta^t = -(H + \mu_n E)^{-1}g$. При выполнении условия уменьшения функции невязки $J_t(\mu_n) < J(K^{n-1})$ новые значения переменных определяются, как $K^n = K^{n-1} + \delta^1$, параметр Марквардта уменьшается в два раза, и итерация заканчивается, иначе – переходим к пункту 2.

2. Проводится уменьшение функции невязки вдоль направлений, соответствующих большим сингулярным числам в главной системе координат. Последовательно вычисляются значения

$$J_i(\mu_n) = J(K^{n,i}), \quad i = 2, 3, \dots$$

где $K^{n,i} = K^{n,i-1} + d^i$, $d^i = V \tilde{s}_i$, $\tilde{s}_i = \tilde{g}_i / (\sigma_i + \mu_n)$, $i = 1, \dots, q$, $\tilde{s}_i = 0$, $i = q+1, \dots, 142$, \tilde{g}_i – компоненты вектора $\tilde{g}_V = V^T \tilde{g}$, $\tilde{g} = A^T \tilde{R}$, \tilde{R} – вектор невязок в точке $K^{n,i-1}$, q – число направлений в главной системе координат, вдоль которых проводится смещение параметров, q выбирается из условия $\sigma_q > \mu_n \geq \sigma_{q+1}$. Значения $J_i(\mu_n)$ вычисляются

до тех пор, пока выполняется условие

$$J_{t-1}(\mu_n) - J_t(\mu_n) > 0.01 J_{t-1}(\mu_n), \quad t \geq 2. \quad (3)$$

Определим

$$J\mu_n = \min\{J_{t^*-1}(m_n), J_{t^*}(m_n)\},$$

где t^* – значение t , при котором условие (3) нарушается. Если $J\mu_n < J(K^{n-1})$, то новые значения параметров берутся для t , соответствующего $J\mu_n$, параметр Марквардта уменьшается в два раза, и итерация заканчивается. В противном случае параметр Марквардта увеличивается в два раза, и возвращаемся к пункту 1.

Элементы матрицы чувствительности вычисляются методом прямого дифференцирования уравнения фильтрации (1) и соответствующих граничных условий, градиент функции невязки вычисляется по формуле $g = A^T R$.

Для остановки процесса минимизации использовались два критерия:

- 1) медленная сходимость итерационного процесса $J(K^{n-1}) - J(K^n) < 0.01 J(K^{n-1})$ в течение трёх итераций,
- 2) достижение заданной точности по напору в наблюдательных точках $h_{\max} = \max_j |h_j(K^n) - h_j^*| < 10^{-6}$.

Численные результаты. Значения максимальной невязки h_{\max} , среднеквадратического отклонения коэффициента фильтрации от истинных значений

$$\Delta \ln K_{xyz}^n = \left[\sum_{k=1}^{71} (\ln K_{xyk}^{tr} - \ln K_{xyk}^n)^2 + (\ln K_{zk}^{tr} - \ln K_{zk}^n)^2 / 142 \right]^{1/2},$$

число итераций, полученные при решении модельной задачи без погрешностей в замерах напора методами Левенберга-Марквардта (ЛМ), двухшаговым методом Левенберга-Марквардта (ДЛМ) и модификацией двухшагового метода Левенберга-Марквардта (ДЛММ), приведены в табл. 1. Основные вычислительные затраты приходятся на вычисление функции невязки (решение уравнения фильтрации (1)) и на вычисление элементов матрицы чувствительности. Для оценки этих затрат введём число $nc = nc1 + nc2$, где $nc1$ – число решений уравнения фильтрации (1), $nc2$ – число решений уравнений, полученных прямым дифференцированием уравнения фильтрации,

δ_j	метод	$\Delta \ln K_{xyz}^0$	$\Delta \ln K_{xyz}^n$	it	nc
0.1	ЛМ	1.7	1.16	58**	8321
	ДЛМ		1.08	64**	9239
	ДЛММ		1.06	46**	6735
0.01	ЛМ	1.7	0.76	207**	29774
	ДЛМ		0.52	98**	14193
	ДЛММ		0.52	63**	9424
-0.1	ЛМ	1.7	0.98	146**	20992
	ДЛМ		0.91	74**	10701
	ДЛММ		0.92	51**	7487
-0.01	ЛМ	1.7	0.77	202**	29054
	ДЛМ		0.56	100**	11481
	ДЛММ		0.55	60**	8855

Табл. 2. Усл. обозн. см. табл. 1.

для определения элементов матрицы чувствительности.

Классический метод Левенберга-Марквардта был остановлен по критерию медленной сходимости, заданная точность по напору в наблюдательных точках не была достигнута. Двухшаговыми методами Левенберга-Марквардта получены решения с заданной точностью по напору, значения коэффициента фильтрации получены более близкими к истинным значениям.

Задача идентификации коэффициента фильтрации является обратной задачей и относится к классу некорректно поставленных задач (Тихонов, 1986; Sun, 1994). При наличии погрешностей в замерах напора значения идентифицируемых параметров, начиная с некоторой итерации, обычно удаляются от своих истинных значений, при этом функция невязки продолжает уменьшаться. Для выбора номера итерации с итоговыми значениями коэффициента фильтрации применяются специальные правила останова процесса минимизации или прерывания полученной последовательности значений функции невязки. Эти правила являются одним из регуляризирующих элементов решения обратных задач.

Для выбора номера итерации с итоговыми значениями коэффициента фильтрации в случае остановки процесса минимизации по критерию медленной сходимости при решении задач с погрешностями в замерах напора в данной работе использовалась следующая процедура (Мазуров и др., 2009):

- 1) определялся номер итерации k , с которого начинается медленная сходимость процесса минимизации;
- 2) определялся максимальный номер $i = 1, 2, \dots$, при котором выполняется условие $J^{k-i} < 1.5J^k$;
- 3) итоговые значения коэффициента фильтрации брались с итерации с номером $k - i$.

Результаты решения модельной задачи идентификации коэффициента фильтрации с погрешностями в замерах напора приведены в табл. 2.

Из приведённых результатов видно, что двухшаговые методы Левенберга-Марквардта требуют меньших вычислительных затрат по сравнению с классическим методом Левенберга-Марквардта. Модифицированный двухшаговый метод Левенберга-Марквардта с дополнительными спусками ко дну оврага показал себя наиболее эффективным по вычислительным затратам. Итоговые значения коэффициента фильтрации, полученные двухшаговыми методами Левенберга-Марквардта, ближе к истинным значениям по сравнению с классическим методом Левенберга-Марквардта. Задачи рационального использования и управления водными ресурсами, прогнозирования распространения загрязнений в водоносных пластах, разработки нефтяных месторождений требуют многократного решения задач идентификации параметров пласта. По этой причине уменьшение вычислительных затрат в алгоритмах идентификации, наряду с достоверностью определения значений параметров пласта, остаётся важной проблемой.

Литература

- Дэннис Дж., Шнабель Р. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений. М.: Мир. 1988. 440.
- Мазуров П.А., Елесин А.В., Кадырова А.Ш. Квазиньютоновский двухшаговый метод минимизации функции невязки. *Вычислительные методы и программирование*. 2009. 10, №1. 64-71.
- Мироненко В.А. Динамика подземных вод. М. Изд-во МГУ. 1996. 520.

Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. М.: Высш. шк. 2005. 544.

Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука 1986. 288.

Hill M.C. Solving groundwater flow problems by conjugate-gradient methods and the strongly implicit procedure. *Water Resour. Res.* 1990. Vol.26. No.9. 1961-1969.

Hill M.C. Methods and guidelines for effective model calibration. U.S Geological survey water-resources investigations report 98-4005. Denver, Colorado. 1998.

Sun N.-Z. Inverse Problems in Groundwater Modeling. Kluwer Acad., Norwell, Mass. 1994. 337.

A.V. Elesin, A.Sh. Kadyrova, P.A. Mazurov. **The two-step Levenberg-Marquardt methods in hydraulic conductivity identification task.**

The two-step Levenberg-Marquardt methods are proposed for the minimization of a residual function. The proposed methods and the classical Levenberg-Marquardt method are compared on solving model problem of hydraulic conductivity identification for a three-dimensional anisotropic confined aquifer. The numerical results are shown the efficiency of the two-step Levenberg-Marquardt methods.

Keywords: mathematical modeling, minimization of residual function, inverse problem.

Андрей Викторович Елесин

К.ф.-м.н., старший научный сотрудник.

Альфия Шамилевна Кадырова

Научный сотрудник.

Петр Алексеевич Мазуров

К.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, и.о. зав. лабораторией.

Институт механики и машиностроения Казанского научного центра РАН, лаборатория математического моделирования гидрогеологических процессов.

420111, Россия, Казань, ул. Лобачевского, 2/31. Тел.: (843) 292-74-90.

Казань: «Изд-во ПЛУТОН». 2007. 124 с.

Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин

Иктисанов В.А.

Работа посвящена вопросам проектирования, эксплуатации и гидродинамическим исследованиям скважин сложной архитектуры. Предложены упрощенные способы описания установившейся и неуставившейся фильтрации жидкости к одноярусным многоствольным горизонтальным скважинам. Разработан и апробирован способ интерпретации кривой восстановления давления. Выполнено изучение влияния траектории стволов скважины на ее продуктивность. Предложено геолого-экономическое решение задачи определения оптимальной траектории и длин стволов. Показана область применения многоствольных горизонтальных скважин. Рассмотрены вопросы управления выработкой запасов, дренируемых многоствольной скважиной.

ISBN 5-902089-30-1

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПАЛЕОЗОЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В статье описывается современное представление о формировании коллекторских свойств пород на различных этапах литогенеза, модели формирования структуры пустотного пространства и флюидонасыщенности на основе атласов пород основных нефтеносных горизонтов Палеозоя Республики Татарстан.

Ключевые слова: основные нефтеносные горизонты, литологические исследования.

Идея создания атласов пород основных нефтеносных горизонтов Палеозоя Республики Татарстан (Рис. 1) (Морозов, Козина 2007; Морозов и др., 2008; Данилова, 2009) принадлежит Т.Е. Даниловой и директору ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ Ю.А.Волкову. Основной целью являлось не только создание атласов, показывающих разнообразие структур и текстур пород как коллекторов нефти различной практической значимости, но также и разработка литологических аспектов модели формирования структуры пустотного пространства пород-коллекторов нефти, что необходимо для оптимизации геологоразведочных работ, подсчета запасов, выбора методики рациональной нефтедобычи.

В данной статье речь идёт о книгах (Морозов, Козина 2007; Морозов и др., 2008), в которых разработаны модели формирования коллекторских свойств карбонатных пород – известняков и доломитов, основанные на структурно-генетической типизации известняков и характера их вторичных изменений с учетом тектоно-флюидодинамического фактора формирования залежей нефти. Проведено литологическое описание осадочных образований, являющихся нефтегазоносными комплексами на территории Республики Татарстан. Рассматриваются три из шести нефтегазоносных комплексов – эйфельско-франский терригенный, турнейский карбонатный и окско-башкирский карбонатный (Нефтегазоносность..., 2007). Проведено описание и анализ карбонатных отложений турнейского, визейского, серпуховского и башкирского ярусов. Авторы книг (Морозов, Козина 2007; Морозов и др., 2008), не ограничились «простым» описанием изученных разрезов с выделением пород-коллекторов, плотных пород и пород-флюидоупоров. В их задачу входила реконструкция палеоусловий седиментогенеза карбонатов в обстановках эпиконтинентальных морских бассейнов, их литогенеза, в том числе вторичных изменений, обусловленных наложенными процессами.

Изучены коллекторские свойства пород и их флюидонасыщенность, проведены литолого-фациальный и литогенетический анализы. Последние стали основой реконструкции схемы седиментогенеза карбонатных осадков, процессов их литификации, вторичных изменений минерального состава, структуры и текстуры пород. При этом использован системный подход к интерпретации полученных данных.

Проведение подобного системного анализа на историко-геологической основе (Дмитриевский, 1998) необходимо

для оценки факторов, механизмов и способов седиментогенеза и литогенеза карбонатов, включая выявление условий формирования пустотного пространства матрицы карбонатных пород и их нефтенасыщенности.

Изучение разрезов нижнего и среднего карбона позволило создать схемы седиментогенеза карбонатов. Карбонаты турнейского и визейского веков формировали отложения мелководных шельфовых равнин, образуя широкие пояса, располагающиеся параллельно береговой линии. Поэтому при стратификации таких отложений можно использовать как структурно-генетическую типизацию известняков, так и данные ГИС. Карбонаты серпуховского и башкирского ярусов накапливались преимущественно выше базиса волнового воздействия и на значительном удалении от береговой линии. При этом вследствие высокой гидродинамической активности формировались баровые отложения, сложенные биокластово-зоогенными карбонатными осадками, литификация которых осуществлялась при их выходе из-под уровня моря. Благодаря такой литификации в субаэральных условиях и гипергенезу шло образование продуктов их разрушения – литокластовых (обломочных) карбонатов. Поэтому область седиментогенеза представляла собой архипелаг. Между островами шло накопление пелитоморфных карбонатных илов. В более глубоководных условиях, ниже базиса волнового воздействия, формировались биокластово-зоогенные и пелитоморфные карбонатные осадки. В силу невыдержанности типов осадков по латерали стратификация отложений серпуховского и башкирского ярусов до горизонтов на практике по литологическим признакам и данным ГИС не делается.



Рис. 1.

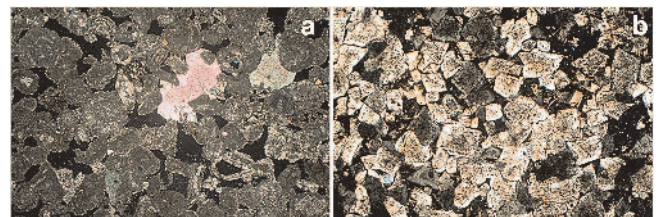


Рис. 2. Фотографии шлифов. Карбонатные породы-коллекторы с равномерной нефтенасыщенностью. Увеличение 20 \times . Никели скрещены. а – выщелачивание в биокластово-зоогенном известняке, Башкирский ярус, Демкинское месторождение; б – вторичный доломит, Тульский горизонт, Онбийское месторождение.

Постседиментационные изменения карбонатов, связанные с фоновым литогенезом, заключаются в: уплотнении; оттоке седиментогенных вод; перекристаллизации; кальцитизации, включая заполнение кальцитом пустот; формировании зерен и агрегатов пирита; окремнении наиболее крупных органических остатков известняков, имеющих зоогенную природу; появлении стилолитов. Невысокая интенсивность этих изменений, обусловленная малой скоростью погружения, предопределяет отток захороненных вод преимущественно по напластованию пород и через более проницаемые их типы. Поэтому, вследствие миграции флюида по латерали, такие изменения пород слабы по сравнению с вторичными изменениями наложенного характера.

Другой тип постседиментационных изменений – вторичные изменения. Их особенностью является то, что они не являются изохимическими, как при фоновом литогенезе. При их реализации происходят весьма существенные изменения, как минерального состава, так и структурно-текстурных особенностей пород, что обусловлено миграцией флюидов. В основу отнесения тех или иных вторичных изменений к определенной геофлюидной стадии развития бассейнов породообразования положены морфология вторично измененных пород, пространственная литолого-стратиграфическая и тектоническая приуроченность, выдержанность в пространстве, источник флюидов, вызывающих изменения.

Вторичные изменения, связанные с элизионной стадией реализуются в условиях динамотермальной активизации (Осадочные бассейны ..., 2004). Основным фактором таких изменений считается температурный режим. Последний, определяемый астеносферной конвекцией, способствует разогреву осадочных толщ и дополнительному отжиму флюидов из них (Артюшков, 1993). По сравнению с отжимом флюидов при фоновом литогенезе, его интенсивность такова, что миграция флюидов осуществляется и вкрест простирающихся пород. «Окнами» такой разгрузки служат антиклинальные поднятия (Файф и др., 1981).

Проведенный анализ показал, что присутствие среди карбонатных отложений, полностью или частично сформировавшихся за счет механического отложения материала, пород с высокими емкостно-фильтрационными свойствами не определяется наличием в них пустотности седиментогенной природы. Высокая пустотность матрицы изученных карбонатных пород определяется проявлением в них вторичных изменений, таких как выщелачивание и доломитизация (Рис. 2). Однако развитие выщелачивания, также как и доломитизации, не повсеместно. Последнее определяется тектоно-флюидодинамическим и литолого-стратиграфическим факторами.

Анализ плотности расположения месторождений нефти показывает, что их размещение в значительной мере контролируется тектоническим фактором. Он и связанный с ним флюидодинамический фактор (Соколов, 2001) оказывают влияние на генерацию водонефтяных флюидов, пути их миграции, аккумуляцию. Названные факторы «ответственны» также за формирование вторичных коллекторских свойств карбонатов. Характер тектонического развития региона влияет также на тепловой режим бассейна породообразования (Артюшков, 1993), который может меняться во времени. Современный тепловой ре-

жим региона, по-видимому, унаследован от времени формирования месторождений нефти, поскольку на определенную его связь с плотностью их распространения указывают фактические данные.

Роль тектоно-флюидодинамического фактора в формировании вторичных изменений известняков, прежде всего, выщелачивания и доломитизации, и, соответственно, в формировании высоких коллекторских свойств карбонатных пород сводится к следующим положениям: тектонический фактор обуславливает формирование положительных структур, к которым приурочены месторождения и залежи нефти; в пределах положительных структур наиболее интенсивно реализуются вторичные изменения пород; наибольший ток флюидов, приводящий к существенным вторичным изменениям пород на элизионной стадии развития бассейнов породообразования, осуществляется через более высокоамплитудные структуры.

Известно, что тектоническое развитие региона является стадийным. На каждой стадии происходят определенные изменения карбонатов. На основании анализа фациальной изменчивости отложений, их литологического состава, соотношений структурных планов, перерывов в осадконакоплении в истории региона можно выделить: палеоплатформенный резонансный (PR_2-T_1) и неоплатформенный автономный (T-Q) этапы (Фанерозойские осадочные ..., 2000). С первым связаны формирование осадочных формаций и реализация процессов фонового литогенеза, со вторым – процессы нефтенакопления и вторичные изменения пород. Считается, что реализация процессов нефтенакопления и вторичных изменений пород, обусловленных элизионной стадией в условиях динамотермальной активизации, определяется подъемом уровня астеносферы вследствие прихода плюма из нижней мантии и кондуктивного теплопереноса (Изотов, 2001).

Литолого-стратиграфический фактор в формировании вторичной структуры пустотного пространства карбонатных пород и участков ее пространственной локализации проявляется в том, что: карбонатные породы перекрываются породами-флюидоупорами; в разрезе карбонатных пород присутствуют известняки различных структурно-генетических типов; среди карбонатных пород наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают биокластово-зоогенные известняки, которые подвержены процессам выщелачивания, крайне редко вторичные доломиты; нефтяные залежи в карбонатных породах образуют либо массивные литологически неоднородные, либо пластовые тела в зависимости от последовательности напластования тех или иных структурно-генетических типов известняков и других пород.

По нашим данным, вертикальная неоднородность залежей нефти в известняках обусловлена не столько неоднородностью строения осадочной толщи, поскольку коллекторские свойства неизмененных вторичными процессами известняков любых структурно-генетических типов довольно близки и характеризуются малыми величинами, сколько реализацией в определенных структурно-генетических типах известняков процессов выщелачивания. Поэтому развитие процессов выщелачивания в большей мере определяет неоднородность разреза по коллекторским свойствам, чем неоднородное сложение толщи различными типами известняков.

Существенным элементом современной теории формирования месторождений нефти и газа считается восходящий ток флюидов, что связывается с элизионной стадией гидрогеологического развития бассейнов породообразования (Карцев, Вагин и др., 1986). Данное положение теории получило свое развитие в трудах Б.А.Соколова (Соколов, 2001) и других, создавших флюидодинамическую модель нефтегазообразования.

Однако в рамках осадочно-миграционной теории и флюидодинамической модели нефтегазообразования невыясненным или весьма слабо изученным следует признать вопрос о способах формирования вторичной пустотности в карбонатных породах. Важность решения этой задачи носит не только научный характер, поскольку понимание механизмов формирования карбонатных пород-коллекторов и факторов, их определяющих, позволяет делать и практические выводы, связанные как с региональным, так и локальным прогнозом распространенности вторичных изменений пород, приводящих к формированию в них вторичной пустотности матрицы.

Особенностью рассматриваемых в работе карбонатных пород-коллекторов является то, что, в отличие от терригенных коллекторов, емкостно-фильтрационные свойства которых формируются преимущественно на стадиях седиментогенеза-катагенеза, пустотное пространство карбонатов имеет «значительно более полигенный характер». В работах доказывается, что многие карбонаты, рассматриваемые в качестве коллекторов, обладают вторичной пустотностью, обусловленной выщелачиванием и доломитизацией.

Следует сказать, что выявление тех или иных вторичных изменений, определяющих коллекторские свойства карбонатных пород, не вызывает серьезных затруднений. Сложным является оценка роли и места таких процессов как выщелачивание и доломитизация в формировании пустотного пространства матрицы карбонатных пород-коллекторов. Последнее без выявления механизмов формирования структуры пустотного пространства пород и факторов, их определяющих, следует признать невозможным.

Анализ изложенного в работах фактического материала позволил сформулировать ряд положений, на основе которых была создана модель формирования кавернозности известняков промышленных залежей нефти. Основные ее положения сводятся к следующим: 1) существование антиклинальных ловушек, которыми являются поднятия III-IV порядка, и наличие над известняками толщи пород-флюидоупоров; 2) наличие поликомпонентных по составу известняков, какими являются биокластово-зоогенные известняки; 3) заполнение ловушки водонефтяным флюидом, вторичная миграция которого приводит к его фазовому разделению и нефтенакплению, генерирует углекислоту и органические кислоты; 4) выщелачивание части микрита, цементирующего органические остатки биокластово-зоогенных известняков, и вынос растворенных компонент за пределы залежей; 5) местом преимущественной реализации процессов выщелачивания известняков являются наиболее высокоамплитудные поднятия — их сводовые части, меньше — крылья.

Названные положения реализуются вследствие благоприятного сочетания тектонического и литолого-стратиграфического факторов, а также выщелачивания. Следует

признать то, что сочетание двух первых из названных положений является достаточным лишь для формирования непромышленных залежей, коллекторы которых относятся к поровым. Такой тип структуры пустотного пространства известняков сформирован в результате седиментогенеза-катагенеза пород и не затронут процессами выщелачивания.

Третье-пятое положения, показывающие возможность формирования вторичной пустотности (кавернозности) в известняках, являются основными, объясняющими формирование промышленно значимых коллекторских свойств известняков. В их основу положен фактический материал, полученный при проведении собственных исследований.

Таким образом, проведенный историко-геологический анализ карбонатных отложений позволил осуществить реконструкцию процессов их формирования, включающих седиментогенез, фоновый литогенез и вторичные изменения наложенного характера, обусловленные меняющимся во времени и пространстве геофлюидным режимом бассейна породообразования. Это потребовало «поэтапного (позтапного) снятия с карбонатов той нагрузки», которая обусловлена их постседиментационными изменениями.

Основные результаты получены благодаря использованию системного подхода к изучаемым объектам, который рассматривает их как развивающиеся во времени и пространстве. Поэтому в работе для проведения историко-геологических исследований использованы также основные положения смежных и родственных дисциплин — литологии нефтегазоносных толщ, геофлюидодинамики, геодинамики, гидрогеологии, теории формирования нефтяных месторождений, теории метасоматических процессов. В результате такого подхода предложены модели формирования кавернозных известняков и пористых доломитов, в основу которых положены внешние и внутренние факторы, определяющие возможность реализации вторичных изменений. Таким образом, раскрывается современное состояние литологической изученности нефтеносных отложений карбона, разнообразие пород, слагающих нефтеносные комплексы.

Литература

- Артюшков Е.В. Физическая тектоника. М.: Недра. 1993. 456.
- Данилова Т.Е. Терригенные породы основных продуктивных горизонтов верхнего девона и нижнего карбона (в печати).
- Дистанов У.Г., Аксенов Е.М., Ведерников Н.Н. и др. Фанерозойские осадочные палеобассейны России: проблемы эволюции и минерализации неметаллов. М.: ЗАО «Геоинформмарк». 2000. 400.
- Дмитриевский А.Н. Бассейновый анализ (системный подход). *Геология нефти и газа*. 1998. № 10. 18-26.
- Изотов В.Г. Петролого-геодинамическая модель эволюции кристаллического основания востока Русской плиты и его углеводородный потенциал. *Мат-лы межд. научно-практ. конф.: «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов»*. М. 2001. 77-78.
- Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. М.: Недра. 1992. 208.
- Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2007. 201.
- Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2008. 182.
- Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х.Муслимова. Казань: Изд-во «Фэн». 2007. Т. I. 316. Т. II. 524.
- Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволю-

РАДИОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

Приведены результаты исследования возможного распространения радионуклидов из мест размещения нефтешламов на территории производственных объектов ОАО «Татнефть» за счет процессов выщелачивания изотопов радия и их воздействия на водоносные комплексы – зоны активного водообмена осадочной толщи юго-востока РТ. Основным объектом исследований являлись воды татарских и верхнеказанских отложений верхнепермской системы, залегающих первыми от поверхности и подверженных, по этой причине, техногенному влиянию. Показано, что в настоящее время загрязнения подземных вод за счет поступления радионуклидов из осадков с повышенным содержанием радионуклидов, размещенных на территории ОАО «Татнефть», не происходит.

Ключевые слова: природные радионуклиды, подземные воды, техногенное влияние.

Известно, что во многих нефтедобывающих регионах России и всего мира при добыче и подготовке нефти наблюдается образование осадков с повышенным содержанием природных радионуклидов (ПРН). Анализ физико-химических процессов, приводящих к образованию подобных осадков, показывает, что полностью предотвратить их отложения на современном уровне технологии добычи и подготовки нефти невозможно. При очистке оборудования осадки с повышенным содержанием ПРН, как правило, размещаются на территории объектов, где они сформировались.

Встает вопрос, возможен ли вынос природных радионуклидов в окружающую среду из осадков с повышенным содержанием ПРН, размещенных на территории производственных объектов. Теоретически, основными путями возможного распространения радионуклидов в окружающей среде возможно за счет: процессов выщелачивания (вымывания) изотопов радия и продуктов их распада из осадков; выделения из них радона и радиоактивных аэрозолей; механического переноса частиц.

Возможное распространение радионуклидов из мест размещения осадков с ПРН за счет механического переноса частиц контролируется относительно просто и впол-

не управляемо. Организация строгого дозиметрического контроля на местах проведения работ с осадками, содержащими ПРН, соблюдение требований действующих правил по обеспечению радиационной безопасности позволяет практически полностью исключить этот путь распространения радионуклидов в окружающей среде.

На сегодняшний день наиболее вероятными процессами, которые могут привести к поступлению природных радионуклидов в окружающую среду, являются процессы выщелачивания изотопов радия и выделения радона из осадков с повышенным содержанием ПРН.

В данной статье рассматривается влияние процессов выщелачивания изотопов радия из осадков с повышенным содержанием ПРН (размещенных на территории производственных объектов ОАО «Татнефть») на водоносные комплексы зоны активного водообмена осадочной толщи юго-востока РТ. Основным объектом исследований являлись воды татарских и верхнеказанских отложений верхнепермской системы, залегающих первыми от поверхности и подверженных, по этой причине, техногенному влиянию.

Исходя из результатов изучения гидрогеологических характеристик территории деятельности ОАО «Татнефть»,

Окончание статьи В.П. Морозова, Е.А. Козинной, Э.А. Королева, А.Н. Кольчугина «Литологические исследования ...»

ция. М.: Научный мир. 2004. 526.

Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. СПб: Недра. 2004. 172.

Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды. М.: Изд-во МГУ. 2001. 480.

Файф А., Прайс Н., Томпсон А. Флюиды в земной коре. М.: Мир. 1981. 436.

V.P. Morozov, E.A. Kozina, E.A. Korolev, A.N. Koluchigin.
Lithologic researches of Paleozoic oil horizons of Tatarstan Republic

Modern view on the reservoir properties formation of rocks at different stages of the lithogenesis has been described in the paper. Also formation models of the voids structure and fluid saturation have been described on basis of rock atlases of main Paleozoic oil horizons of Tatarstan Republic.

Keywords: basic oil horizons, lithologic researches.

Владимир Петрович Морозов

К.г.-м.н., доц., зав. каф. минералогии и петрографии

Елена Александровна Козина

К.г.-м.н. Научные интересы: литолого-петрофизические исследования карбонатных пород

Эдуард Анатольевич Королев

К.г.-м.н., доц. каф. общей геологии и гидрогеологии

Антон Николаевич Кольчугин

Аспирант каф. минералогии и петрографии

Казанский государственный университет
420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, 18.
Тел.: (843)292-96-92.

проведенного Б.В. Анисимовым (Анисимов, 2000), следует, что большинство объектов сбора и подготовки нефти находятся в зонах с плохой или слабой защищенностью грунтовых вод с глубиной залегания до 10 м. Только некоторые из них расположены в зонах с удовлетворительной защищенностью (с глубиной залегания уровня зеркала грунтовых вод ниже 10 м).

Таким образом, если процессы выщелачивания из осадков с повышенным содержанием ПРН протекают интенсивно, то в грунтовых водах возможно увеличение концентрации радионуклидов.

В осадках с повышенным содержанием ПРН, размещенных на территории производственных объектов, изотопы радия находятся в виде радиобарита, который имеет весьма низкую растворимость (в дистиллированной воде – 2,3 мг/л) (Старик, 1969). Минеральную составляющую осадков, особенно радиобарит, количественно удается растворить только в концентрированных кислотах и при высоких температурах. Доля радиобарита в осадках относительно мала – значительную часть объема занимают углеводородные составляющие. Частицы радиобарита фактически упакованы в битумоподобную массу, что резко снижает вероятность выщелачивания изотопов радия из осадков. Однако с течением времени неизбежен процесс «старения» осадков, который будет сопровождаться разрушением их структуры. Эти процессы наиболее интенсивно будут развиваться на тех участках, где осадки с ПРН размещены прямо на поверхности грунта. В этом случае возрастает вероятность выщелачивания радия и перенос его в водоносные горизонты.

Для оценки уровня содержания радия 226 в водах родников проводится работа по мониторингу за их химическим составом и физическими характеристиками в области питания которых находятся объекты подготовки нефти (ОПН) ОАО «Татнефть».

Самое серьезное внимание было уделено оценке радиационного фона объектов окружающей среды и его пространственно-временных вариаций. Отсутствие или недостаток этих показателей затрудняет впоследствии отслеживание и различение радиоактивных загрязнений, приносимых как местами размещения осадков с ПРН, так и процессами (глобальными выпадениями, аварии и т.п.). Отсутствие или неточность фоновых данных затрудняет достоверную идентификацию источников загрязнения.

Определение фонового радиоэкологического состояния грунтовых вод проводилась путем анализа имеющихся фондовых материалов и всех данных наблюдений предыдущих лет. В рамках исследований проводились наблюдения в пунктах, не затронутых техногенным радиацион-

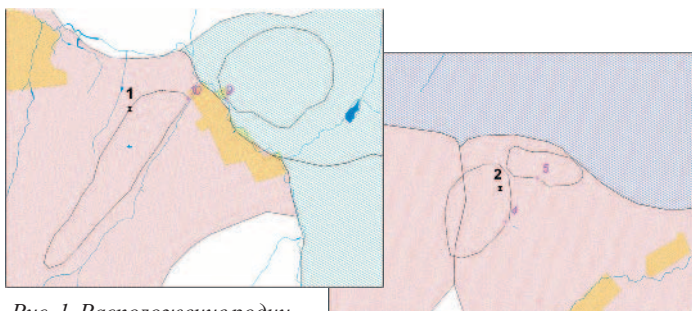


Рис. 1. Расположение родников в районе объекта подготовки нефти №1.



Рис. 2. Расположение родников в районе объекта подготовки нефти №2.

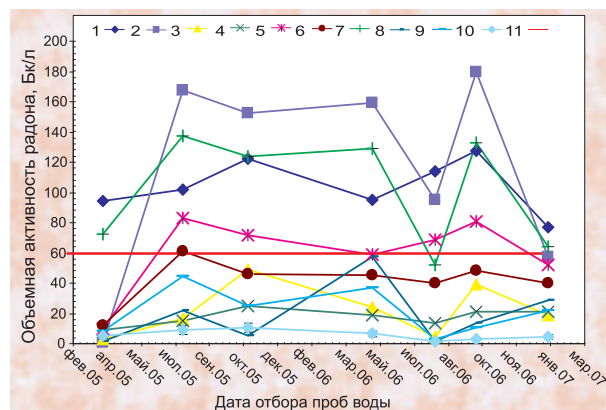


Рис. 3. Динамика изменения объемной активности радона в водах родников.

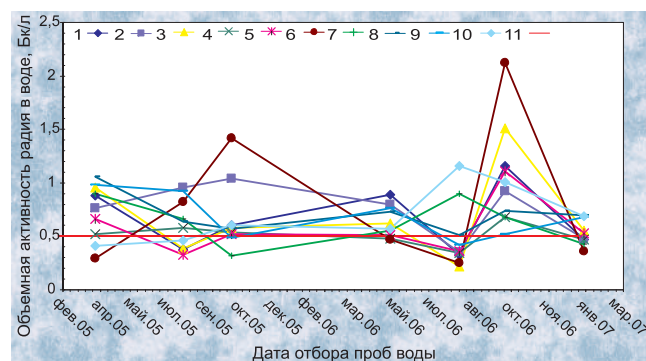


Рис. 4. Динамика изменения удельной активности радия-226 в водах родников.

ным воздействием. В качестве фоновых значений в данной работе были взяты результаты определения содержания радионуклидов в подземных водах (1964 – 1968 гг.), а также данные по фоновым родникам, полученные в рамках настоящих исследований. В результате анализа были выбраны четыре объекта подготовки нефти, на территории которых имеются места размещения осадков с природными радионуклидами.

Исследуемые родники вокруг объектов подготовки нефти выбирались исходя из следующих условий: ОПН размещаются в области питания родника; родники приурочены к наиболее верхним комплексам подземных вод.

В качестве фоновых рассматривались родники, в областях питания которых отсутствуют объекты подготовки нефти и другие крупные промышленные объекты. Исходя из этих условий были выбраны 10 родников, приуроченных к верхней пачке казанских отложений (P2 kaz), как наиболее вероятные объекты возможного воздействия (6 контрольных и 4 фоновых родника, по 2 – 3 родника на каждый из 4-х объектов подготовки нефти).

На рисунках 1, 2 представлены расположения выбранных родников. Ежеквартально проводились отборы проб воды из выбранных объектов наблюдения, а также их обобщений, радиохимический, гамма-спектрометрический анализы. На рисунке 1 точки отбора 9, 10 принадлежат к раз-

Табл. Содержание радионуклидов в родниковых водах казанских отложений (P2KZ) в разные периоды наблюдений.

	Период наблюдений			
	1964 – 1968гг.		2005 – 2008гг.	
	U-238, Бк/л	Ra-226, Бк/л	Ra-226, Бк/л	Rn-222, Бк/л
Мин.	0,0032	0,043	0,22	0,88
Макс.	0,1617	25,02	3,12	179,30
Среднее	0,0255	1,42	0,72	53,13

ным бассейнам. Содержание хлоридов в одном случае превышает норму, в другом – нет, то же и относительно минерализации вод. Однако, с учетом погрешности, активность радия

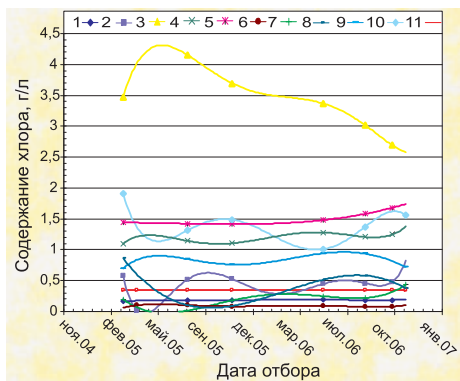


Рис. 5. Динамика изменения концентрации ионов хлора в водах родников.

в водах этих родников приблизительно равна. Корреляции между содержанием в воде ионов хлора и концентрацией радия-226 не выявлено. На рисунке 2 родники 4, 5 принадлежат одному бассейну. В них выявлено хлоридное загрязнение в обоих случаях, но одна точка характеризуется более высокой активностью радия, чем другая. Вновь не прослеживается зависимости между хлоридным загрязнением и активностью радия в воде. По другим объектам картина схожая.

В общем случае естественная суммарная активность, поступающая в подземные воды, подвержена сезонным вариациям: в весенний сезон (в период интенсивного питания водоносных горизонтов) она уменьшается, а в зимний сезон – увеличивается, т.к. на большей части территории России инфильтрационное питание практически прекращается в связи с промерзанием верхнего слоя пород зоны аэрации.

В результате проведенных исследований установлено следующее:

- содержание радона и радия не только в контрольных, но и в фоновых родниках подвержено существенным колебаниям и в водах ряда родников превышает уровень вмешательства для питьевых вод (Рис. 3, 4);
- содержание хлора, как один из показателей техногенного воздействия, в контролируемых родниках по сравнению с фоновыми, значительно превышает ПДК для питьевых вод (Рис. 5), т.е. техногенное воздействие на подземные воды очевидно;
- из полученных результатов также следует, что явно выраженной зависимости между концентрацией в воде родников ионов хлора и содержанием радона и радия не наблюдается, что особенно хорошо прослеживается по фоновым родникам;
- повышенное содержание радия в водах контролируемых и фоновых родников скорее свидетельствует об уровне его естественного содержания в горных породах, а не техногенного воздействия. Нами проведено сопоставление результатов, проведенных исследований, с данными, полученными геофизиками в середине 60-х годов при массовой радоновой съемке. Установлено, что за прошедшие 40 лет среднее содержание радия в подземных водах по исследованным родникам не увеличилось (Табл.).

Из вышеприведенных результатов следует:

1. Данные химического анализа родниковых вод показывают наличие выраженного техногенного воздействия на подземные воды.
2. В настоящее время загрязнения подземных вод за счет поступления радионуклидов из осадков с повышен-

ным содержанием ПРН, размещенных на территории ОПН, не происходит.

Литература

- Анисимов Б.В. Охрана от загрязнения водозаборов подземных вод в нефтедобывающих районах РТ. Сб. науч. тр.: Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений Татарстана. Бугульма. ТатНИПИнефть. 2000. 20-25.
 Старик И.Е. Основы радиохимии. Изд. 2-е. Л.: Наука. 1969.

P.N. Kubarev, M.N. Mingazov, A.F. Khisamutdinov, O.R. Badrutdinov, F.S. Bilalov. **Radio-ecological researches of free-salinated ground waters on OAO «Tatneft» oil fields**

Results of contingent radionuclide propagation from oil-slime allocation on the territory of production objects of OAO «Tatneft» are presented. Ground waters of tatar and upperkazanian deposits of upperpermanian systems were the objects of our investigations. They occur in the upper layers under the surface, that's why they are exposed by man-caused influence. It is shown that there is no pollution of ground waters by radionuclide from falls-out with enhanced radionuclide content, allocated on the territory of OAO «Tatneft».

Keywords: natural radionuclide, ground water, man-caused influence.

Петр Николаевич Кубарев

Зав. лаб. радиационной безопасности

Айдар Фаритович Хисамутдинов

К.г. -м.н, зав. сектором контроля

Минтахир Нургатович Мингазов

К.г. -м.н., зав. отделом экологической безопасности

Институт ТатНИПИнефть. Россия, г. Бугульма, ул. Джалиля, д. 32. Тел.: (85594) 789-34.

Фарид Сабирович Билалов

С.н.с. кафедры прикладной экологии

Батрутдинов Олег Рауфович

Доцент кафедры прикладной экологии

Казанский государственный университет.

420008, Россия, г. Казань, ул.Кремлевская, 18. Тел.: (843) 238-75-31.

Издательство ПЛУТОН при ООО ЦСМРНефть подготовило и выпустило в свет книги: **Экспресс-методика анализа эффективности разработки; Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей; Проблемы повышения геологических исследований скважин; Методология изучения строения кристаллического фундамента; Получение ценных химических продуктов из пластовых вод РТ; Техника и технология оперативных исследований скважин и многие другие.**

