

Кроме того, эти землетрясения в отдельных случаях сопровождаются выжиманием из трещин расплавленного вещества, из которых образовались эффузивные породы. Последние установлены многочисленными скважинами в отложениях кыновского горизонта на Южно-Татарском своде, на юге Татарстана и севере Самарской области.

Таким образом, законы природы обуславливают природную причину землетрясений, а землетрясения – причины формирования геологических структур в осадочном чехле платформ. На платформах нет ни одной геологической структуры, образованной тепловой энергией магмы.

В заключение отметим, что данное доказательство о «причастности» законов природы в геологических процессах вовсе не принадлежит авторам статьи.

Догадку о необходимости изучения геологических процессов на основе законов природы впервые высказал М.В.Ломоносов, что... «причиной формирования гор является»... **«жар в земной утробе!!!»**.

В самом деле... «жар в земной утробе» на современном научном языке означает: высокая температура (в данном случае – высокая температура магмы); неравновесная термодинамическая система; фазовое превращение вещества; закон сохранения и превращения энергии; закон постоянства массы вещества и т.д. Все эти законы природы шаг за шагом обнажают природную сущность и последовательность... всех геологических процессов – без исключения.

Все природные законы, обуславливающие геологические процессы, описываются достаточно простыми математическими формулами, доступны алгоритмированию и, следовательно, могут являться основой изучения геологических процессов путем их моделирования с использованием современных компьютерных технологий.

Глубокое осмысление природных законов и их применение во многом будут способствовать повышению результативности геологического изучения и геолого-поисковых работ.

О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛЫМ ДИАМЕТРОМ НА ЗАЛЕЖАХ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев, Э.Н.Гарипова

ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»

В связи с необходимостью сохранения текущих уровней добычи нефти по НГДУ в течение последних 5 лет ведутся активные работы по разбурированию залежей нижнего карбона с целью:

1. Вовлечения в разработку участков со слабодренируемыми запасами с применением горизонтальных технологий;
2. Уплотнения сетки скважин на отдельных участках и доформирования по ним систем разработки (в том числе с применением заводнения) за счет бурения скважин малого диаметра;
3. Сочетание первого и второго направления (бурение горизонтальных скважин и бурение скважин малым диаметром).

Среди основных задач, решаемых с применением горизонтальных технологий при разработке объектов НГДУ «Альметьевнефть» можно выделить организацию выработки запасов нефти под населенными пунктами и их санитарно-защитными зонами с соответствующим некоторым уменьшением проектного фонда добывающих скважин.

В связи с этим в НГДУ «Альметьевнефть» в 2006 г. начаты активные работы по вовлечению в полноценную разработку отдельных участков со слабодренируемыми запасами залежей верхних горизонтов бурением горизонтальных скважин.

Общее количество пробуренных скважин с применением горизонтальных технологий (ГС и МЗС) в период 2006–2009 гг. составило 19 скважин.

Среди последних реализованных проектов можно выделить три участка (проекта):

- бурение горизонтальных скважин под селом Урсаево в 2006 г.;
- разбурирование участка залежи № 8 горизонтальными стволами в 2008–2009 гг.;
- разбурирование участка залежи № 224 (3 МЗС) в 2009 г.;

На первом участке пробурены 5 скважин (рис. 1), в том числе на турнейский ярус три (2МЗС и 1ГС) и две (ГС) на бобриковские отложения [1,2].

Начальный среднесуточный дебит по турнейским скважинам составлял 9,5 т/сут, по бобриковским – 12 т/сут. Средний дебит с начала эксплуатации по турнейским скважинам составлял 6,3 т/сут, по бобриковским – 9,8 т/сут. На скважинах турнейского яруса в связи со снижением текущих дебитов против первоначальных запланировано проведение целенаправленных ОПЗ.

Наиболее же успешным по своим текущим результатам оказался второй проект [3]. В целом на участке пробурено 8 горизонтальных скважин на бобриковский горизонт со средней длиной горизонтального ствола 174 м.

Среднесуточный дебит с начала эксплуатации составляет 25,4 т/сут, текущий среднесуточный дебит по нефти составляет 23,7 т/сут.

Для организации условий для поддержания пластового давления на участке пробурены две нагнетательные скважины.

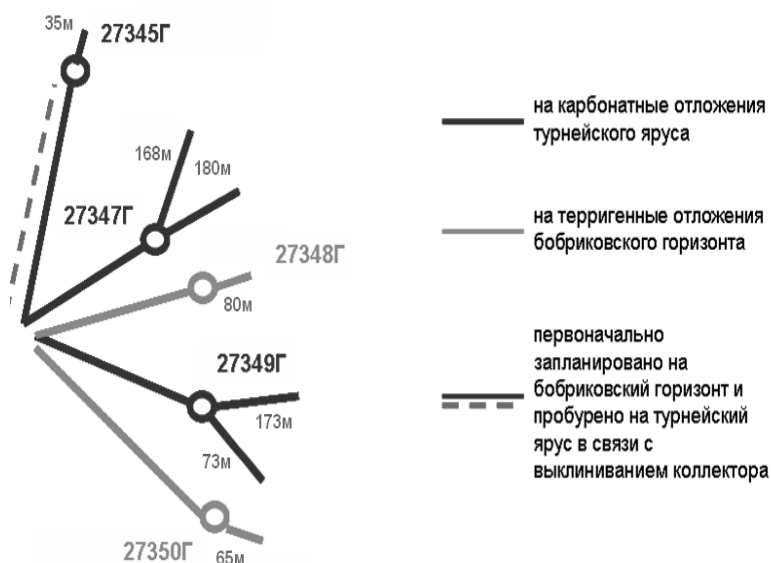


Рис. 1. Схема разбуривания участка залежей нижнего карбона (д. Урсаево).

Третий проект включал в себя бурение 3-х МЗС на участке залежи № 297 на карбонатные отложения (в районе д. В.Акташ). Каждая скважина имеет по два горизонтальных ствола со средней длиной 112 м.

Начальный среднесуточный дебит по нефти составлял 8,1 т/сут, текущий среднесуточный дебит по нефти – 6,5 т/сут.

Начало активного бурения скважин малого диаметра на бобриковские отложения было положено в середине 2007 года [4] после принятого решения руководством НГДУ о получении ВВИ (внутренний возвратный источник) на строительство скважин малым диаметром (СМД). Стоимость бурения СМД на 40% дешевле традиционного метода, что позволяет достичь инвестиционных условий.

Для бурения были подобраны два участка бурения.

Первый участок характеризовался низким пластовым давлением с необходимостью развития системы разработки за счет бурения новых нагнетательных и добывающих скважин.

Второй участок – с высокой выработанностью запасов, где требовалось произвести уплотнение сетки скважин для достижения проектных коэффициентов нефтеизвлечения по данному участку.

На начало же 2010 г. по НГДУ общее количество скважин пробуренных малым диаметром составило 30 скважин, в том числе 22 добывающих.

В целом участки бурения СМД можно подразделить на три типа:

1. Частично вовлеченные в разработку целостные участки.
2. Невовлеченные участки с линзовидным характером распространения коллекторов.
3. Литологически ограниченные участки с ранее созданной системой разработки.

Углубленный же анализ полученных дебитов новых скважин позволяет заключить, что дебит по нефти на данных участках не зависит от диаметра скважины, а зависит от текущего состояния разработки и выработанности запасов, коллекторских свойств вскрытых пластов.

Произведенная оценка хода выполнения инвестиционных условий свидетельствует об их даже некотором перевыполнении.

Средний же установившийся дебит пробуренных скважин составляет 8 т/сут, текущий дебит 6,3 т/сут.

Накопленный опыт бурения и эксплуатации СМД говорит о том, что бурение таких скважин на бобриковские отложения выгодно. Запланированные объемы бурения до 2015 г. по НГДУ «Альметьевнефть» составляют 50 скважин.

Исходя из достигнутой эффективности бурения новых скважин с применением горизонтальных технологий по данному направлению в НГДУ «Альметьевнефть» на 2011–2013 г. запланировано бурение 13 скважин.

Литература

1. Тазиев М.З., Закиров А.Ф., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. О текущем состоянии и перспективе разработки нефтяных залежей НГДУ «Альметьевнефть» // НТЖ «Нефтепромышленное дело». – 2007. – №5, М.: ОАО «ВИИОЭНГ», С.6–9.
2. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки основных объектов НГДУ «Альметьевнефть». Тр. научно-технич. конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – г.Альметьевск: Типография «ТатАСУнефть», 2007. – С.64–80.

3. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Подходы и методы управления выработкой запасов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Материалы международной научно-практич. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов». – Казань. Изд-во «Фэн», 2008. – С.124–128.

4. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Управление выработкой остаточных запасов коллекторов с различными фильтрационно-емкостными характеристиками на поздней стадии разработки объектов Ромашкинского месторождения. Сб. докл. научно-технич. конф., посвященной 60 летию разработки Ромашкинского месторождения. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.129–133.

О РЕЗУЛЬТАТАХ И ПЕРСПЕКТИВАХ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ И ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Н.Ф.Гумаров, А.Р.Рахманов, Б.Г.Ганиев
ОАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) в НГДУ «Альметьевнефть» является наиболее эффективным методом интенсификации добычи нефти [1]. В течение последних 7 лет на объектах разработки НГДУ гидравлические разрывы пластов проводились достаточно активно и в среднем составляют 48 операций в год.

Метод ГРП успешно применяется в пластах с различными коллекторскими свойствами. Для гидроразрыва пласта в первую очередь выбираются скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной низкой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при первичном вскрытии или в процессе дальнейшей их эксплуатации.

На начало 2010 г. выполнено более 330 обработок ГРП, в том числе 20% составляют нагнетательные скважины.

Основными задачами ГРП на нагнетательном фонде скважин являются [2, 3]:

- увеличение приемистости;
- создание гидродинамической связи призабойной зоны нагнетательной скважины с зоной питания окружающих добывающих скважин;

- регулирование профиля приемистости.

Оценка эффективности применения технологии ГРП на нагнетательном фонде осуществляется контролем:

- динамики накопленных отборов нефти по добывающим скважинам участка;
- сопоставлением показателей за периоды до и после применения технологии ГРП (изменение приемистости, пластовых и забойных давлений и т.д.).

В целом по таким показателям как динамика приемистости, пластовых давлений по участку, изменение коэффициента приемистости можно произвести однозначную оценку успешности гидроразрыва на участке нагнетательной скважины.

Приведенный анализ результатов ГРП нагнетательных скважин на начало 2010 г. позволяет выделить:

- нагнетательные скважины, по которым после ГРП эффект по приемистости продолжается;
- нагнетательные скважины, по которым после ГРП в связи со снижением приемистости проведены дополнительные кислотные ОПЗ.

По первому направлению выделяются две группы скважин:

1) по которым получено полноценное увеличение приемистости с обеспечением прироста среднесуточного дебита по участку 4,0 т/сут и с продолжением эффекта более 3,6 лет, с достаточно высокой текущей приемистостью – 85 м³/сут;

2) эффект от ГРП продолжается, но как первоначальные, так и текущие результаты значительно ниже; прирост среднесуточного дебита по участку – 2,9 т/сут; текущая средняя приемистость составляет 32 м³/сут.

По второму направлению были выделены тоже две основные группы:

1) нагнетательные скважины, по которым после снижения приемистости (в среднем через 3 года после проведения ГРП) проведена одна ОПЗ;

2) нагнетательные скважины, по которым проведена двукратная ОПЗ.

Согласно полученным данным, после проведения ОПЗ приемистость нагнетательных скважин, где были проведены ГРП, восстанавливается, в том числе и после второй ОПЗ. Именно это и позволило возобновить активные работы на нагнетательном фонде с 2009 г.

В целом же достигнутые результаты по ГРП нагнетательных скважин можно оценить как недостаточно эффективные: необходимые объемы приемистости достигнуты в среднем на 60–70%. В связи с отсутствием других эффективных технологий по восстановлению и достижению необходимых приемистостей для отдельных нагнетательных скважин работы по гидроразрыву будут продолжены.

На добывающем фонде скважин ГРП применяется на всех эксплуатируемых НГДУ площадях Ромашкинского месторождения [2] и направлено в первую очередь на интенсификацию выработки слабодренлируемых глинистых коллекторов (рис 1).

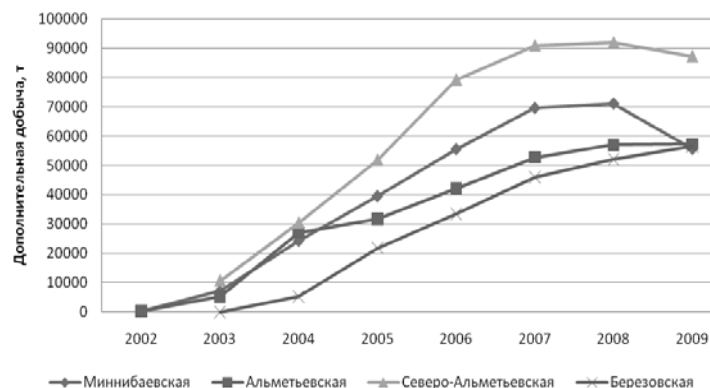


Рис. 1. Дополнительная добыча нефти за счет ГРП добывающих скважин на объектах НГДУ «Альметьевнефть».

Именно применение ГРП, наряду с применением ОРЭ и ОРЗ позволило довести текущие годовые отборы нефти по глинистым коллекторам до 37 % от общей добычи по девонским площадям.

Общий накопленный среднесуточный прирост нефти по добывающим скважинам за весь их период эксплуатации составляет 3,8 т/сут; при этом необходимо отметить, что он четыре года удерживался на уровне более 4,0 т/сут. Общая же дополнительная добыча нефти на скважину превысила 4,5 тыс.т, продолжительность эффекта может достигнуть 5 и более лет.

В целом под ГРП задействованы скважины со средним дебитом по нефти 2,9 т/сут, с обводненностью 56%, средний же дебит по нефти после ГРП за весь период эксплуатации составляет 6,7 т/сут, с обводненностью 58%.

По мере увеличения охвата фонда добывающих скважин гидроразрывом, возникла необходимость в расширении рамок критериев подбора скважин для ГРП и проведении экспериментальных работ по подбираемым скважинам, которые показали свою успешность по следующим направлениям:

- 1) начальная обводненность более 70% – работы проведены на 19 скважинах с общим приростом 5,1 т/сут;
- 2) малая перемычка – работы с «малой» перемычкой до обводненного пласта проведены на 2-х скважинах.

Однако указанные выше направления не означают возможности массового их применения. И дальнейшие работы могут быть продолжены в качестве экспериментальных.

По НГДУ количество добывающих скважин под ГРП может быть доведено до 400, по нагнетательным – до 130 скважин.

Постепенно будут проводиться повторные ГРП. Отдельным направлением будут двойные и избирательные ГРП, которые активно ведутся уже в текущем году.

Для НГДУ «Альметьевнефть» как и в целом для ОАО «Татнефть» ГРП остается достаточно надежным методом стимуляции и в ближайшие 3–5 лет планируется ежегодно проводить до 70 ГРП, при этом должны развиваться такие направления как: ГРП на новых скважинах из бурения и применение ГРП совместно с технологией одновременно-раздельной эксплуатации.

Литература

1. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Основные результаты применения ГРП на девонских площадях НГДУ «Альметьевнефть». Тр. научно-технической конф. «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». – Альметьевск: «Типография управления «ТатАСУнефть» ОАО «Татнефть», 2007. – С.352–360.
2. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Применение ГРП для интенсификации отборов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Сб. докл. научно технич. конф., посвященной 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.117–121.
3. Гумаров Н.Ф., Таипова В.А., Борисова О.М. Оптимизация хода выработки остаточных запасов Ромашкинского месторождения с применением технологии ГРП. Материалы междунар. научно-технич. конф. «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». – Казань, Изд-во «Фэн», 2008. – С. 124–128.

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

И.А.Гуськова, О.И.Тазиева (АГНИ)

В работе [1] справедливо отмечается, что принимаемые технологические решения должны быть адекватны свойствам пластов и флюидов, а также техногенным их изменениям в процессе разработки. Так, например,

анализ промыслового опыта по выбору методов борьбы с органическими отложениями показывает, что, как правило, в качестве основного критерия выбора метода борьбы с органическими отложениями рассматриваются только экономические критерии (затраты на проведение одной обработки или затраты на внедрение какого-либо метода), вопрос применения многокритериального выбора не рассматривается, расчет проводится для какого-либо одного элемента нефтедобывающей системы без учета взаимосвязи элементов и надежности системы в целом. Эффективность мероприятий по увеличению нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти (ОПЗ) зависит от множества геолого-физических и технологических факторов и связана с точным знанием состояния призабойной зоны и подбором соответствующих методов воздействия с учетом специфики конкретного объекта.

Многочисленные исследования околоскважинных зон показывают, что имеется целая серия процессов, приводящих к ухудшению состояния околоскважинной части нефтегазового пласта [2].

Согласно выполненным авторами (рис.1) оценкам технологической эффективности мероприятий по увеличению производительности добывающих скважин и методов увеличения нефтеотдачи, выполненных в 2006–2009 г. в НГДУ «Альмеитьевнефть» ОАО «Татнефть» методом «прямого счета» [3], наибольшая дополнительная добыча и продолжительность эффекта характерны для ГРП, при этом отмечен значительный разброс полученных показателей. Так, дополнительная добыча по анализируемым скважинам колеблется от 208 до 12705 т, продолжительность эффекта от 7 до 61 месяца. Имеются случаи проведения ГРП, когда наблюдается непродолжительный эффект с последующим падением добычи ниже базовой (среднемесячной добычи без воздействия). Причиной этому служит, как правило, резкий рост обводненности, что приводит к необходимости перевода скважины в циклический режим работы.

Относительно хорошие результаты наблюдаются после проведения газоимпульсного воздействия и обработок призабойной зоны с применением растворителя МИА-ПРОМ: удельный эффект по данным методам составил 599,9 и 442,19 т/скв, продолжительность эффекта 13,5 и 9 месяцев соответственно. Довольно эффективной является депрессионная перфорация. Дополнительная добыча по 26 скважинам составила 7198,8 т, удельный эффект - 77,66 т/скв, продолжительность эффекта в среднем 6 месяцев.

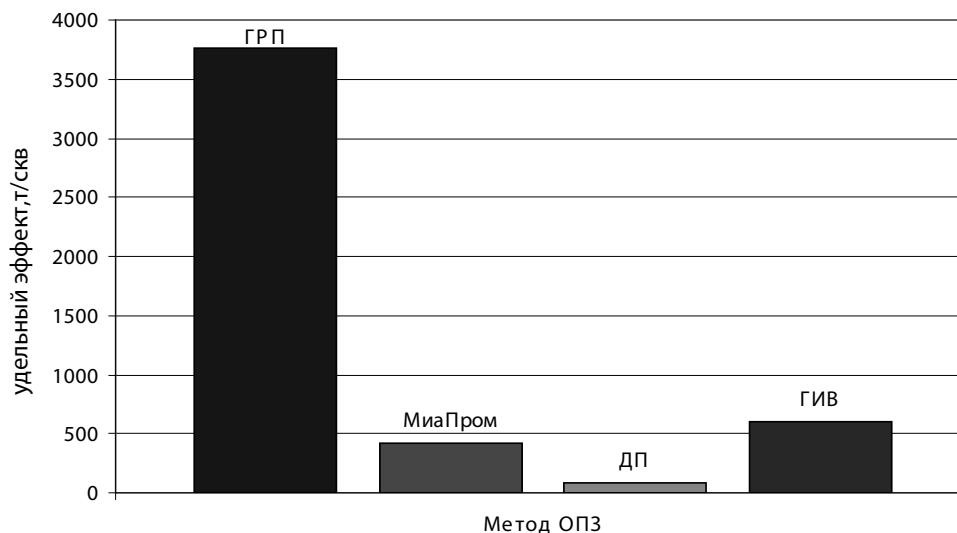


Рис.1. Гистограмма распределения методов ОПЗ по величине удельной технологической эффективности.

При анализе мероприятий были также учтены затраты на их проведение. Самым дорогостоящим является проведение ГРП, малозатратным – депрессионной перфорации. Значительная разница в стоимости проведения рассмотренных ОПЗ сделала затруднительным выбор того или иного метода как наиболее предпочтительного.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что если необходимо получить эффект за короткий промежуток времени, то можно рекомендовать проведение ГРП, ГИВ или депрессионную перфорацию, затраты при этом будут соизмеримы. Однако для достижения эффекта, характерного, к примеру, для ГРП, будет необходимо провести 48 обработок скважин методом депрессионной перфорации или 6 обработок газоимпульсным воздействием, что не всегда возможно по геологическим и технологическим причинам. Также необходимо учитывать, что длительность технологического эффекта при проведении ГРП достаточно значительная.

Определение величины технологического эффекта методом «прямого счета» сводится к оценке изменения дебита скважины до и после проведения ОПЗ [3]. При оценке технологической эффективности метода ОПЗ следует иметь в виду, что изменение дебита скважины зависит не только от изменения фильтрационных параметров, но и от величины депрессии, которая может меняться до и после ОПЗ в силу различных причин.

Следовательно, оценка результатов применения различных методов воздействия на продуктивные пласты только по дополнительной добыче нефти, определяемой статистическими методами, не подкрепленной соответствующими исследованиями скважин, является недостаточно корректной.

В результате анализа изменения фильтрационных параметров после проведения ОПЗ по результатам гидродинамических исследований скважин можно отметить, что максимальное улучшение ФЕС свойственно для ГРП– коэффициент продуктивности в среднем увеличился на 72,6%. После проведения депрессионной перфорации отмечено увеличение коэффициента продуктивности на 36%, газоимпульсного воздействия – на 14,7%, обработок призабойной зоны с применением композиции МИА-ПРОМ – на 36,2%. В результате анализа изменения фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта после проведения ОПЗ установлено, что при определенных значениях начальной проницаемости методы воздействия не дают положительных результатов, в ряде случаев даже усугубляя ситуацию.

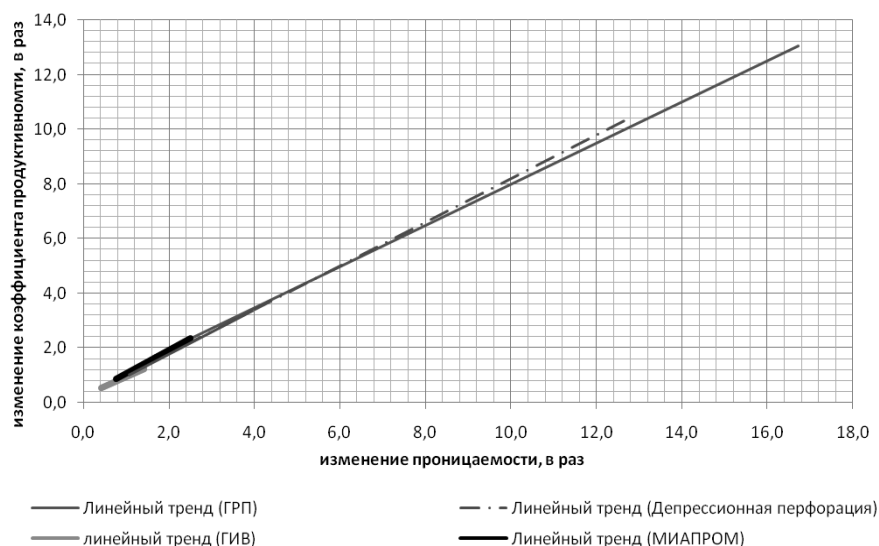


Рис.2. Совмещенный график зависимости коэффициента продуктивности от изменения проницаемости.

Из рис.2 видно, что максимально возможное увеличение проницаемости отмечено после проведения ОПЗ с применением композиции МИА-ПРОМ и проведения депрессионной перфорации – в 2,5– 4 раза, после проведения газоимпульсного воздействия – 1,4 раз. Наилучший результат наблюдается после проведения ГРП, так как проницаемость после воздействия улучшилась в 16,7 раз, коэффициент продуктивности – в 14,5 раз.

Практический интерес представляет выявление причин получения различных результатов при проведении ОПЗ, т.к. использование одной технологии в сопоставимых геологических условиях приводит к получению различных результатов на скважинах одной площади одного горизонта. В данном случае решение о проведении мероприятия принимается в условиях неопределенности и технологическая эффективность конкретного метода зависит от начальных фильтрационно-емкостных свойствами призабойной зоны скважины.

Анализ полученных зависимостей изменения фильтрационных параметров в зависимости от текущего состояния призабойной зоны до ОПЗ, выполненный по методике [4] показывает, что наибольший прирост коэффициента продуктивности во всех методах достигается при меньших значениях проницаемости ПЗС (рис. 3).

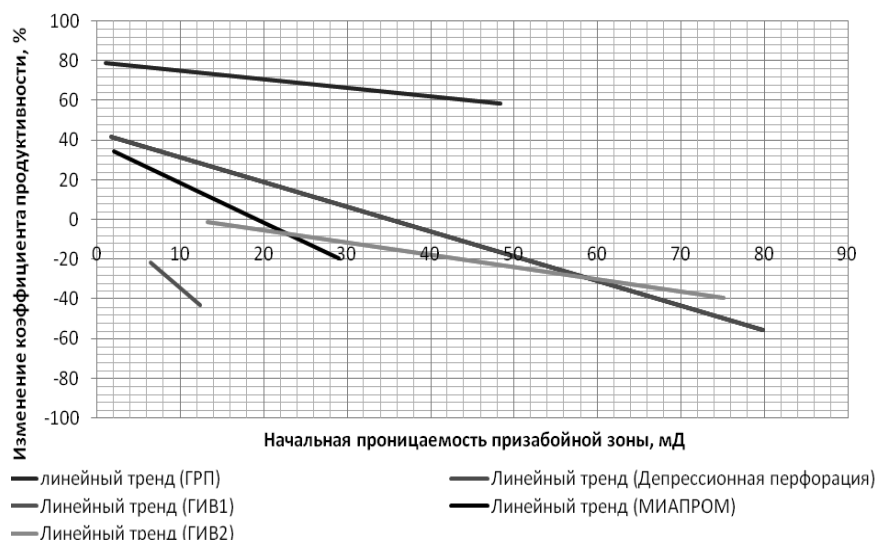


Рис.3. Совмещенный график изменения коэффициента продуктивности в зависимости от начальной проницаемости призабойной зоны в результате ОПЗ.

Улучшение добывных возможностей во всем интервале значений проницаемости наблюдается только при проведении ГРП. Прирост коэффициента продуктивности изменяется от 80 до 60% при начальной проницаемости призабойной зоны от 2 до 48 мД.

Положительные результаты при проведении депрессионной перфорации и обработки с применением растворителя МИА-ПРОМ наблюдаются в интервале проницаемости до 34 и 19 мД соответственно. При значениях, превышающих указанные, методы не эффективны или даже усугубляют состояние призабойной зоны.

При проведении газоимпульсного воздействия лишь в 3 из 12 случаев наблюдается улучшение фильтрационных характеристик. Однозначной зависимости выявить не удалось, она была разбита на 2 участка. Имеются положительные результаты, в целом же метод технологически нестабилен.

Таким образом, в результате выполненного анализа использованием «прямого счета» была определена технологическая эффективность методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи и получены осредненные данные по основным фильтрационным параметрам. Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования технологической эффективности методов ОПЗ и МУН для конкретных условий и выполнения объективной оценки метода.

Литература

1. *Р.Х.Муслимов*. Изменение геолого-физических условий выработки пластов при длительном заводнении залежей, пути их изучения и повышения эффективности разработки на поздней стадии. Контроль и регулирование разработки, методы повышения нефтеотдачи пластов – основа рациональной разработки нефтяных месторождений //Тр. Всерос. совещ. по разработке нефтяных месторождений. – Альметьевск. – 2000. – С. 54–68.
2. *Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К.* Интенсификация добычи нефти: М.: Наука, 2000. – 415 С.
3. *Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С.* Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 292 с.:ил.
4. *В.А. Иктисанов*. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

ОЦЕНКА НЕКОТОРЫХ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ

И.А.Гуськова

Альметьевский государственный нефтяной институт

В процессе эксплуатации скважин состояние призабойной зоны пласта постоянно изменяется, проницаемость ухудшается. Важнейшим элементом в повышении эффективности эксплуатации скважин является сохранение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта, в частности его фильтрационно-емкостных характеристик. Из многообразия причин снижения продуктивности нефтяных скважин, связанных со снижением нефтепроницаемости коллекторов, необходимо выделить загрязнение призабойной зоны пласта высокомолекулярными асфальтено-смоло-парафиновыми компонентами нефти, образование которых возможно при определенных термобарических условиях в этой зоне пласта, в частности при забойных давлениях ниже давления насыщения, а также при температуре на забое ниже температуры кристаллизации парафина. Применение различных растворителей для удаления органических отложений из призабойной зоны пласта является достаточно распространенным методом повышения производительности добывающих скважин.

Как показывает анализ промысловых данных об эффективности применения растворителей для удаления АСПО из призабойной зоны скважины, выполненный на примере НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», в течение 2005–2010 гг. наиболее часто применяемым методом ОПЗ с использованием растворителей (72,37 % фонда скважин) было применение композиции «МИА-ПРОМ» (рис. 1).

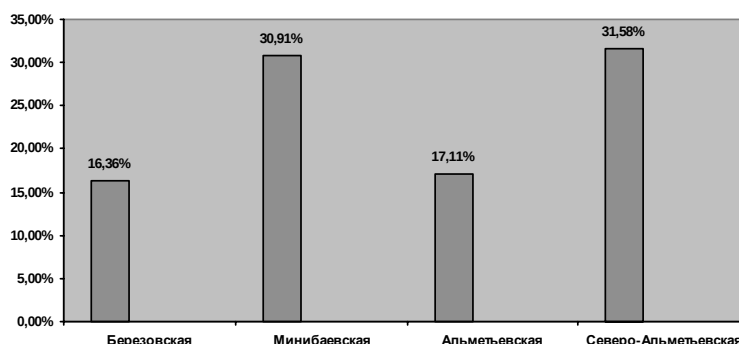


Рис.1. Распределение скважин НГДУ «Альметьевнефть», на которых осуществлялось воздействие с использованием растворителя «МИА-ПРОМ», по площадям Ромашкинского месторождения.

Осредненные показатели скважин, на которых применялась технология с использованием растворителей, следующие: дебит по нефти составляет 4,2 т/сут, дебит по жидкости – 14,6 т/сут, обводненность – 47,64%. Забойное давление изменяется от 5,2 до 14,8 МПа. Среднее забойное давление составляет 8,2 МПа. Пластовое давление в среднем по скважинам составляет 13,8 МПа. Распределение по способам эксплуатации скважин, на которых проводились ОПЗ с использованием растворителей, выглядит следующим образом: практически весь фонд скважин оборудован ШГН (86,84%), остальной фонд – ЭЦН (13,16%). Около 1/3 всех обработок было выполнено на Северо-Альметьевской и Миннибаевской площадях. Средняя удельная технологическая эффективность на 1 м³ реагента МИА-ПРОМ составляет 66,9 т/м³. При этом необходимо отметить, что на 12,72% от всего фонда скважин эффект от применения растворителя «МИА-ПРОМ» отсутствует.

Механизм выработки неоднородных пластов при заводнении с использованием воздействия на призабойную зону достаточно сложен и требует применения комплексного физико-математического моделирования, выполняемого на основе использования общей теории неизотермической фильтрации с учетом геолого-промысловых и технологических условий разработки конкретного месторождения. Поскольку обычно требуется определить эффект от воздействия на призабойную зону на последующий период разработки, для определения текущих «начальных условий» решаемой краевой задачи необходимо моделировать предшествующие этапы эксплуатации на момент ОПЗ[1]. В данном случае задача осложняется тем, что исходное состояние объекта воздействия в условиях длительной разработки известны с некоторой вероятностью.

Как правило, при разработке технологий применения растворителей для повышения производительности добывающих скважин особое внимание уделяется изучению влияния состава растворителей на растворимость органических отложений. Принципиальным в данном случае является то, что выбор растворителя проводится на основе образцов отложений, отобранных из нескольких скважин, т.к. полное обследование всего осложненного фонда скважин на растворимость отложений невозможно вследствие ограниченности времени и материальных ресурсов, при этом отбор проб органических отложений для проведения исследований, как правило, проводится с поверхности нефтепромыслового оборудования, а не с призабойной зоны пласта. Таким образом, решения о применении растворителей для воздействия на призабойную зону необходимо принимать в условиях наличия достаточно ограниченной информации о растворимости отложений в данном типе растворителя и в условиях неопределенности свойств пластовой системы. В этих условиях необходимо подобрать объект воздействия для проведения обработки призабойной зоны и выбрать параметры воздействия.

Известен принцип Парето, согласно которому 80% следствий вызывается 20% причин, и наоборот. Выделение на основе принципа Парето основных факторов, определяющих эффективность проведения ОПЗ для данного состава композиции растворителя, позволит правильно выбрать объекты для проведения ОПЗ.

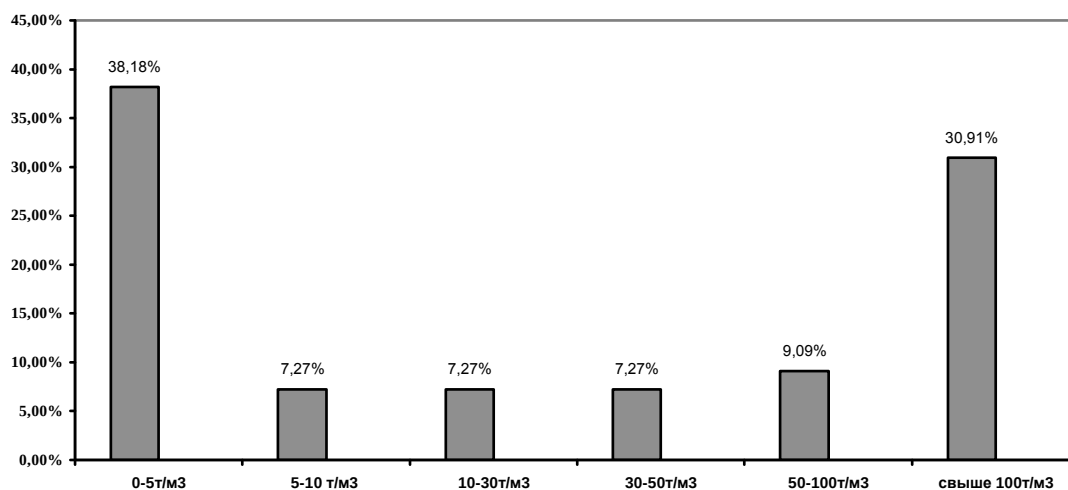


Рис. 2. Распределение скважин НГДУ «Альметьевнефть» по удельной технологической эффективности, на которых применялся растворитель «МИА-ПРОМ».

Как видно из диаграммы, 38,18% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м³ реагента «МИА-ПРОМ» от 0 до 5 т/м³. Учитывая скважины с удельной технологической эффективностью от 5 до 10 т/м³, получено, что 45,45% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м³ реагента «МИА-ПРОМ» до 10 т/м³. 30% скважин имеют удельную технологическую эффективность на 1 м³ реагента «МИА-ПРОМ» свыше 100 т/м³. Таким образом, разброс величины технологической эффективности применения растворителя одного типа составляет более 10 раз.

Для скважин, расположенных на различных площадях, средняя технологическая эффективность от применения растворителя одного типа значительно отличается. При этом минимальная длительность и величина эффекта получена на скважинах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения (табл.1).

Таблица 1

Технологическая эффективность ОПЗ с использованием растворителя «МИА-ПРОМ» по анализируемым площадям

Площадь	Средняя. длительность эффекта, мес	Средняя удельная технологическая эффективность, т/м ³	
		На 1 м ³ закачанного реагента	На 1 м ³ закачанной жидкости
Миннибаевская	18	32,33	9,67
Березовская	24	57,35	27,91
Альметьевская	22	109,32	44,45
Северо-Альметьевская	23	53,90	15,70

В табл.2 приведены статистические показатели неоднородности объектов, на которых применялись технологии увеличения производительности скважин с использованием растворителей. Из представленных данных видно, что, например, коэффициент песчанности Альметьевской площади, на которой были отмечены максимальные величины эффективности применения технологий ОПЗ с использованием растворителей, более чем в 5 раз меньше коэффициента песчанности остальных рассматриваемых площадей, при этом коэффициент расчлененности данной площади минимален.

Таблица 2

Статистические показатели по коэффициентам песчанности и расчлененности

Площадь	Количество скважин	Среднее значение коэффициента песчанности	Среднее значение коэффициента расчлененности
Миннибаевская	933	0,417	4,7
Альметьевская	817	0,078	1,31
С-Альметьевская	662	0,50	4,86
Березовская	383	0,60	3,0

Физико-химические свойства нефтей и газов исследовались в лаборатории пластовых нефтей и газов «ТатНИПИнефть».

Миннибаевская площадь. Давление насыщения изменяется от 2,2 МПа до 9,7 МПа, пластовый газовый фактор от 30,29 м³/т до 95,29 м³/т, плотность пластовой нефти от 765 кг/м³ до 856,9 кг/м³, объемный коэффициент от 1,0829 до 1,2729, вязкость от 2,20 МПа·с до 4,84 МПа·с.

Содержание серы колеблется от 1,2 до 2,4%, парафинов от 2,6 до 8,5%.

Северо-Альметьевская площадь. Давление насыщения нефти газом изменяется от 7,6 МПа до 9,8 МПа, пластовый газовый фактор колеблется от 37,2 м³/т до 72,6 м³/т, объемный коэффициент от 1,077 до 1,196, вязкость от 2,34 МПа·с до 3,55 МПа·с. Содержание парафина изменяется от 2,6% до 8,6%, асфальтенов от 3,1% до 7,0%, смол силикагелевых от 10,3% до 35,3%.

Альметьевская площадь. Плотность нефти изменяется от 770 кг/м³ до 847 кг/м³, вязкость от 2,42 МПа·с до 10,95 МПа·с, объемный коэффициент от 1,039 до 1,216. Содержание серы колеблется от 1,1% до 2,1%, содержание парафина 5,7%.

Березовская площадь. Давление насыщения изменяется от 6,8 МПа до 9,9 МПа, плотность нефти в пластовых условиях изменяется от 683 кг/м³ до 883 кг/м³, объемный коэффициент от 1,102 до 1,220, вязкость от 2,5 МПа·с до 4,5 МПа·с, коэффициент сжимаемости от 72,0 до 118,0 · 10⁻⁵ МПа⁻¹.

Из представленных данных видно, что площади не сильно отличаются по давлению насыщения, объемному коэффициенту, плотности нефти; различия наблюдаются в газосодержании, газовом факторе и вязкости пластовой нефти.

Наиболее значительный разброс наблюдается по содержанию в нефти парафинов, при этом максимальное массовое содержание парафинов в нефти отмечено для Альметьевской площади.

Для оценки влияния объема растворителя, пористости и толщины пласта на эффективность ОПЗ с применением растворителя «МИА-ПРОМ» был выполнен многофакторный анализ, который позволил установить не только наличие влияния того или иного фактора на ход процесса, но и степень влияния отдельных факторов и их взаимодействие [2].

Для рассмотрения комплексного влияния факторов на эффективность метода ОПЗ ряд значений каждого фактора мы разбили на три интервала. По данным каждой клетки вычислено:

$$M_i(A, B, C) = \frac{1}{m_j} \sum_{i=1}^{m_j} y_j$$

$$Z(A, B, C) = \frac{1}{m_j} \left(\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \right)^2$$

где m_j – число значений в j клетке таблицы,

$$\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \quad - \text{ их сумма.}$$

Таблица 3

Распределение технологической эффективности ОПЗ «МИА-пром»

С (объем растворителя)	В (пористость, доли ед.)								
	В ₁			В ₂			В ₃		
	0,16-0,18			0,18-0,2			0,2-0,22		
	А(эффективная толщина пласта)			А(эффективная толщина пласта)			А(эффективная толщина пласта)		
	1-5	5-10	10-15	1-5	5-10	10-15	1-5	5-10	10-15
C ₁ (<5)	15						822		
C ₂ (5-10)		342, 507, 147							
C ₃ (>10)			300		18	878			

Следующая таблица составлена в виде матрицы. В каждой клетке проставляются соответствующее ей количество данных, их сумма, среднее значение и величина Z_j по форме

$$m_j \quad M_j$$

$$\sum_{i=1}^{m_j} y_{ij} \quad Z_j$$

Далее сформирована новая таблица без учета фактора А (эффективной толщины пласта). Для этого объединены клетки уровней фактора А при одних и тех же уровнях факторов В (пористости) и С (объема растворителя). Это объединение осуществлено путем суммирования числа наблюдений и их сумм.

Таким же методом составлены таблицы, в которых не учитывается влияние факторов В и С.

Из промежуточных таблиц, исключая влияние одного из факторов, получены таблицы для выявления влияния каждого фактора в отдельности.

Для каждой таблицы вычислена факториальная и остаточная дисперсия по формулам:

$$\sigma_0^2 = \frac{1}{N-g} \left[\sum y_i^2 - \sum_i^g z_i \right]$$

$$\sigma_1^2 = \frac{1}{g-1} \left[\sum_i^g z_j - \frac{1}{N} (\sum y_i)^2 \right]$$

где g – число заполненных клеток таблицы; N – число экспериментальных данных.

Вычисляем отношение и числа степеней свободы:

$$\theta = \frac{\sigma_1^2}{\sigma_0^2}$$

$$f_1 = g - 1$$

$$f_2 = N - g$$

Полученное значение θ сравниваем с табличным значением F . Если $\theta > F$, то существует влияние факторов или их взаимодействий на интенсивность парафинизации.

Результаты многофакторного дисперсионного анализа

	$\sum z_j$	$1/N$ $(\sum y_i)^2$	$\sum y_i^2$	$\sum z_j - 1/N(\sum y_i)$	$\sum y_i^2 - \sum z_j$	$f_1 = g - 1$	$f_2 = N - g$	σ^2_1	σ^2_0	θ	F
A	1301176	1146855,125	1932739	154320,4	631563,5	5	2	3086	315781	0,09	19,30
B	1420836			273981,1	511902,8	5	2	136990,5	102380,6	1,34	19,30
C	1157762			10906,71	774977,2	5	3	5453,354	154995,4	0,04	9,01
AB	1867789			720933,9	64950	5	3	144186,8	32475	4,44	9,01
AC	1375123			228267,4	557616,5	3	4	76089,13	139404,1	0,55	6,59
BC	1497989			351133,9	434750	4	3	87783,47	144916,7	0,61	9,12
ABC	1867789			720933,9	64950	2	5	189654,8	32475	5,84	5,79

Необходимо отметить, что дисперсионный анализ является начальной стадией исследований, позволяющей ответить на вопрос, существует ли связь между анализируемыми параметрами. Анализируя результаты, можно сделать вывод, что на эффективность ОПЗ с применением растворителя МИА-ПРОМ из рассмотренных факторов объема растворителя, пористости и эффективной толщины пласта оказывает наибольшее влияние их взаимодействие.

Литература

1. *Р.Е. Теслюк*. Устранение скин-эффектов и проявление синергетических эффектов при тепломассопереносе в неоднородных пластах как ресурс повышения нефтеотдачи при внутриконтурном заводнении // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №4. – С. 88–92.
2. *Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С.* Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 232 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЯВЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ И.А.Гуськова

Альметьевский государственный нефтяной институт

Призабойная зона пласта — примыкающая к скважине область проницаемых пород. В процессе разработки месторождений происходит постепенное ухудшение нефтепроницаемости ПЗП добывающих скважин. Особое гидродинамическое состояние ПЗП, обусловленное переходной областью в системе «пласт–скважина», предопределяет концентрацию именно в этой зоне основных фильтрационных сопротивлений, которые встречаются на пути движения углеводородов к забою скважин. В процессе разработки месторождений происходит постепенное ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, которые меняются в процессе эксплуатации скважин не только вследствие протекания природных явлений и процессов, но также и за счет техногенного влияния. Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит вследствие внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементации, вскрытии пласта перфорацией, в процессе освоения, эксплуатации, при ремонте скважин и проведении обработок призабойной зоны (ОПЗ). Следовательно, начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и на всех стадиях строительства, освоения и эксплуатации скважин все технологии эксплуатации и ремонта скважин должны быть основаны на оценке и прогнозировании последствий технологии с точки зрения сохранения или восстановления естественной проницаемости ПЗП. Таким образом, ПЗП является той переходной областью в системе «скважина–пласт», где сосредоточены основные фильтрационные сопротивления, которые встречаются на пути движения углеводородов к забою. Именно в этой зоне происходят многочисленные негативные процессы загрязнения пористой среды.

Одной из причин снижения продуктивности нефтяных скважин, связанных со снижением нефтепроницаемости коллекторов, является загрязнение призабойной зоны пласта асфальтено-смоло-парафиновыми отложениями. В настоящее время на месторождениях Республики Татарстан используется более 30 методов ОПЗ, обеспечивающих повышение эффективности технологических процессов добычи нефти [1]. Учитывая, что реализация почти 70% применяемых технологий воздействия на призабойную зону пласта связана с применением химреагентов и воздействием тепла, при выборе оптимальной технологии необходимо учитывать все физико-химические особенности влияния ОПЗ на процессы сложного взаимодействия между пластовыми флюидами, их высокомолекулярными компонентными группами и твердой поверхностью.

Известно, что асфальтены оказывают значительное влияние на процессы кристаллизации. При низких концентрациях асфальтены хорошо диспергированы в нефти и даже растворены, поэтому они легко доступны для взаи-

модействия с парафинами на молекулярном уровне. Они могут быть полностью встроены в структуру парафинового кристалла и предотвращать образование объемных парафиновых кристаллов в системе. Флоккулированные асфальтены могут выступать в роли центров кристаллизации, ускоряя процесс кристаллизации, однако присутствие флоккулированных асфальтенов затрудняет образование объемных парафиновых сетей в НДС. При исследовании парафинистых нефтей установлено, что присутствие высокомолекулярных алканов ускоряет процесс кристаллизации низкомолекулярных парафинов [2].

В результате проведения исследований [3] было установлено, что при прогреве происходит десорбция асфальтенов с поверхности пористой среды. Температура начала десорбции, установленная по изменению компонентного состава нефти, при вытеснении составляет 60–70°C [4]. Реальные коллекторы характеризуются значительной микро- и макронеоднородностью.

Учитывая, что диаметр пор для одного горизонта изменяется в достаточно широком диапазоне, то и количество нефти, которое будет сосредоточено в граничном слое, содержащем асфальтены в повышенной концентрации, будет различным, что предопределяет значительный размах степени увеличения концентрации асфальтенов в продукции добывающих скважин после проведения ОПЗ, а следовательно, и возможность появления проблем при эксплуатации скважин.

Лабораторные исследования, проведенные с целью определения наиболее эффективной температуры термообработки нефти [5], показали, что нагрев узеньской нефти до 60–70°C не только не приводит к улучшению текучести нефти, но и ухудшает ее реологические характеристики. А нагрев до 80–90°C приводит к значительному (более чем в 5 раз) снижению напряжения сдвига и кажущейся вязкости, предельного напряжения сдвига и температуры потери текучести. Наиболее эффективная температура нагрева нефти в данном случае составляет 90°C.

Известны результаты исследований физико-химических эффектов, происходящих при термическом воздействии на коллоидную систему асфальтенов в модельных нефтяных жидкостях [6]. Обнаружено существование характерных температур, при которых происходят резкие изменения макроскопически наблюдаемых реологических и электрофизических характеристик, а также интенсивности формирования отложений (рис. 1). Авторы считают, что наблюдаемые изменения состояний исследованной жидкой среды (1 → 2) можно интерпретировать как следствия осуществления в этой среде структурного фазового перехода с образованием укрупненных коллоидных агрегатов асфальтенов. Увеличение массы осадка происходит в результате снижения удельной поверхности дисперсной фазы, вследствие чего в дисперсионную среду высвобождается дополнительное количество активных молекул смол, эффективно адсорбируемых на поверхности стального образца.

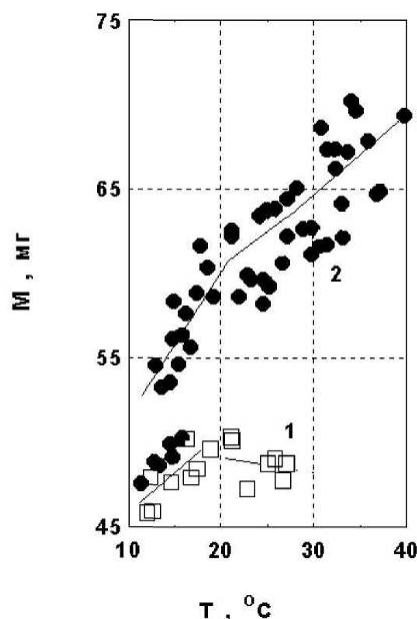


Рис. 1. Влияние температуры на массу отложений на стальном образце из модельной нефтяной жидкости с различными состояниями дисперсной фазы: 1 — до прогрева выше 29°C, 2 — после прогрева выше 29°C [6].

В работе [7] показано, что в области температур 33–40°C происходит фазовый переход, характеризующийся резким увеличением энергии активации вязкого течения и размеров структурных образований. После повышения температуры выше температуры фазового перехода система снова приходит в устойчивое состояние с низкой энергией активации, размеры частиц также уменьшаются. Показано, что при температурах выше критических 38–45°C в нефти существует одна, более устойчивая фаза асфальтенов, в то время как при температурах ниже критической происходит последовательное выпадение из нефти фаз асфальтенов разной устойчивости. Авторы считают, что различное поведение дисперсной фазы нефтей отложений девона при повышении температуры связано

с соотношением содержания в них смол и асфальтенов. Критическое значение отношения смолы/асфальтены, при котором не происходит изменения дисперсного состояния нефти при увеличении температуры, около 5. В качестве показателя, характеризующего ароматичность и ассимиляционную способность нефти может быть использован вязкостно-плотностный индекс, характеризующий химическую природу нефти или нефтепродукта [8]:

$$A_t = 0,0055 \rho_4^0 - W_t, \quad (1)$$

где A_t – величина, характеризующая применительно к нефти, ее основание;

ρ_4^0 – плотность нефти при температуре 20°C, кг/м³;

$W_t = \lg \lg(v_t + 0,8)$ – функция Вальтера;

v_t – кинематическая вязкость при температуре t , мм².

Величина вязкости при данной температуре измерения вязкости тем выше, чем более «ароматизирована» нефть. Например, при $A_{50} < 4,75$ – нефть парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой. При $A_{50} > 4,90$ – нефть смешанного основания с высокой коллоидной устойчивостью. В интервале $4,75 < A_{50} < 4,90$ – нефти смешанного основания и соответственно их коллоидная стабильность занимает промежуточные положения. Если температура измерения вязкости ниже 50°C, понижаются и граничные значения A_t . Так, при температуре 20°C эти граничные значения равны 4,60 и 4,75. Очевидно, что такую характеристику, как коллоидную стабильность нефти, необходимо в обязательном порядке учитывать при планировании ОПЗ растворителями. В табл.1 представлены результаты расчета коллоидной стабильности нефти ряда площадей Ромашкинского месторождения.

Таблица 1

Результаты расчета коллоидной стабильности нефти

Площадь	Горизонт	Плотность (20°C), кг/м ³	Кинематическая вязкость, (20°C), мм ² / сек	Массовое содержание в нефти, %			Вязкостно- плотност- ный индекс A_t	Характеристика коллоидной стабильности
				асфаль- тенов	смол	пара- финов		
Альметьевская	ст. осколь- ский	853,4	10,02	2,74	7,06	2,15	4,25	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
	пашийский	867,3	16,25	2,16	15,01	0,94	4,25	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Березовская	кыновский	862,0	12,13	2,01	8,11	2,13	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Восточно- Ленино- горская	пашийский	900,1	23,87	4,85	8,39	2,77	4,36	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Восточно- Сулеевская	пашийский	874,0	16,45	5,60	9,29	6,15	4,28	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Зай-Кара- тайская	пашийский	874,4	19,41	2,39	8,29	1,98	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Западно- Ленингорская	ст. оскол- кинский	874,0	9,51	3,25	8,13	1,15	4,36	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Минни- баевская	пашийский	885,4	25,98	2,71	9,87	1,18	4,28	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
	муллинский	872,0	20,89	3,80	12,44	1,37	4,23	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Сармановская	кыновский	880	23,8	2,44	8,55	1,20	4,26	парафинового основания с нестабильной коллоидной структурой
Северо-Аль- метьевская	кыновский	858,1	12,16	2,29	5,90	1,68	4,35	

Из табл.1 видно, что нефть значительной части площадей Ромашкинского месторождения может быть отнесена к парафиновому типу с нестабильной коллоидной структурой, а следовательно, после проведения ОПЗ с использованием нагрева возможно усиление формирования органических отложений на поверхности пористой среды и нефтепромыслового оборудования.

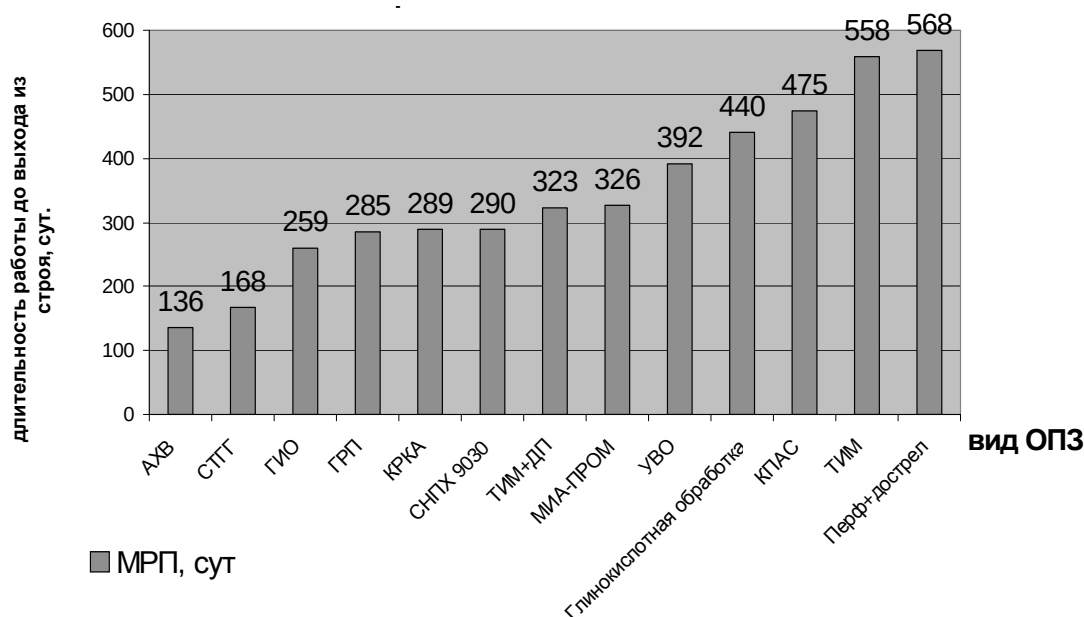


Рис.2. Средняя длительность работы скважин до выхода из строя по причинам, связанным с запарафиниванием после проведения различных видов ОПЗ.

Как видно из диаграммы, все использованные технологии ОПЗ можно разделить на 3 группы:

- влияющие на формирование АСПО с высокой интенсивностью, с периодом работы скважин до выхода в ремонт по причине запарафинивания до 200 суток;
- влияющие на формирование АСПО со средней интенсивностью, с периодом работы скважин до выхода в ремонт по причине запарафинивания до 400 суток;
- оказывающие минимальное влияние на формирование АСПО.

В первую группу технологий, после применения которых период работы осложненных скважин до выхода в ремонт по причинам, связанным с формированием АСПО, составляет менее 200 суток, можно отнести технологии акустико-химического воздействия (АХВ) и технологии с использованием термогазогенератора (СТГГ). При проведении АХВ в качестве основной действующей композиции используется раствор ПАВ в дистилляте. При применении технологии СТГГ улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны достигается за счет сгорания в скважине заряда генератора, которое сопровождается образованием газообразных продуктов горения, повышением давления и температуры. Необходимо отметить, что обе технологии предусматривают неконтролируемое увеличение температуры в ПЗС.

В результате визуального осмотра подземного оборудования скважин, вышедших в ремонт после ОПЗ методом АХВ и СТГГ, отмечается большая толщина (до 25 мм) и глубина формирования отложений (около 1200 м).

Интенсификацию процессов формирования АСПО при некотором увеличении температуры можно объяснить, если рассмотреть формирование отложений с точки зрения кинетики образования новой фазы. Известно, что этот процесс состоит из двух последовательных стадий: образования центров конденсации (зародышей) и роста зародышей. Скорости обеих стадий зависят от природы компонентов системы, степени ее пересыщения, переохлаждения и т.д. Обе стадии, в свою очередь, включают зарождение центров конденсации, скорость которого определяется по теории флуктуации вероятностью образования этого центра, и доставку вещества к центру конденсации, обеспечивающую образование устойчивого зародыша.

В соответствии с современной теорией образования центров конденсации, [9] скорость зарождения центров конденсации I пропорциональна вероятности ее зарождения

$$I = A_1 \exp \left[-\Delta G_1 / (RT) \right] \quad (2)$$

а скорость доставки вещества U к центрам конденсации пропорциональна вероятности «выживания» возникших центров конденсации

$$U = A_2 \exp \left[-E_n / (RT) \right] \quad (3)$$

где A_1 и A_2 – коэффициенты пропорциональности; ΔG_1 – энергия Гиббса образования зародыша

($\Delta G_{кр} = \frac{1}{3} \sigma s_{кр}$); E_η – энергия активации вязкого течения, т. е. энергия перехода вещества из исходной фазы на поверхность зародыша.

Так как вязкость системы равна

$$\eta = \eta_0 \exp \left[E_\eta / (RT) \right] \quad (4)$$

где η_0 – постоянная, имеющая размерность вязкости, то скорость доставки вещества к центру конденсации обратно пропорциональна вязкости системы.

Общая скорость образования центров конденсации (зародышей) пропорциональна произведению указанных выше вероятностей, так как характеризует два последовательных процесса. Ее значение меньше скоростей, ее составляющих:

$$v_1 = IU = A_3 \exp \left(-\frac{\Delta G_1}{RT} \right) \exp \left(-\frac{E_\eta}{RT} \right) = A_3 \exp \left(-\frac{\Delta G_1 + E_\eta}{RT} \right) \quad (5)$$

где $A_3 = A_1 A_2$ – коэффициент пропорциональности.

Анализ этого уравнения применительно к кристаллизации переохлажденной жидкости показывает, что с ростом степени переохлаждения скорость зарождения центров кристаллизации увеличивается (уменьшается ΔG_1) и уменьшается скорость доставки вещества (увеличивается вязкость). При таком характере зависимости на кривой изменения скорости образования центров кристаллизации от температуры должен обнаруживаться максимум (рис. 3).

После формирования центров кристаллизации происходит их дальнейший рост – вторая стадия образования новой фазы, которая протекает практически при любых степенях пересыщения. Стадия роста зародышей, как и первая стадия, включает процесс возникновения двумерных центров конденсации на поверхности зародыша и доставку вещества к этим центрам, которые вследствие разрастания создают новые слои вещества на зародыше. Отсюда следует, что вывод уравнения для скорости роста зародышей такой же, как и для первой стадии процесса – образования зародышей. Уравнение скорости роста зародышей имеет вид:

$$v_2 = B \exp \left(-\frac{\Delta G_2}{RT} \right) \exp \left(-\frac{E_\eta}{RT} \right) = B \exp \left(-\frac{\Delta G_2 + E_\eta}{RT} \right) \quad (6)$$

где B – коэффициент пропорциональности; ΔG_2 – энергия Гиббса образования двумерных центров конденсации; E_η – энергия активации вязкого течения.

Зависимость скорости роста зародышей от степени пересыщения и переохлаждения также должна иметь максимум.

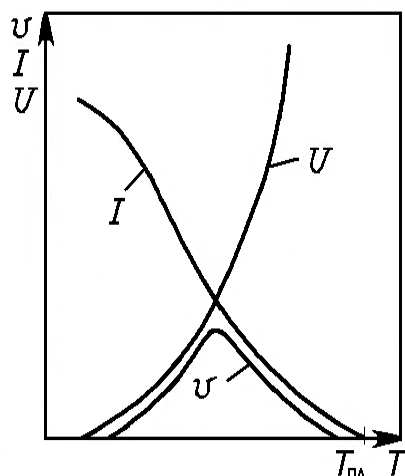


Рис. 3. Зависимость скоростей зарождения центров кристаллизации I доставки вещества к ним U и общей скорости образования центров конденсации v в переохлажденной жидкости от температуры.

Для определения влияния температуры на интенсивность формирования АСПО была проведена серия опытов. Исследования проводились на специально сконструированной лабораторной установке, обеспечивающей возможность проведения непрерывных замеров массы формирующихся отложений на образцах при заданной температуре.

В качестве модельной жидкости использовался раствор керосина, содержащий 3,18% гудрона и 2,79% парафина. Данные по процентному содержанию гудрона и парафина соответствуют параметрам содержания асфальтенов и парафина в нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. В качестве растворителя использовался керосин с плотностью 760 кг/м³. На рис. 4 показаны графики зависимости массы формирующихся отложений от температуры. Масса отложений при увеличении температуры от 25 до 30°C заметно возрастает.

Графики зависимости массы отложений от температуры (рис. 4) имеют экстремальный характер, свидетельствующий о том, что максимум скорости роста отложений наблюдается при температуре 30°C. В этой связи следует более тщательно контролировать параметры проведения технологических операций в скважинах, связанных с воздействием тепла.

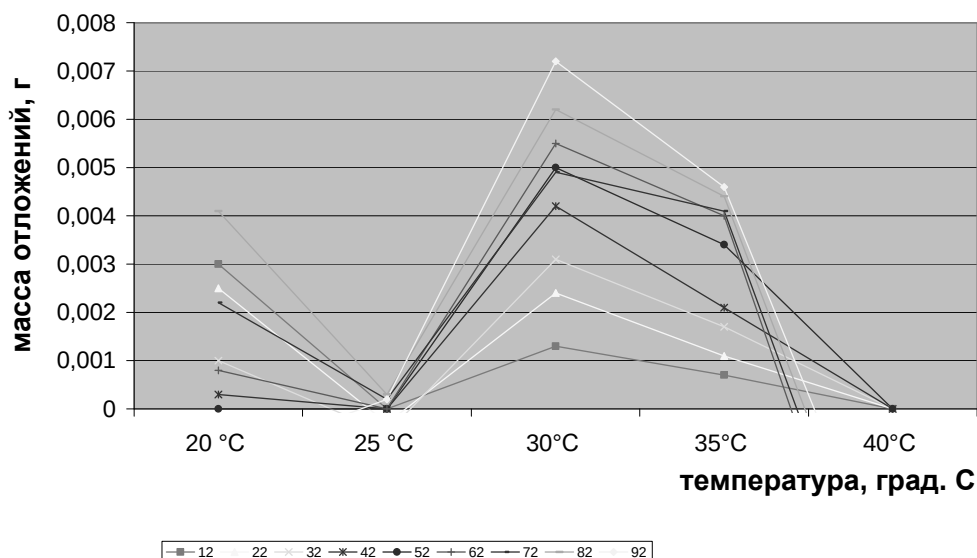


Рис.4. Графики зависимости массы отложений от температуры.

Очевидно, что при недостаточно высокой температуре нагрева при проведении ОПЗ возможно увеличение интенсивности формирования отложений вследствие принципиальных изменений, происходящих в структуре дисперсной фазы нефти. В интервале температур 29–38 °С происходит ухудшение структурно-механических свойств нефти, снижение устойчивости структурных образований нефти и образование крупных агрегатов из высокомолекулярных углеводородов, смол и асфальтенов, что обуславливает формирование органических отложений в призабойной и близлежащих зонах пласта. Кроме того, при нагреве призабойной зоны пласта выше температуры начала десорбции, вследствие усиления десорбционных процессов, возможно увеличение содержания в нефти смол и асфальтенов в нефти и, как следствие, появление органических отложений в скважинном оборудовании большого объема и пластичности. Учитывая возможность появления осложнений при тепловом воздействии в узком интервале температур, обязательным элементом технологии проведения ОПЗ с использованием тепловых эффектов является температурный контроль.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 668 с.
2. Гайнеева Ю.М., Фосс Т.Р., Юсупова Т.Н. Парафины в нефтях: кристаллизация, образование агрегатов с асфальтенами, выпадение в виде асфальтосмолопарафиновых отложений // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – 726 с.
3. И.М.Аметов, Э.И.Каракчиев, А.Р.Бенч. Влияние адсорбции смолисто-асфальтеновой фракции на коэффициент вытеснения тяжелой нефти // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С.29–30.
4. Бенч А.Р., Склярова З.П., Смирнов А.Н. Об эффективности паротеплового воздействия на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Труды международной конференции «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов». – Казань: Казанское кн. изд-во, 1994. – Т.4. – С. 1186–1193.
5. С.С.Кожобеков. Влияние температуры термообработки и скорости охлаждения на процессы структурообразования и реологическое поведение парафинистой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №7. – С.118–120.
6. Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Неоднозначность состояний асфальтеносодержащих жидких сред // Наука и технология углеводородов. – 2002. – №2. – С. 25–30.
7. Барская Е.Е., Юсупова Т.Н. Определение критических температур ухудшения фильтрационных характеристик нефтей. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фэн», 2007. – 726 с.
8. Эйгенсон А.С., Шейх-Али Д.М. О механизме влияния смол и асфальтенов на некоторые внутривластовые процессы при вторичных методах добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №7. – С. 20–23.
9. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб и доп. – М.: Химия, 1988. – 464 с.

О ТИПЕ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖИ 303 И ИНТЕРФЕРЕНЦИИ СКВАЖИН ПРИ ФОРСИРОВАННОМ ОТБОРЕ ЖИДКОСТИ.

Р.Н. Дияшев (ООО «ТНГ-Групп»), **Р.С.Хисамов** (ОАО «Татнефть»), **А.Н.Чекалин** (НИИ математики и механики им.Н.Г.Чеботарева), **И.Ф.Галимов** (НГДУ «Ленингорскнефть»), **В.Г.Пятов** (Волго-Камское региональное отделение РАЕН)

Опытные работы по переводу скважин залежи 303 (серпуховские отложения) на режим форсированного отбора жидкости (ФОЖ) были начаты по инициативе ОАО «Татнефть» и НГДУ «Ленингорскнефть» в 2004 г. и продолжают до настоящего времени. За этот период в режиме ФОЖ перебували 28 горизонтальных и 23 вертикальные скважины.

По состоянию на 1.06.2010 г. весь пробуренный фонд на залежи 303 составляет 500 скважин, из них 464 действующих. Отобрано 19,64 % от начальных извлекаемых запасов нефти. Текущий коэффициент нефтеотдачи равен 0,044. Накопленный ВНФ составляет 2,72. За 5 месяцев 2010 г. средний дебит по нефти составил 2,5 т/сут, по жидкости – 18,86 т/сут. Обводненность за текущий год составляет 86,8%. Серпуховский горизонт в подошве в основном водоносный. Средняя величина общей водоносной толщины составляет 9,5 м. Скважины обводняются подошвенной и смешанной водой. Такое неблагоприятное соотношение часто объясняется сложным строением коллекторов с развитой трещиноватостью. Поэтому актуальна интегральная оценка модели трещиноватости коллекторов серпуховских отложений.

Применение ФОЖ на ранней стадии эксплуатации трещиноватых коллекторов не согласуется с общепринятыми представлениями в соответствии с теорией и практической разработкой нефтяных месторождений. Поэтому исследовательские и опытные работы на залежи 303 имеют принципиальное значение. Результаты выполненных исследований по мере их получения публиковались в работах [1, 2, 3], в которых были вскрыты механизмы форсировки с обоснованием увеличения коэффициента нефтеизвлечения и показана высокая эффективность с точки зрения увеличения дебитов скважин по нефти при оптимальных условиях их перевода на ФОЖ.

Поскольку на режим ФОЖ скважины переводились рассредоточено по площади, а программы работ на отдельных участках залежи с охватом всего фонда скважин по техническим причинам пока еще не выполнены, становится актуальной и оценка интерференции форсируемых скважин с окружающими.

О типе карбонатных коллекторов по характеру их трещиноватости

Несмотря на большую историю и значительный объем выполненных исследований нам не известны результаты каких-либо количественных определений характера трещиноватости коллекторов серпуховских отложений. Емкостные и фильтрационные свойства коллекторов горизонта изучались по данным керна и ГИС. По материалам анализа керна 34 скважин отмечается, что коллекторы залежи 303 относятся к поровому и смешанному типам [4].

С целью получения количественных оценок параметров трещиноватости пластов при эксплуатации скважин на различных режимах отбора продукции (до и в процессе форсировки) были выполнены гидродинамические исследования скважин. Результаты обработаны по методу Полларда и по программе «Saphir» (6 скважин). Сущность обработки КВД по методике Полларда заключается в анализе процесса восстановления давления в скважине посредством построения и обработки основной и разностной кривых, характеризующих процесс фильтрации в системе: трещины вокруг скважины, трещины вдали от скважины и матрица, питающая трещины. Модель Полларда сводит задачу к простому процессу расширения жидкости, однако в некоторых случаях дает приемлемые результаты и позволяет рассчитать ряд параметров трещинно-порового коллектора. Средние значения параметров по группе скважин и степень их изменения при форсировке – в табл. 1.

Таблица 1

Средние значения параметров по группе скважин

Параметры	Размерность	До ФОЖ	При ФОЖ	Кратность изменения
Средний дебит до снятия КВД	м ³ /сут	9,3	128,4	13,8
Обводненность	%	67,2	88,3	1,31
Пластовое давление	МПа	7,48	7,17	0,96
Объем матрицы	м ³	1,45E+10	1,11E+11	7,64
Объем трещин	м ³	6,7E+07	4,52E+08	6,9
Пористость матрицы	%	10,96	10,95	1,0
Пористость трещин	%	0,136	0,141	1,04
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут. МПа	35,07	74,22	2,12
Трещинная проницаемость	мкм ²	1,62	2,71	1,68
Скин-эффект		-4	-2,7	0,52
Раскрытость трещин	см	0,16	0,29	1,81
Размер блоков	см	7,22	14,23	1,97

Судя по данным таблицы после перевода скважин на форсированный отбор жидкости скин-фактор незначительно ухудшается, но при этом увеличиваются дренируемые объемы матрицы и трещин; проницаемость и раскрытость трещин; размер блоков и коэффициент продуктивности. Эти тенденции вполне логичны, принимая во внимание не-newтоновские свойства нефтей [5]. Повышенные градиенты давления при форсировке приводят к увеличению объема пласта с разрушенной структурой нефти. Это все положительные факторы. Небольшое снижение пластового давления говорит о высоком энергетическом потенциале залежи, что является благоприятным фактором для применения технологии ФОЖ.

Интерпретация КВД по программе “Saphir” по этим же скважинам дала неоднозначные результаты. Диапазон изменения и средние значения приведены в табл. 2.

Таблица 2

Сводная таблица основных результатов интерпретации КВД скважин до и при проведении форсированного отбора жидкости по программе “Saphir”.

Параметр	до ФОЖ диапазон (среднее)	при ФОЖ диапазон (среднее)
Дебит, м ³ /сут	7,6-13,4 (10,0)	10,6-467,6 (193,7)
Обводненность, %	28-95,5 (70,5)	68-89,7 (82,7)
Депрессия, МПа	0,21-1,01 (0,68)	0,24-2,54 (1,19)
Продуктивность, м ³ /(сут МПа)	7,4-51,9 (21,9)	14,5-570 (239,0)
Гидропроводность, мкм ² М/Па·с	33-5640 (1096,2)	674-8120 (3362,8)
Скин-эффект	-0,954-6,82 (0,818)	-5,13-25,4 (7,05)
Параметр ОП	0,59-1,4 (1,0)	0,23-1,02 (0,65)

При обработке КВД использовалась модель трещинно-порового пласта. Судя по величине скин-фактора свойства призабойной зоны после перевода скважины на ФОЖ ухудшаются. Фильтрационные свойства пласта на режиме ФОЖ существенно выше, чем до форсировки.

Таким образом, из результатов обработки КВД различными методами следует, что после перевода скважин на ФОЖ имеет место ухудшение скин-фактора, что является скорее отображением роста фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне скважин в связи с резким увеличением отбора жидкости, чем смыкание трещин при увеличении депрессии на пласт. Параметры удаленной зоны при ФОЖ улучшаются, что говорит о включении в работу дополнительных, ранее не охваченных объемов пласта.

В связи с недостаточностью и неоднозначностью количественных оценок параметров трещиноватости указанными методами (керна, ГИС, ГДИС) на практике часто прибегают к анализам данных по разработке месторождений. Так, для идентификации типа коллекторов по итогам разработки конкретных нефтяных залежей в карбонатно-трещинных коллекторах Нельсон предложил использовать графики распределения накопленной добычи нефти по добывающим скважинам, ранжированным по их продуктивности [6]. На рис. 1а показаны области с различной характеристикой по трещиноватости на примере ряда месторождений. Площадь между диагональю и кривой распределения накопленной добычи нефти по скважинам в относительных единицах названа коэффициентом проявления трещиноватости. Численные его значения изменяются от 0 для поровых до 1,0 для трещиноватых коллекторов.

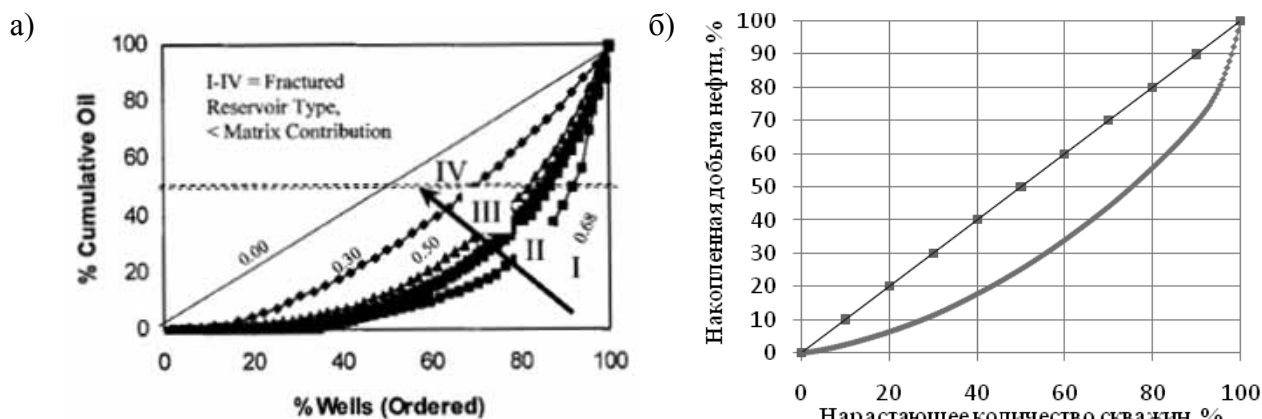


Рис. 1. Кривые распределения накопленной добычи нефти по добывающим скважинам, ранжированным по их продуктивности: а) по данным [6]; б) по залежи 303.

Для идентификации типа коллектора Нельсон выделил 4 типа:

- I – трещины обеспечивают основную пористость и проницаемость коллектора;
- II – трещины обеспечивают существенную проницаемость;
- III – трещины способствуют увеличению проницаемости изначально продуктивного пласта;

IV – трещины не обеспечивают дополнительной пористости или проницаемости, а создают границы анизотропии.

Нами предпринята попытка применить метод Нельсона для залежи 303, хотя залежь находится на ранней стадии разработки. Построен аналогичный график (рис.16) с использованием накопленной добычи нефти по 200 скважинам за 3 года с начала эксплуатации. Полученный коэффициент проявления трещиноватости равен 0,38, т.е. по классификации Нельсона формально коллектор можно отнести к III типу.

В соответствии с типом коллектора Нельсон привел также некоторые позитивные и негативные факторы при их разработке (табл.3).

Таблица 3

Характер проявления типа коллекторов на процесс их разработки

Тип	Позитивные факторы	Негативные факторы
1	2	3
I	5. Большие зоны дренажа скважин 6. Требуется мало дополнительных скважин (только для увеличения темпов отбора) 7. Хорошая корреляция между дебитами скважин и их запасами 8. Лучшие скважины – начальные 9. Высокие начальные коэффициенты продуктивности 10. Возможность добычи из нестандартных и с низкими свойствами пород	4. Часто быстрое падение добычи из скважин 5. Возможен ранний прорыв воды 6. Трудно определить размеры и форму дренажа скважин 7. Трудно выделять зоны подсчета запасов 8. Многие эксплуатационные скважины увеличивают добычу, но не приращивают запасов
II	4. Можно разрабатывать породы с низкой проницаемостью 5. Дебиты нефти часто оказываются выше прогнозных 6. Извлечение углеводородов часто улучшается за счет трещин	1. Слабая взаимосвязь между пористостью матрицы и трещин приводит к плохой добыче из матрицы и негативной вторичной добыче. 2. Возможен ранний прорыв воды 3. Критичны интенсивность и наклон трещин. 4. Элементы разработки должны размещаться избирательно по залежи 5. Коэффициент извлечения очень неоднороден и его трудно определить 6. На залежах с аномально высоким пластовым давлением может иметь место закрытие трещин
III	1. Запасы обуславливаются свойствами матрицы 2. Распределение запасов в значительной мере однородное 3. Продолжительные высокие дебиты скважин 4. Большая непрерывность (связанность) залежи	1. Большая неоднородность по проницаемости 2. Часто нестандартное реагирование на вторичные методы 3. Зоны дренирования часто сильно эллиптически 4. Часты взаимосвязанные залежи 5. Часто плохая корреляция между результатами ГИС, керна и данными гидродинамических исследований
IV		1. Изолированность части залежи (слабая гидродинамическая связь между частями залежи) 2. Продуктивность скважин ниже по сравнению с характеристиками матрицы 3. Коэффициент извлечения очень неоднороден по залежи 4. Анизотропия проницаемости противоположна по отношению трещиноватых коллекторов других типов

Характер работы скважин залежи 303 близок к описанию коллекторов II типа по Нельсону. Возможно, коэффициент проявления трещиноватости не очень точен из-за имеющих место погрешностей в величинах дебитов скважин. Но вывод о наличии трещиноватости коллекторов серпуховских отложений однозначен.

Оценка интерференции добывающих скважин с переведенными на ФОЖ

Весь фонд скважин, пребывавших в режиме ФОЖ, в процессе анализа их работы был разделен на четыре группы по кратности форсировки [2, 3]: увеличение отбора жидкости до 3 раз; от 3 до 10 раз; от 10 до 20 раз; более 20 раз.

Для изучения поставленной задачи была проанализирована динамика работы окружающих скважин в районе 7 наиболее сильно форсируемых. Оценка степени взаимодействия форсируемых и окружающих их скважин выполнена методом парных корреляций. По ежемесячной добыче жидкости и нефти между каждой из окружающих и форсируемой скважинами определялся коэффициент корреляции до перевода, в период и после окончания ФОЖ. Окружающие скважины выбирались с учетом литологии, находящиеся в непосредственной близости друг от друга и от форсируемой скважины (табл.4).

Таблица 4

Коэффициенты парной корреляции между форсируемыми и окружающими скважинами

№ скв		До ФОЖ	ФОЖ	После ФОЖ
форс.	окруж.			
1	2	3	4	5
37940 г	37926 г	0.429	-0.058	0.143
	37911	0.005	0.202	-0.103
	166	0.216	0.192	-0.294
	167	-0.597	-0.394	-0.361
	37936 г	0.273	0.126	0.111
38097 г	38073	0.713	-0.570	0.221
	38098	0.491	-0.469	0.186
	38072	0.362	0.209	0.357
	38074 г	0.231	-0.095	0.414
37845 г	26530	0,348	-0,136	0,662
	26505	0,235	-0,259	0,246
	26507	-0,615	-0,141	-0,272
	18д	-0,415	-0,211	-0,326
38004 г	38011 г	-0,386	0,666	0,384
	38010	0,166	0,162	0,426
38011 г	38004 г	0,348	0,173	0,339
	38010	-0,106	0,448	0,364
37772 г	37773	0,589	-0,07	-
38037 г	38074 г	0,058	0,282	-0,290
	38036	0,539	0,435	-0,170
	38039 г	-0,121	0,095	-0,133
	38063	0,162	0,148	-0,334

Результаты показали, что по большому числу скважин интенсивной интерференции между форсируемыми и окружающими скважинами не наблюдается. Взаимное влияние проявляется лишь по единичным скважинам.

Интерференция форсируемых и окружающих скважин была исследована на геолого-гидродинамической модели, построенной для участка залежи 303 (рис.2). Модель учитывала двойную пористость среды и неньютоновские свойства нефти [6].



Рис.2. Схема моделируемого участка залежи 303.

Скважины работают в режиме заданного дебита. Для анализа влияния форсируемой скважины на другие проведены расчеты разработки пласта без использования ФОЖ (базовый вариант) и для двух вариантов ФОЖ. В первом варианте форсировки – через 1325 суток 4 скважины переводятся последовательно с интервалом в 70 сут на форсированный дебит, а все остальные продолжают работать без изменения дебита. Во втором, кроме указанных выше четырех скважин, через 90 сут переводятся на ФОЖ с интервалом в 60 сут еще 4 скважины.

Анализ поведения забойных давлений позволяет сделать вывод о незначительном влиянии на их величину перевода на ФОЖ соседних скважин, некотором снижении обводненности окружающих скважин, не задействованных в форсировке, и, как следствие, увеличении отбора нефти из них. Перевод отдельных скважин на ФОЖ не отражается на работе более удаленных скважин. Сравнивая результаты расчетов, полученных по двум вариантам ФОЖ, можно оценить влияние новых переводимых на ФОЖ скважин на другие, переведенные ранее на такой режим. Из табл.5 видно, что перевод скважин №№37983, 37998, 17550 и 37985 на ФОЖ привел к некоторому росту обводненности и уменьшению количества добытой нефти у всех форсированных на первом этапе скважин. Режим скважины №37998 в течение всего периода моделирования сохранялся без изменения.

Таблица 5

Характеристики работы скважин при $t=2108$ сут.

Базовый вариант				Форсировка 1			
Номер скважины	Θ , %	Q, м ³	Q _н , м ³	Номер скважины	Θ , %	Q, м ³	Q _н , м ³
35877	76,06	21080	5045,6	35877	76,94	78162	18010,1
37984	71,09	12648	3656,9	37984	78,59	84877	18172,3
37969	74,60	18972	4818,3	37969	76,46	86513	20365,3
35878	80,24	10540	2082,9	35878	80,63	113145	21920,8
37983	77,03	16864	3873,6	37983	74,88	16864	4235,2
37998	81,26	10540	1975,5	37998	79,47	10540	2163,2
17550	79,92	58391	11726,6	17550	79,87	58391	11754,8
37985	78,71	21080	4488,9	37985	77,94	21080	4650,1
35854	78,97	8642	1817,4	35854	76,70	8642	2013,3
Σ		178758	39486,0	Σ		478217	103285,4

Форсировка 2			
Номер скважины	Θ , %	Q, м ³	Q _н , м ³
35877	77,68	78140	17441,8
37984	78,77	84877	18018,8
37969	76,99	86513	19901,3
35878	80,91	113145	21600,8
37983	78,90	90250	19044,1
37998	79,64	10540	2145,3
17550	83,85	165818	26780,8
37985	80,51	69753	13596,5
35854	80,49	36213	7063,7
Σ		735252	145593,5

Θ , % – обводненность; Q – количество добытой жидкости; Q_н – количество добытой нефти.

Для оценки эффективности ФОЖ сравним кратность изменения относительно базового варианта количества добытой нефти (κ_n) с кратностью количества добытой жидкости ($\kappa_{ж}$) со всего участка за определенный промежуток времени. За первые 300 суток ФОЖ, когда были задействованы 4 скважины, $\kappa_{ж}=4.38$, а $\kappa_n=6.14$, т.е. относительное количество добытой нефти возросло значительно больше, чем относительное количество добытой жидкости. За 780 суток в первом варианте ФОЖ $\kappa_{ж}=5.51$, $\kappa_n=7.02$, во втором – $\kappa_{ж}=9.38$, $\kappa_n=11.01$. Эти данные показывают весьма высокую эффективность ФОЖ не только за счет увеличения темпа разработки участка, но и за счет повышения его нефтеотдачи.

Заключение

Залежь 303 (серпуховские отложения) является одной из крупных на Ромашкинском месторождении, имеет сложную динамику ввода в разработку и непростые эксплуатационные характеристики. По состоянию на 01.06.2010 при отборе 19,64% от извлекаемых и 4,4% от геологических запасов нефти обводненность продукции составляет 86,8%. По результатам выполненных гидродинамических исследований скважин и специальной обработки показателей работы залежи получены количественные оценки характера трещиноватости и типа коллекторов.

Трещино-поровое строение серпуховских отложений, лежащее в основе объяснения механизма форсированного отбора жидкости, подтверждается исследованиями степени интерференции рассредоточенных форсируемых и окружающих их добывающих скважин, работающих в обычных режимах эксплуатации. Интерференция весьма слабая или отсутствует. Лишь в единичных случаях имеет место отрицательный коэффициент корреляции между указанными скважинами по дебитам жидкости и нефти на уровне до 0,5–0,6. Увеличение отбора нефти из форсируемых скважин существенно выше возможных снижений дебитов окружающих.

Установленные выше наблюдения подтверждаются результатами геолого-гидродинамического моделирования с учетом двойной пористости коллектора и неньютоновских свойств нефтей. При переводе на ФОЖ группы близко расположенных скважин взаимодействие между ними также незначительное.

Степень надежности полученных результатов и выводов определяются достоверностью промысловой информации.

Литература

1. Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф. Форсированный отбор жидкости в условиях нетрадиционных нефтяных залежей // Материалы 10-й юбилейной международной научно-практич. конф. «Повышение нефтегазоотдачи пластов и интенсификация добычи нефти» 8 июня 2006г. РОСИНГ, ВЕНСИС.

2. Хисамов Р.С., Дияшев Р.Н., Файзуллин И.Н., Кандаурова Г.Ф. Предварительные результаты форсированного отбора жидкости из скважин залежи № 303 Ромашкинского нефтяного месторождения // Тр. конф. «О перспективах разработки карбонатных коллекторов и новые технологии увеличения коэффициента извлечения нефти» (посвящается добыче 3-миллиардной тонны нефти РТ), Лениногорск 26.04.2007, с.42–58.

3. Дияшев Р.Н., Хисамов Р.С., Кандаурова Г.Ф., Файзуллин И.Н. Форсированный отбор жидкости в карбонатных коллекторах с двойной пористостью // «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 6. – С. 77–81.

4. Разработка петрофизической основы для переинтерпретации геофизического материала с целью определения емкостных параметров продуктивных пластов на залежах 301–303, ТатНИПИнефть, 2002 г.

5. Определение неньютоновских, физико-химических свойств, компонентного, структурно-группового и углеводородного состава нефтей залежи 303 Ромашкинского месторождения с целью изучения механизма ФОЖ и использования при математических экспериментах на фильтрационных моделях, отчет РО «Волга-Кама» РАЕН, ССП УГНТУ ХНИЛ «Бурение», г.Бугульма, 2008 г.

6. Р.Н.Дияшев, Р.С.Хисамов, А.Н.Чекалин, В.М.Конюхов. Форсированный отбор жидкости из трещиновато-пористого пласта с неньютоновской нефтью и подошвенной водой // Георесурсы. – 2009. – № 2 (30). – С. 37–40.

7. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, By R.A. Nelson, BP Amoco, Houston, TX, 2001 г.

МИРОВОЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ОБОСНОВАНИЯ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Н.Дияшев (ООО «ТНГ-Групп»), Д.Р.Абдрашитова (КП(Ф)У).

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

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

Анализ динамики применения технологии ВГ в мире

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

Динамика количества действующих проектов показана на рис. 1.

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



Рис. 1. Динамика изменения количества действующих проектов по ВГ.

Оказалось, что количество проектов по ВГ в мире тесно коррелируется с изменением мировых цен на сырую нефть. Наибольшее количество проектов действовало в период с 1971 по 1986 гг., примерно в этот отрезок времени наблюдается период роста мировых цен на сырую нефть в связи с военно-политическими событиями на Ближнем Востоке (рис. 2).

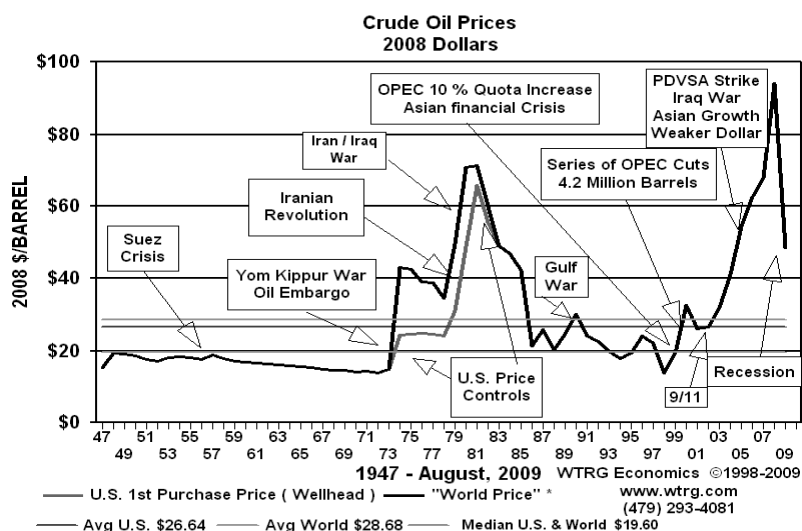


Рис. 2. Динамика изменения цен на нефть с комментариями [по данным интернета].

С 1986 г. число действующих проектов резко снижается, что связано со стремительным падением цен на нефть. Соотношение между числом проектов по ВГ и ценой нефти можно проследить и дальше. Такая закономерность характерна в целом для всех методов увеличения нефтеизвлечения (рис. 3).

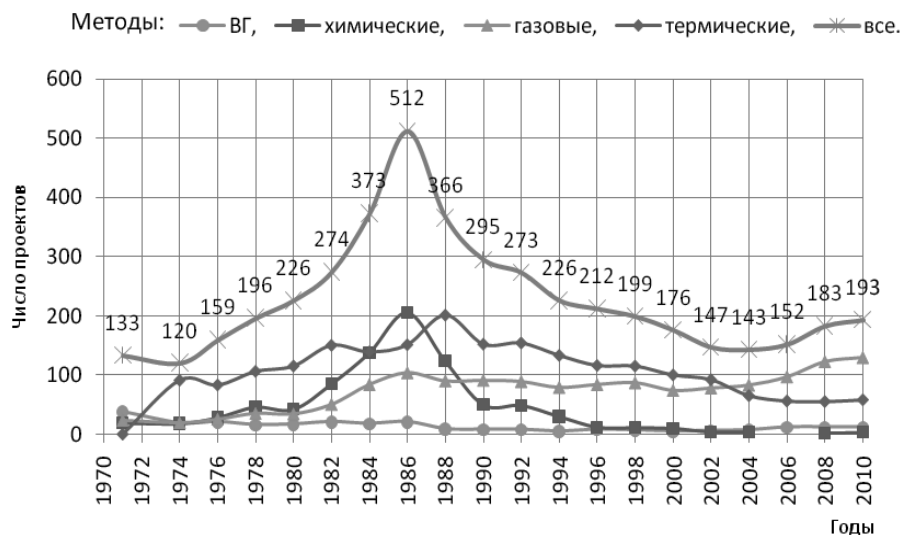


Рис. 3. Динамика изменения количества действующих проектов по увеличению нефтеотдачи в США.

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

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

Распределение проектов по их продолжительности показано в табл. 1. О начале внедрения технологии информация дается в публикациях [3], за конец действия процесса ВГ мы приняли год прекращения публикации по тому или иному проекту.

Таблица 1

Продолжительность действующих проектов по ВГ в США и Канаде		
Продолжительность ВГ, годы	Число проектов	
	всего (%)	в том числе успешных (%)
1-3	8 (11,4)	1 (2,6)
3-5	7 (10)	3 (7,7)
5-7	7 (10)	3 (7,7)
7-10	11 (15,7)	4 (10,4)
10-15	8 (11,4)	5 (12,8)
15-20	8 (11,4)	6 (15,4)
20-30	13 (18,6)	9 (23,1)
>30	8 (11,4)	8 (20,5)

По тем проектам, по которым были известны значения коэффициента нефтенасыщенности на начало и конец реализации проекта рассчитали КИН как отношение разности нефтенасыщенности перед началом реализации проекта и после его завершения к значению перед началом. Среднее значение КИН по проектам первой группы выше, чем по второй и составляет 43,4% (против 39% по второй). 50% проектов первой группы характеризуются значениями КИН в интервале 50% и выше. По проектам второй группы значения КИН заметно ниже: 50% проектов характеризуется значением КИН в пределах 30–50% (рис.4).



Рис.4. Накопленное распределение завершённых и на стадии завершения проектов по коэффициенту нефтеизвлечения.

В табл. 2 для выделенных групп приведены диапазон изменения и средние значения основных геолого-физических параметров коллекторов и свойств нефтей.

Таблица 2

Средние значения параметров по группам зарубежных завершённых и на стадии завершения проектов.

Оценка проектов	Количество объектов	Кп, %	Кпр, мД	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа*с	Глубина залегания пласта, м	Температура пласта, °С	КИН, %
Успешные и обещающие быть успешными (группа 1)	39	14-42,6/27,08	10-4000/999	0,825 - 1,014/0,915	0,8-2700/278,54	76,2-3444,2/1068,6	16-106/53	6-82/43,4 *
Неуспешные (группа 2)	9	13-38/29	58-6000/1636	0,830-0,986/0,907	1,4-2,750/671,84	106,7-1554,6/612	21-76/36	18-59/39 **

* – усреднение по 21 проекту, ** – усреднение по 4 проектам

Видно, что существенные различия выявились по значениям проницаемости, глубине залегания пласта и вязкости нефти. По проектам первой группы значения вязкости нефти и проницаемости пластов ниже, чем для неуспешных. В то же время по величине подвижности ($K_{пр}/\mu$) первая группа проектов оказывается значительно лучше, чем вторая: соответственно 3,6 и 2,4 мД/МПа·с. Глубина залегания пласта – фактор скорее экономический, чем технологический, поскольку с ее увеличением возрастают стоимость скважин и расходы на закачку воздуха. По этому показателю неуспешные проекты оказались в более благоприятных условиях.

Однако в ряде случаев неуспешность проекта обусловлена не только неадекватными геолого-физическими условиями, но и человеческим фактором и недостаточной технической оснащенностью. Так, в некоторых проектах, эксплуатационные проблемы являлись следствием недостаточной изученности объекта работ, низким уровнем составления проектов, отсутствием оборудования требуемых характеристик и т. д., хотя геологические характеристики объекта при этом были благоприятны для проведения процесса.

На это показал обзор публикаций, в которых излагались материалы по осуществлению внутрипластового горения на месторождениях с указанием особенностей реализации технологии, возникавших проблем и оценки ведения процесса.

Из опыта применения технологии ВГ на зарубежных месторождениях

По опубликованным в печати материалам нами обобщены достоинства и проблемы при реализации технологии ВГ на 29 зарубежных объектах. По ним составлена таблица основных показателей выполнения работ, в том числе тип коллектора, площадь опытного участка, глубина залегания, пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность пластов, плотность и вязкость нефти, ожидаемый и фактический КИН. Ниже кратко прокомментируем текстовые и сведенные в таблицу данные.

1. Опытнo-промышленные работы на рассматриваемых месторождениях проводились в различных масштабах; площади опытных участков месторождений колеблются в пределах от 1,3 до 370 га.

2. По рассматриваемым месторождениям наблюдается широкий диапазон глубин залегания (от 50 до 3500 м) и эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного пласта (от 1,3 до 61 м). Даже в пределах одного месторождения толщины могут изменяться в пределах от 2 до 35 м (месторождение Виделе, Румыния). Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по 28 месторождениям составляет 15,2 м. Средняя глубина залегания объекта по 29 рассмотренным проектам составляет 714,8 м.

Практически все рассматриваемые проекты характеризуются высокими значениями пористости (до 41% на месторождении Ист-Тиа-Хуана, Венесуэлла). В среднем по 27 месторождениям пористость составляет 28,1%.

Очень неоднородны объекты по проницаемости. На месторождении Мига (Венесуэла) диапазон изменения значений проницаемости составляет 1000 – 10000 мД. По рассмотренным 29 месторождениям проницаемость пород меняется от 9,3 до 10000 мД и в среднем составляет 1531,3 мД.

То же самое можно сказать и о неоднородности месторождений по значениям вязкости пластовой нефти. На месторождении Перис Велли диапазон изменения значений вязкости нефти пластовых условиях от 23000 до 227000 МПа·с. По 28 месторождениям вязкость принимает значения от 3 до 227000 МПа·с, среднее значение – 5862,7 МПа·с.

3. Почти все рассматриваемые месторождения характеризуются высокими значениями начальной нефтенасыщенности – до 81%. Это свидетельствует о том, что процесс ВГ внедрялся на месторождениях на ранней стадии разработки, что положительно сказывалось на его проведении. Нефтеотдача пластов при горении на залежах высоковязких нефтей, по данным промысловых испытаний, на 13 месторождениях варьирует от 14,3 до 74% (залежь Шеннон, месторождение Солт-Крик, США), что в несколько раз превышает величину ее при разработке месторождений в режиме истощения (от 5 до 15%). Среднее значение КИН по этим месторождениям составляет 48,8%. Ожидаемое значение КИН по 13 проектам находится в диапазоне от 30 до 57,6% и в среднем составляет 45,8%. Таким образом, в целом КИН, достигнутый в результате проведения процесса оказался даже выше ожидаемого по проектам.

4. По охвату пласта процессом горения имеется мало информации, но по имеющимся данным можно сказать, что он достаточно высок: до 67,5%.

5. Воздухо-нефтяное отношение по рассмотренным месторождениям колеблется в пределах от 182 до 4000 м³/м³ и по 18 месторождениям в среднем составляет 1824 м³/м³.

6. Технологические неудачи преимущественно связаны с недостаточной изученностью объекта работ и некачественным проектированием процесса ВГ.

7. Процесс ВГ испытан в пластах, представленных в основном несцементированными песчаниками или песками. Нам известны всего четыре проекта промысловых опытных работ в карбонатных пластах. На месторождении Ирвин-Фурнис (Кентукки, США) в 1954 г., на месторождении Штайнферде (б. ФРГ) в 1963 г. и два небольших промысловых испытания влажного внутрипластового горения в Восточном Техасе (опытные участки Д и Е в отложениях доломитов Сан Андрес и Браун). Упомянуто, что им предшествовали лабораторные опыты на моделях пласта. Подробные данные об опытных работах на месторождении Ирвин-Фурнис не опубликованы. Характеристики опытных объектов, на которых в карбонатных коллекторах осуществлялось ВГ, приведены в табл. 3. Данные о структуре порового пространства не сообщаются.

8. На месторождениях испытывались и применялись в промышленном масштабе различные технические и технологические решения. Например, на месторождениях Румынии, месторождениях Трикс-Лиз и Хамболдт-Шанут (США) испытывалась линейная система вытеснения сверху вниз по структуре пласта, а также кратковременное ВГ в некоторых добывающих скважинах и закачка пара в скважины впереди фронта горения. Противоточное горение для улучшения утилизации кислорода закачиваемого воздуха применялось на залежи Шеннон месторождения Солт Крик (США). На месторождении Хамболдт-Шанут, кроме этого, для интенсификации добычи нефти применяли небольшие ГРП. На залежи В месторождения Вест Ньюпорт применяли особую технологию утилизации газов горения: добытые газы использовали для производства пара. Для регулирования процесса на многопластовой залежи месторождения Мидуэй-Сансет (США) в нагнетательных скважинах вскрывали разные нефтенасыщенные пласты.

9. Из обзора следует, что влажное внутрипластовое горение экономически и технологически эффективнее его сухого варианта. На нескольких объектах особо эффективным оказался переход от сухого варианта ВГ к ВВГ путем закачки воды в выжженную зону пласта, что обеспечивает более равномерное распределение сгенерированного в пласте тепла и более полное вытеснение нефти паром и водой (месторождение Белвью (США)).

10. Подтвердилась возможность создания фронта горения на заводненных залежах с тяжелой нефтью (например, месторождения Нитсу (Япония) и Северо-Западный Фостертон (США)).

Проблемы, возникающие при реализации технологии ВГ и пути их решения

В процессе реализации технологии ВГ на месторождениях возникает ряд проблем, в том числе:

- Прорыв воздуха или газов горения к добывающим скважинам при неоднородном коллекторе или высокой вязкости нефти и их частые ремонты из-за выноса песка. По результатам физического моделирования процесса, комплексного изучения коллекторов и опытных работ в единичных элементах эти проблемы можно предвидеть и предусмотреть соответствующие технические и технологические их решения.

- Низкая приемистость нагнетательных скважин; необходимую приемистость можно восстановить солянокислотными обработками призабойных зон [7].

- Проблема высоких значений расхода воздуха на единицу добываемой нефти решается переходом на влажное горение.

- Засоры фильтров-хвостовиков добывающих скважин и повышение содержания сероводорода в добываемых газах. В ряде случаев проблему решали заменой хвостовиков и установкой газоочистителей.

- Образование стойких эмульсий. С целью решения проблемы через межтрубное пространство вместе с водой закачивали деэмульгаторы.

- Закупорка пласта под совместным влиянием окисления нефти в пласте до гудрона и отложениями парафина вызывается режимом низкотемпературного окисления. Необходимо соблюдать режим высокотемпературного окисления;

- В ходе процесса сухого горения: выход из строя добывающих скважин при подходе фронта горения, выносе песка или прорывах газов горения. Это часто происходит из-за коррозии труб. Для борьбы с коррозией применяли ингибиторы или решали проблему путем цементирования продуктивных интервалов пласта и повторной перфорации, когда не было проблем с выносом песка. Эту операцию проводили несколько раз в течение процесса горения.

- Проблема неполной утилизации кислорода закачиваемого воздуха решается применением технологии циклической закачки окислителя [8].

- На некоторых месторождениях имели место взрывы газо-воздушной смеси в компрессорно-нагнетательной системе. Причиной взрыва были отложения пленки смазки на внутренних стенках нагнетательных труб. Проблема была решена путем замены НКТ и профилактических операций: периодической промывкой воздухонагнетательных труб 5%-раствором пикриновой кислоты ($2/3 \text{ NaNO}_3$ и $1/3 \text{ NaOH}$) и тщательной проверки отсутствия смазочных материалов на выпускном клапане и цилиндрах.

Все-таки главными причинами этих негативных явлений остаются недостаточные исследовательские работы до и в период проектирования технологии, а также недостаточный контроль и управление в процессе ее реализации.

Основные характеристики объектов нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана и их соответствие критериям применения технологии ВГ

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

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

С использованием этих данных и полученных нами результатов по значениям тех же параметров по зарубежным завершающим и на стадии завершения успешных и обещающих быть успешными проектам были построены графики распределения накопленных частот (рис. 5).

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

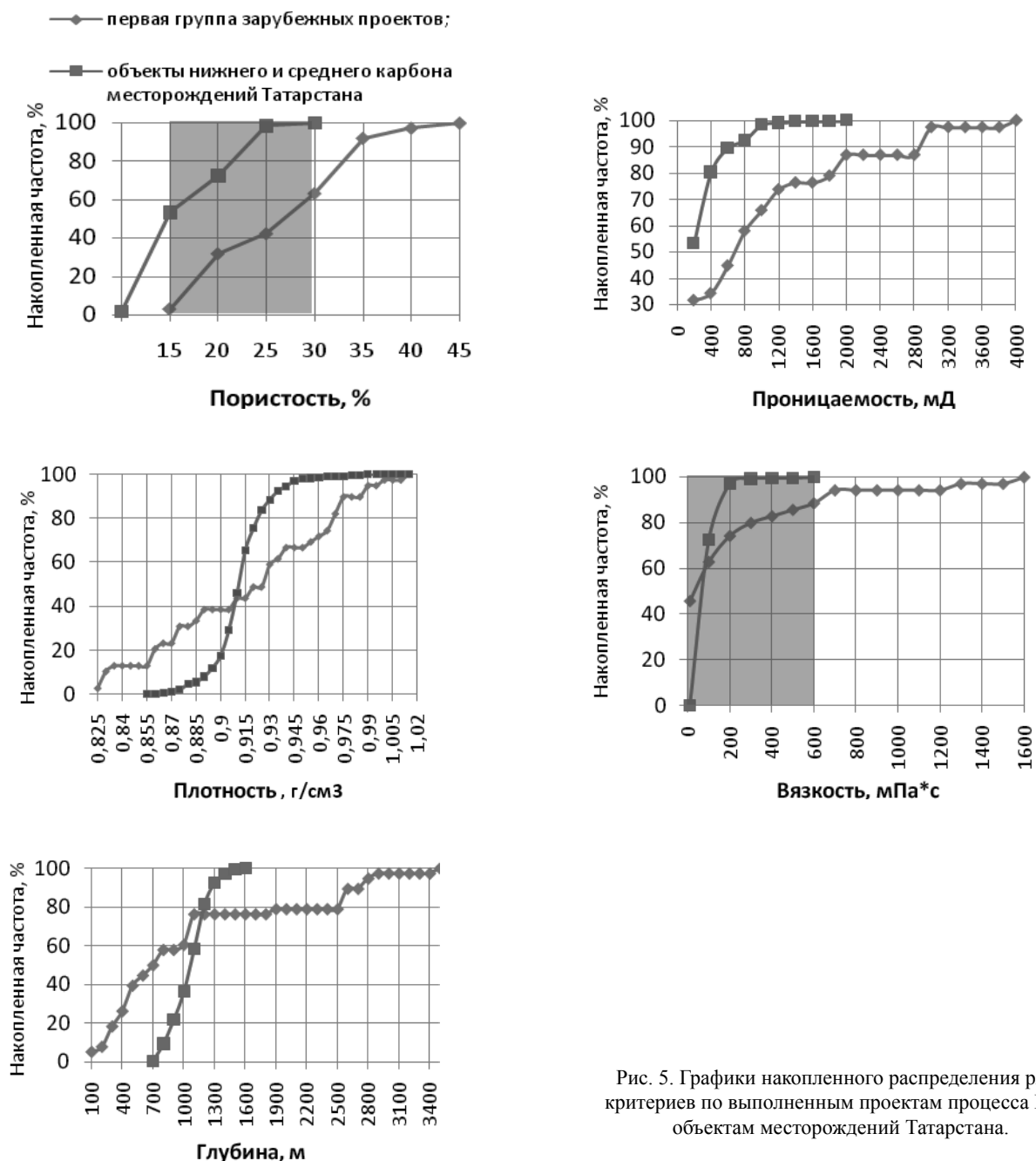


Рис. 5. Графики накопленного распределения ряда критериев по выполненным проектам процесса ВГ и объектам месторождений Татарстана.

Параметры месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне находятся в пределах тех же значений, что и для успешных и обещающих быть успешными зарубежных проектов. Но нефти месторождений Татарстана менее вязкие (до 600 МПа·с) по сравнению с зарубежными (до 1600 МПа·с), а значения пористости и проницаемости ниже зарубежных.

Диапазон изменения и средние значения основных параметров объектов с высоковязкими нефтями в нижнем и среднем карбоне приведены в табл. 4. Их сравнение с критериальными значениями применения процесса ВГ, полученными в данном обобщении (табл. 2), показывает, что по средним величинам сложно и некорректно рекомендовать применять или отказываться от технологии ВГ. Но можно сделать вывод о том, что вопросом о применении метода ВГ для месторождений Татарстана в нижнем и среднем карбоне следует заниматься.

Но нужно отметить, что промышленному внедрению процесса ВГ на месторождении должен предшествовать огромный комплекс различных исследований: физических и окислительных свойств нефтей, фильтрационных характеристик пласта, структуры залежи, наличия или отсутствия подошвенных вод и газовой шапки и т.п. Также необходимо предварительное проведение физического и математического моделирования процесса ВГ в лабораторных условиях для выяснения таких специфических исходных данных для осуществления ВГ, как: удельное содержание топлива (коксоподобного остатка) в нефтенасыщенной породе, удельный расход воздуха на выжигание 1 м³ пласта, коэффициент вытеснения нефти, оптимальное водо-воздушное отношение для реализации влажного и

сверхвлажного горения и пр. После этого рекомендуется провести ОПР по ВГ на участке с ограниченным числом скважин и выяснить, реально и экономически оправдано ли промышленное внедрение процесса на всей залежи или месторождении.

Промысловые испытания в одной или нескольких скважинах могут дать такие ценные данные, как приемистость нагнетательных скважин, условия и скорости низко- и высокотемпературного окисления нефти, ее подвижность, направление и скорость перемещения закачиваемых агентов и фронта горения, прорыв газообразных продуктов горения, температура и другие факторы, связанные с разработкой залежи [9]. Все полученные результаты должны составить основу для проектирования промыслового оборудования и экономической оценки промышленного проекта.

Обязательность такого предварительного тщательного проектирования технологии ВГ обусловлена сложностью процесса, сопряженностью его с химическими реакциями со свободным кислородом, что требует повышенных мер безопасности. Как показала практика, большинство неудачных промышленных работ по ВГ было обусловлено недостаточной их проработанностью на стадии проектирования.

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

Таблица 3.

Характеристика опытных объектов по ВГ в карбонатных коллекторах.

Объект	Коллектор	Глубина залегания пласта, м	Эффективная толщина пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мД	Начальная нефтенасыщенность, %	Пластовая температура, °С	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	КИН, %
Штайнферде (б. ФРГ)	известковистый песчаник	170	9	27	270	42,5		0,934	460	53 (факт.)
Опытный участок D (США)	доломит	1500	21	12,8	9,3	67	42,2	0,876	1,92	-
Опытный участок E (США)	доломит	975	14,1	10	10	45	27,8	0,823	3	-

Таблица 4.

Характеристика объектов нижнего и среднего карбона месторождений РТ.

Количество месторождений (объектов)	Кп, %	Кпр, мД	Плотность, г/см³	Вязкость, мПа*с	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Глубина залегания пласта, м	Начальная нефтенасыщенность, %	Температура пласта, °С	КИН, %
131 (1572)	7,7-30/16,8	1,02-11148,6/263,2	0,855-0,998/0,913	5,9-588,6/77,12	0,3-25,7/3,4	633-1550/1051	0,56-2,64/0,76	10-85/23	0,7-51/22,4

Примечания. Перед дробной чертой приведен диапазон изменения параметра, за дробной чертой – среднее значение.

Заключение

Обзор опубликованных работ о практической реализации технологии внутрискластового горения на зарубежных нефтяных месторождениях показал, что область ее применения как по характеристикам коллекторов, так и по свойствам нефтей является весьма широкой. Выделены интервалы изменения и средние значения некоторых критерийных параметров для успешных и обещающих быть успешными проектов, доля которых составляет 56%. Из них около 72% имеют продолжительность от 10 до 30 и более лет. Достигнутые коэффициенты нефтеизвлечения составляют в среднем 43,4% (табл. 2). По данным анализа публикаций о динамике и результатах процесса ВГ на 13 месторождениях средний коэффициент нефтеизвлечения составил 48,8%.

Важнейшим фактором успешности технологии является глубокое научное обоснование и проектирование работ на конкретных объектах, обеспечение необходимыми техническими средствами и мониторинг процесса квалифицированными специалистами. Технология не является «кувалдоустойчивой» и должно быть соответствующее ее исполнение. Это справедливо в XXI веке инновационных и нанотехнологий.

Залежи нефти нижнего и среднего карбона месторождений Татарстана по характеристикам коллекторов и нефтей соответствуют интервалам изменения последних по успешным зарубежным проектам и, следовательно, могут быть объектами для начала серьезных исследований по оценке возможности применения технологии внутрискластового горения.

Литература

1. Жданов С.А. Коэффициент нефтеотдачи – важнейший показатель рациональности использования запасов нефти // Материалы семинара «Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана». Татнефть, 2008. – С. 142–148.
2. Дияшев Р.Н. Новые возможности щелочного заводнения и внутрискластового горения для разработки залежей вязких, высоковязких и тяжелых нефтей (по данным зарубежных публикаций) // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №9. – С. 102–106.
3. Worldwide EOR Survey// Oil & Gas Journal. –1982-2010 April.
4. Амелин. И.Д. Внутрискластовое горение/ И.Д. Амелин. – М.: Недра, 1980. – 230 с.
5. Partha S. Sarathi. In-Situ Combustion case histories and performance analysis// In-Situ Combustion Handbook – Principles and Practices/ Partha S. Sarathi. – Bartlesville, Oklahoma, 1999. – Chapter 6. – p. 199-226.
6. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов/ Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – М.: Недра, 1988. – 422 с.: ил. – Пер. изд.: Франция, 1984.
7. Боксерман А.А. Повышение нефтеотдачи путем сочетания внутрискластового окисления нефти с заводнением/ А.А. Боксерман, С.Н. Лыков// Итоги науки и техники. Серия Разработка нефтяных и газовых месторождений. Том 17. – М.: ВИНТИ, 1986. – С. 3-105.
8. Муслимов Р.Х. Опыт применения тепловых методов разработки на нефтяных месторождениях Татарстана/ Р.Х. Муслимов, К.М. Мусин, М.М. Мусин. – Казань: Новое Знание, 2000. – 226 с.
9. Антониади Д.Г. Внутрискластовое горение / Д.Г. Антониади // Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г. Антониади, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар: «Советская Кубань», 2000. – Гл. 19. – С. 150–163.

ХАРАКТЕР ЗАЛЕГАНИЯ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЛЕГКИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Н.А.Докучаева, Ю.М.Арефьев, Е.Е.Андреева, С.Е.Салун

ГБУ ИПЭН АН РТ, Svetlana.Salun@tatar.ru

Основным объектом разведочных работ на нефть в Республике Татарстан являются палеозойские отложения. Истощение запасов основных действующих месторождений недр республики вызывает необходимость поиска новых объектов. Одним из таких объектов являются метаморфизованные верхнепротерозойские (рифейско-вендские) отложения западного борта Камско-Бельского авлакогена, прослеживаемого в северо-восточной части Республики Татарстан.

Проведение исследовательских нефтепоисковых работ в пределах распространения рифейско-вендских отложений обуславливается следующими факторами:

1. Территориальной близостью западного борта Камско-Бельского авлакогена к Аксубаево-Ромашкинскому концентру [3,4]. Аксубаево-Ромашкинский концентр является минимально разрушенным изнутри, что способствовало длительному действию интрателлурического потока, поставляющего в морскую воду эффективных осадителей органического углерода – железо и марганец. Это привело к накоплению в девонских и каменноугольных осадках значительного количества органического углерода трансформированного в нефтяные месторождения, в том числе Ромашкинского гиганта [2,3].

Непосредственно примыкающий к восточной части Аксубаево-Ромашкинского концентратора западный борт Камско-Бельского авлакогена может иметь положительные перспективы на нефтеносность в зонах развития рифейских и вендских отложений.

2. Нефтеносностью всех региональных нефтеносных комплексов на площади западного борта Камско-Бельского авлакогена в пределах Республики Татарстан. Залежи нефти выявлены в отложениях девона (скв.198 – Азев-Салаушская площадь); в отложениях нижнего карбона (скв. №№ 49, 55, 62, 69, 202 и др. – Кучуковская площадь, скв.№№ 91 и 54 Мензелино-Актанышская площадь); в отложениях среднего карбона (в верейском горизонте – две залежи и в отложениях каширского горизонта – одна залежь – Кучуковская площадь).

3. Наличием залежей нефти в рифейско-вендских отложениях на сопредельных территориях – Удмуртии, Пермской области и Башкортостана.

4. Нефтепроявлениями, отмеченными в терригенных коллекторах рифейско-вендского возраста в пределах Республики Татарстан (скв. № 58 Кучуковской площади, скв.№№. 20012 и 16 Бавлинской площади, скв.№ 7 Сулинской площади).

По данным глубокого бурения абсолютная глубина залегания поверхности отложений рифейско-вендского комплекса, лежащего на эродированной поверхности кристаллического фундамента, изменяется от -1588,9 (скв. №198 Азев-Салаушская) до -1774,1м (скв. № 23 Мензелино-Актанышская площадь).

Ступенчато-моноклинальное залегание кристаллического фундамента западного борта Камско-Бельского авлакогена способствовало формированию в покрывающих его рифей-вендских отложениях гипсометрически выраженных структур облекания (рис. 1, 2). В связи с этим большой интерес в качестве структуроформирующих, а значит и нефтепоисковых, представляют собой эрозионные останцы плотных пород кристаллического фундамента, интрузивные тела и палеовулканические постройки рифейского и более позднего времени. Можно предполагать, что перечисленные объекты являлись положительными формами палеорельефа, над которыми в условиях рифейско-вендской трансгрессии могли формироваться ловушки углеводородов как структурного, так и литологического, стратиграфического, тектонического и комбинированного типов.

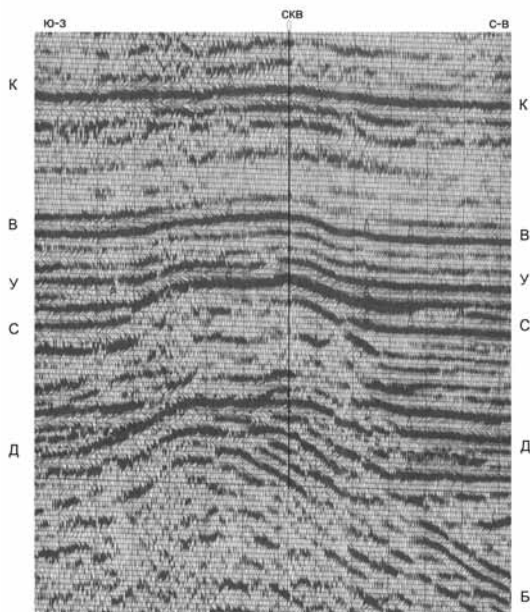


Рис.1. Проявление аномалиеобразующего объекта в волновом сейсмическом поле.

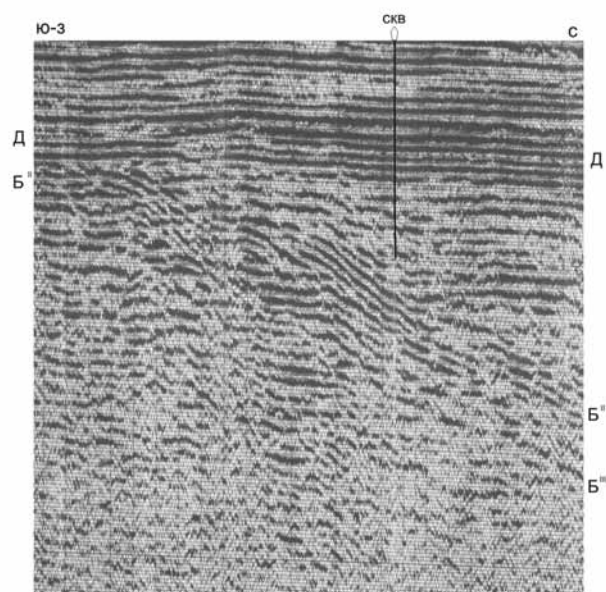


Рис.2. Отражение характера залегания рифейско-вендских отложений на временном разрезе.

Обнаружение уступообразных форм палеорельефа верхнепротерозойского времени и структур их облекания представляется возможным по данным наземных геофизических методов, включая сейсморазведку [5].

Сопоставление карт локальных аномалий поля силы тяжести со структурными картами по отражающим горизонтам («Д» и «А») показало определенную приуроченность максимумов поля силы тяжести к поднятиям, закартированным сейсморазведкой и глубоким бурением. На временных сейсмических разрезах положительные структурные формы отражаются уменьшением Δt независимо от глубины их залегания. Крутым крыльям поднятий, как правило, соответствуют линейно-вытянутые зоны положительных аномалий магнитного поля, отождествляемые с разрывными нарушениями кристаллического фундамента. В поле силы тяжести тектонические нарушения фиксируются пониженными значениями, а по материалам сейсморазведки методом ОГТ – зонами с явным нарушением волновой картины, переходящих в участки с отсутствием фазовой корреляции.

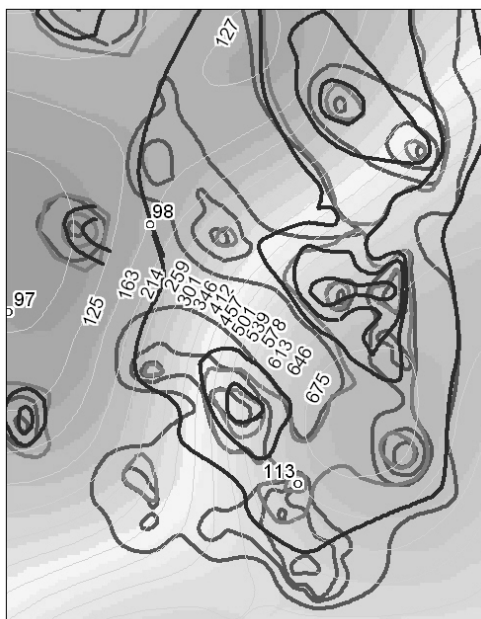


Рис.3. Отражение в геофизических полях интрузивных тел основного состава, вскрытых в рифейско-вендских отложениях скважиной (1 – скважина и ее номер, 2 – изодинамы магнитного поля, контур положительных аномалий поля силы тяжести, радиус трансформации: 3 – 2 км, 4 – 4 км, 5 – 6 км).

Породы основного состава, внедрившиеся по разрывным нарушениям кристаллического фундамента, эрозионные останцы плотных пород фундамента, фиксируются аномалиями повышенных значений как поля силы тяжести, так и магнитного поля.

На рис. 3 демонстрируется пример отражения в геофизических полях интрузивных тел основного состава, вскрытых в рифейско-вендских отложениях скважинами №№ 98 и 113 [1]. Общая вскрытая мощность интрузива в скв. № 98 равна 15 м. Подстилают и покрывают интрузив отложения рифейско-вендского комплекса. Скважиной № 113 пройдено 127 м габбро-диабазов, подстилающие породы не вскрыты.

В отложениях карбона скважиной № 98 над выступом кристаллического фундамента, образованного интрузией габбро-диабазов, вскрыты нефтенасыщенные пласты тульского горизонта.

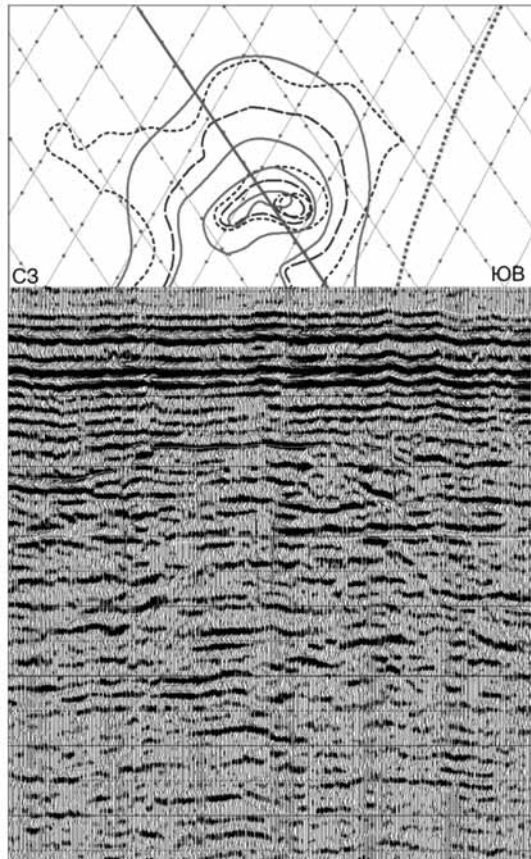


Рис.4. Пример отражения прогнозного аномалиеобразующего объекта в рифейско-вендских отложениях на временном разрезе и в геофизических полях (контур положительных аномалий поля силы тяжести, радиус трансформации: 1 – 2 км, 2 – 4 км, 3 – 6 км; 4 – сейсмический профиль, 5 – осевая зона разрывного нарушения по данным магниторазведки).

На представленных рисунках видно, что положительные морфологические элементы независимо от глубины их залегания и стратиграфической приуроченности находят четкое отражение в геофизических полях и при наличии коллекторов и покрышек могут рассматриваться как прогнозные объекты на выявление ловушек углеводородов как в традиционных нефтеносных отложениях палеозоя, так и в рифейско-вендском комплексе.

Таким образом, используя материалы легких геофизических методов и данные сейсморазведки методом ОГТ, можно прогнозировать участки и зоны возможной локализации нефтеперспективных объектов, контур которых и глубина залегания уточняются непосредственно по данным бурения, если таковые имеются, или по данным сейсморазведки.

В этой связи можно также предполагать, что помимо ловушек структурного типа в присклоновых зонах поднятий типа палеовыступов фундамента, интрузивных тел, палеовулканических постройках рифейско-вендского возраста могут быть развиты потенциально нефтеносные ловушки литологического, стратиграфического и тектонического типов.

Комплексное изучение рифейско-вендских отложений по данным легких геофизических методов и временных сейсмических разрезов позволяет оценить перспективы нефтеносности геологического разреза на участках отсутствия глубоких скважин.

На рис. 4 представлен пример отражения на временном разрезе и в геофизических полях прогнозного аномалиеобразующего объекта в рифейско-вендских отложениях, который может рассматриваться как перспективный на выявление ловушек углеводородов в рифейско-вендских отложениях.

Выводы

На основании распределения поля силы тяжести и магнитного поля в комплексе с данными сейсморазведки имеются хорошие предпосылки для выявления участков возможной локализации залежей углеводородов в нижних горизонтах осадочного чехла, включая образования рифейско-вендского комплекса.

Литература

1. *Валеев Р.Н.* Авлакогены Восточно-Европейской платформы. – М: Недра, 1978.
2. Геология океана. Геологическая история океана. – М: Наука, 1980.
3. *Докучаев С.А., Докучаева Н.А., Андреева Е.Е.* Ранние этапы эволюции континентальной литосферы Волго-Камской антеклизы и возможная природа Ромашкинского месторождения // Отечественная геология. – 2008. – №1. – С. 75–78.
4. Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы / под ред. Боронина В.П. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1983.
5. *Мулюков Б.А.* Отчет о работах сейсморазведочной партии 11-12/82-83.

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ И ЗОН РАЗВИТИЯ ПЛАНЕТАРНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Драгунов

ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»

От ответа на вопрос: «Откуда поступает нефть и газ в залежи»? – зависит идеология проведения нефтегазопроисловых работ, а также оценка перспектив нефтегазоносности любой рассматриваемой территории.

Системно-геодинамическое моделирование позволяет учитывать роль космогенного фактора в процессе нефтегазообразования. Оно является принципиально новым подходом к оценке перспектив нефтегазоносности на любой рассматриваемой территории [2]. Данный подход допускает, что на процесс нефтегазообразования в значительной степени оказывают влияние геодинамически активные очаги генерации углеводородов, а на ее миграцию – региональный снос флюидов, происходящий от водосборных бассейнов к шельфовым окраинам континентов по породам фундамента и гидравлически связанным с ним осадочным отложениям. Как на региональном, так и на детальном масштабных уровнях, при проведении системно-геодинамического моделирования, в качестве областей повышенной проницаемости рассматриваются геодинамически активные зоны нарушений (обширные области мелкой трещиноватости), развитие которых контролирует ротационное поле напряжений Земли.

Пространственное положение геодинамически активных зон может быть прослежено по космическим снимкам на основе фототона и всего комплекса ландшафтных индикаторов [3].

По картам пьезометрических напоров, построенных К.Н.Доронкиным (1976), видно, что региональный снос флюидов на территории Татарстана (как и на большей части Русской платформы) осуществляется в юго-восточном направлении с отдельными отходами в юго-западном направлении по породам фундамента и гидравлически связанным с ними отложениями терригенного девона. Реальная направленность движения пластовых вод неплохо совпадает с пространственным положением геодинамически активных зон (рис. 1).

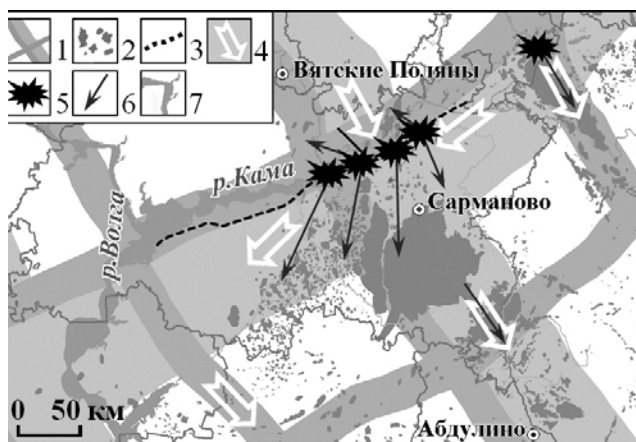


Рис. 1. Результаты системно-геодинамического моделирования Татарского свода.

- 1 – геодинамически активные зоны 1 и 2 рангов;
 2 – залежи УВ; 3 – Прикамский разлом; 4 –
 региональный снос флюидов, происходящий по
 породам фундамента и терригенной толщи девона;
 5 – очаг генерации УВ; 6 – направленность движения
 нефтегазовой эмульсии; 7 – речная сеть.

В пределах Республики Татарстан достаточно крупный гидродинамический барьер может формироваться только в районе устья р.Вятки, так как только здесь встречаются два потока подземных вод. Кроме того, здесь же проходит глубинный Прикамский разлом, что создает благоприятные условия для формирования целой группы Прикамских геодинамически активных очагов генерации углеводородов. От них в пределах зоны флюидоперетоков 1 ранга, имеющей юго-восточное направление, в направлении регионального сноса флюидов происходит миграция основной части нефтегазовой эмульсии. В пользу данного положения свидетельствует то, что в этой полосе, шириной до 90 км, располагаются все наиболее крупные месторождения углеводородов Татарстана и Башкортостана в терригенном девоне. Вместе с тем, нефть в этих залежах имеет наименьшие значения плотности, что указывает на близость их пространственного положения к очагам нефтегазообразования.

Исходя из положений системно-геодинамического моделирования Прикамские очаги генерации должны развиваться в породах кристаллического фундамента на глубинах 2 км, 4 км и более. Именно здесь небольшими порциями постоянно, по мере прохождения Лунно-Солнечных твердых приливов (в субгоризонтальных расслоениях земной коры, где постоянно происходит изменение термобарических условий), может происходить образование нефтегазовой эмульсии. По опыту работ на ранее изученных территориях известно, что от благоприятных участков для формирования крупных геодинамически активных очагов генерации «шлейфы» месторождений углеводородов вытянуты по ходу регионального сноса флюидов на 50 км и даже до 100 км.

Из данного положения следует, что саргаевские и семилукские отложения, широко развитые в Волго-Уральской НГП, не являются нефтематеринскими, а служат покрывками, ниже которых осуществляется постоянная миграция нефтегазовой эмульсии. Благодаря этому данные горизонты повсеместно обильно «заражены» углеводородами (преимущественно тяжелыми). Вместе с тем битумопроявления широко представлены и в кристаллическом фундаменте. Изучая керновый материал Миннибаевской скв. 20000, Е.Г.Бурова (1980) пришла к выводу, что по трещиноватым зонам пород кристаллического фундамента (действительно) происходит активная циркуляция флюидов, содержащих богатую гамму углеводородов.

Ближняя миграция углеводородов осуществляется по субвертикальным тектоническим нарушениям, улавливающим нефтегазовую эмульсию из области ускоренного движения флюидов. Крупные разломы смещают покрывки и позволяют углеводородам поступать во все вышележащие продуктивные комплексы, где, двигаясь далее под воздействием гравитации, они заполняют все ловушки нефти и газа. В пределах Южно-Татарского свода нефтегазовая эмульсия поднимается по всем моноклиналям к его купольной части.

Не вызывает сомнения, что первостепенное значение при формировании скоплений углеводородов играет структурный фактор. Вместе с тем, на Северо-Татарском своде и на северной части Сармановской площади большая часть скважин, давших промышленную нефть, приурочены к геодинамически активным зонам флюидоперетоков 5 и 6 рангов. Скважины, давшие только признаки углеводородов, также тяготеют к геодинамически активным зонам.

Рассмотрим более подробно роль тектонических разломов и регионального сноса флюидов на формировании скоплений углеводородов на примере северной части Сармановской площади.

По результатам анализа пространственного положения многорангового каркаса геодинамически активных зон нарушений, крупных тектонических разломов и результатов глубокого поисково-разведочного бурения стоит отметить две следующие особенности (рис. 2):

1. В районе работ имеются восемь глубоких скважин с высоким забойным пластовым давлением, давшие фонтаны нефти. Четыре из них (скв. 404, 427, 432 и 510) располагаются на расстоянии 0.2 – 1.1 км от крупных тектонических нарушений. Очевидно, что открытые данными скважинами залежи непосредственно причленены к ним. Еще четыре скважины (скв. 481, 487, 562 и 736) находятся на значительном удалении от крупных нарушений (т.е. более 4.5 км) и, по всей видимости, с тектоническими нарушениями связи не имеют.

В то же время, все восемь фонтанирующих скважин (вскрывших залежи с аномально высоким пластовым давлением) приурочены к геодинамически активным зонам наименьших рангов (т.е. 5-7 рангов). Шесть из

них (скв. 404, 427, 481, 510, 562 и 736) пробурены непосредственно в пределах геодинамически активных зон флюидонакопления (имеющих северо-восточное простирание), одна (скв. 432) в пределах геодинамически активных зон флюидоперетоков (северо-западное простирание) и еще одна в узле пересечения разноранговых зон флюидонакопления и флюидоперетоков (скв. 487).

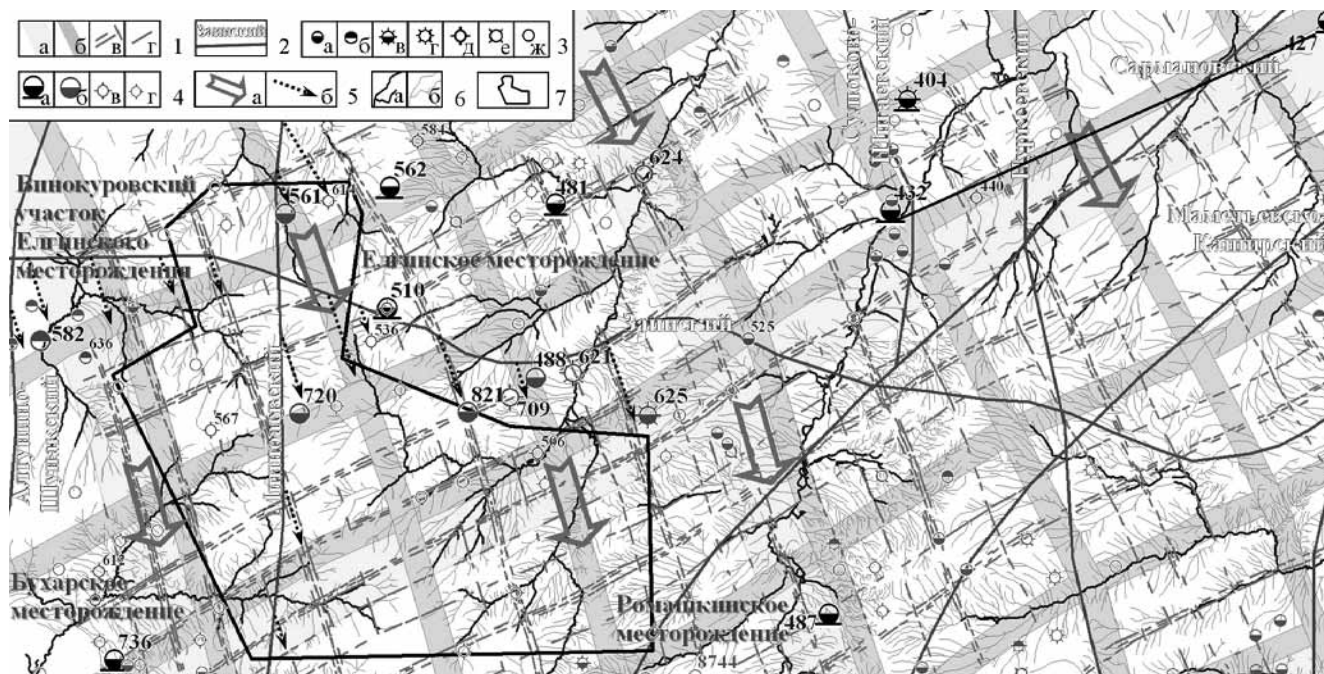


Рис. 2. Связь высокого забойного пластового давления в скважинах и нефтепроявлений, полученных из средне- и верхнефранских отложений, с крупными тектоническими разломами и многограновым каркасом геодинамически активных зон на Сармановской площади.

1 – геодинамически активные зоны: а – 4 ранга, б – 5 ранга, в – 6 ранга, г – 7 ранга; 2 – осевые линии тектонических разломов кристаллического фундамента (Войтович, 2003); 3 – глубокие скважины: а – с притоком нефти в девоне, б – с притоком нефти в карбоне;

в – с притоком нефти в девоне и их признаками в карбоне, г – с признаками нефти в девоне и карбоне, д – с признаками нефти в девоне, е – с признаками нефти в карбоне, ж – без признаков нефти; 4 – глубокие скважины: а – фонтанирующие нефтью,

б – с разломнообусловленными залежами в средне- и верхнефранских отложениях и в карбоне, в – с признаками нефти в верхнефранских отложениях, г – не имеющие рассматриваемых признаков; 5 – направление движения: а – регионального сноса флюидов, б – нефтегазовой эмульсии; 6 – водотоки: а – постоянные, б – временные; 7 – северная часть Сармановской площади.

Таким образом, в районе работ проявляется связь фонтанирующих скважин, как с тектоническими разломами, так и с геодинамически активными зонами. Причем связь с геодинамически активными зонами является наиболее существенной.

2. Минибаевский, Алтунино-Шунакский и Заинский глубинные разломы, имеющие субмеридиональное (первые два) и субширотное простирание, играют существенную роль при формировании и переформировании скоплений углеводородов в северной части Сармановской площади. Как было отмечено выше, основная направленность регионального сноса флюидов на территории Республики Татарстан осуществляется ниже подошвы саргаевского горизонта, в основном с севера на юг – преимущественно в юго-восточном направлении, с отдельными отходами в юго-западном направлении. Исходя из этого, следует, что Минибаевский и Алтунино-Шунакский разломы способны выполнять роль зон региональной проницаемости и обеспечивать перенос с севера на юг нефтегазовой эмульсии (т.е. в пределы Ромашкинского месторождения). Заинский разлом простирается поперек регионального движения пластовых вод, и поэтому можно ожидать, что флюидообмен в его пределах менее активен, что создает в большей степени благоприятные предпосылки для вертикальной миграции углеводородов.

В пользу последнего утверждения говорит то, что Винокуровский участок Елгинского месторождения (скв. 501, 658, 669 и др.), а также залежи, открытые вдоль Заинского разлома, в районе скв. 488, 510 и 625, располагаются либо в пределах данного разлома, либо южнее – по ходу регионального сноса флюидов от него. К востоку от Минибаевского разлома в скв. 561 и 720 открыты небольшие залежи нефти, расположенные на расстоянии, соответственно, 0,3 км и 0,5 км. Можно полагать, что данные залежи также являются приразломными, на развитие которых оказывает влияние региональный снос флюидов. Многопластовый характер данных залежей (в скв. 720 нефтеносными являются пашийский, тиманский и речицкий горизонты) может служить признаком их приразломного характера.

Основные продуктивные горизонты в северной части Сармановской площади приурочены к нижнефранским отложениям. Пашийский и тиманский горизонты имеют собственные глинистые покрывки, способные надежно

экранировать залежи нефти. Среднефранские отложения включают еще более мощные регионально выдержанные покровы, препятствующие вертикальной миграции углеводородов. Очевидно, что именно с этим обстоятельством и связана относительно редкая встречаемость скоплений углеводородов в средне- и верхнефранских отложениях, относительно нижнефранских.

Однако в хорошо разбуренной северной части Сармановской площади и на прилегающих к ней территориях из средне- и верхнефранских отложений 6 скважин дали промышленные дебиты нефти, 3 скважины – непромышленные дебиты нефти и 11 – признаки углеводородов. Группа из 8 скважин, давших дебиты нефти, довольно кучно вытянута к югу и к юго-востоку от Заинского (скв. 488, 582, 621, 625, 709 и 821) и Минибаевского (скв. 561 и 720) разломов по ходу развития регионального сноса флюидов. Большинство скважин, давших признаки углеводородов из верхнефранских отложений (6 скв. из 11 скв.: скв. 506, 510, 525, 536, 614 и 636), подчиняются той же тенденции.

Наиболее ярко данная закономерность проявилась в районе Винокуровского участка Елгинского месторождения. Открытая здесь залежь является многопластовой. Промышленные дебиты нефти получены из пашийских (скв. 501), речичко-семилукских (скв. 582), бобриковских (скв. 582 и 658) и тульских отложений (скв. 634, 636, 658 и 669). Данная залежь располагается непосредственно к юго-востоку от узла пересечения Алтунино-Шунакского и Заинского разломов. Следовательно, указанные разломы способствуют разрушению пашийской залежи и вертикальной миграции нефти через ослабленные зоны, существующие в покровных среднефранского возраста, в вышележащие отложения. К северу и западу от Алтунино-Шунакского и Заинского разломов нефтяных скважин, относящихся к данной залежи, нет.

Методика системно-геодинамического моделирования, разработанная в ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», не имеет аналогов ни в России, ни за рубежом. Она является дальнейшим развитием наработок российской школы аэрокосмогеологов [1], существовавшей до 2005 г. в РГУ нефти и газа им. И.Г.Губкина под руководством профессора В.И.Гридина (созданной в СССР для подготовки космонавтов и специалистов для системы геофизических трестов).

Методика системно-геодинамического моделирования может быть использована:

- для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности территорий;
- для изучения труднодоступных районов без проведения полевых работ;
- для повышения эффективности решения поисково-разведочных задач в части локализации нефтегазо-перспективных площадей и выделения детальных объектов;
- для существенной экономии средств при проведении нефтегазопромысловых работ.

В результате рассмотрения «Научно-методическим советом по геолого-геофизическим технологиям поисков и разведки твердых полезных ископаемых Минприроды России от 25-26 марта 2010 г.» концепции развития геодинамически активных очагов генерации и взаимосвязанных с ними областей накопления углеводородов, по влиянию космогенных факторов на процесс нефтегазообразования, было вынесено заключение, что данный подход представляет научно-практическую ценность. В связи с дискуссионностью системно-геодинамического метода Совет рекомендовал его дальнейшее всестороннее обсуждение [4].

Литература

1. Гридин В.И., Ермаков Г.И., Петрик А.И. Методология и организация работ по сопряженному мониторингу // Горный вестник. – 1997. – №1. – С. 7–56.
2. Драгунов А.А. Роль планетарной трещиноватости при формировании Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2006. – 136 с.
3. Драгунов А.А., Мухамадиев Р.С., Андреев Д.С. Системы закономерно развитых зон планетарных нарушений и их нефтепоисковое значение // Бурение и нефть. – 2009. – №2. – С. 10–13.
4. Очередная (73-я) сессия Научно-методического совета по геолого-геофизическим технологиям поисков и разведки месторождений полезных ископаемых Минприроды России, посвященная тематике «Восполнение запасов месторождений углеводородов // под предс. В.П.Кальварской. – СПб. – 2010.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АППАРАТУРЫ ЯМК ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРЯЩИХСЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА

В. С. Дубровский, В. М. Мурзакаев, Р. С. Мухамадиев

ООО «ТНГ-Грунт»

При проведении исследований бурящихся скважин на месторождениях Татарстана широко используется метод ядерно-магнитного резонанса в слабопольной модификации поля Земли [1]. Метод хорошо зарекомендовал себя благодаря своей отличительной особенности. Она заключается в том, что при ЯМК показания напрямую связаны с содержанием подвижного флюида в пласте. Поэтому такая оперативная информация непосредственно при бурении скважин неоценимо важна для буровиков-нефтянников, поскольку по наличию сигнала против исследуемой области однозначно судят о коллекторе и проводят реальную оценку содержания подвижного флюида.

Вместе с тем возникает возможность реальной оценки извлекаемых запасов, используется параметр эффективной пористости. Метод хорошо известен и за пределами Татарстана. На месторождениях Западной Сибири, Иркутской, Оренбургской, Самарской областях, Красноярского и Краснодарского краев и ближнего Зарубежья с его помощью успешно решались задачи выделения коллекторов в сложных геологических условиях, определения эффективной пористости коллекторов и оценка их проницаемости не только на глинистом растворе, но и подобных ему, например, торфо-гуматном (рис.1).

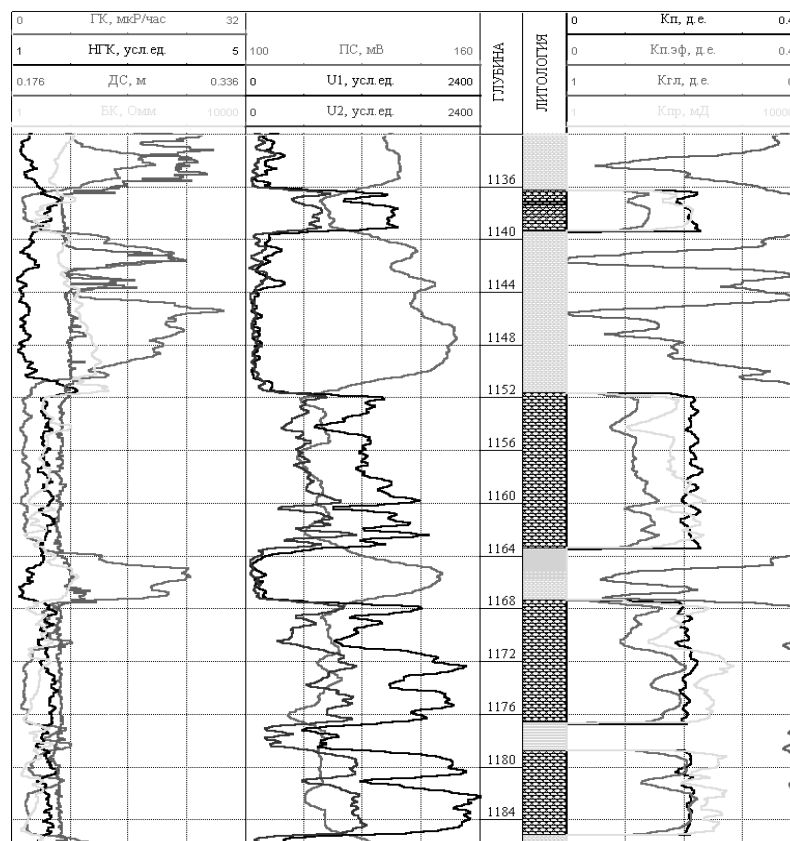


Рис.1. ЯМК на торфо-гуматном растворе. Республика Марий Эл.

Начало интенсивного развития метода ЯМК в ООО «ТНГ-Групп» относится к началу 70-х годов. В это время АО «Татнефть» приступило к реализации широкомасштабной программы поисков и разведки нефти в карбонатных отложениях, которыми сложен почти весь разрез скважин. Недостаточная эффективность применяемого в это время комплекса ГИС при выделении коллекторов объяснялась не только качеством применяемых методов и аппаратуры, но и чрезвычайно сложными и многообразными по свойствам изучаемыми геологическими объектами. Первые же замеры ЯМК показали, что метод обладает принципиально новыми возможностями при решении выделения коллекторов. При количественной обработке данных ЯМК можно определить эффективную толщину пласта, его эффективную пористость. При комплексной интерпретации результатов ядерно-магнитного каротажа и стандартных методов ГИС, с применением разработанных в ООО «ТНГ-Групп» методик, оказывается возможным определение степени извлечения нефти из пласта, проницаемости, оценить продуктивность и качество вскрытия пласта [2]. Такая информация чрезвычайно важна как на этапе проводки скважины для более рационального бурения, так и на этапе подсчета реальных запасов месторождений.

Аппаратура ЯМК постоянно совершенствуется и в настоящее время существует в двух вариантах. Первый и наиболее распространенный вариант аппаратуры диаметром 140мм, выпускаемый ООО «ТНГ-Групп» под маркой ЯК-8 предназначен для проведения исследований в бурящихся скважинах диаметром от 190 мм до 295 мм. Исследования аппаратурой ЯК-8 оказались эффективными не только в водо-нефтяных скважинах, но и в газовых (рис.2). Отличием поведения кривых ЯМК в газовых скважинах по сравнению с нефтяными являются более низкие значения индекса свободного флюида (ИСФ) или эффективной пористости в коллекторах, так как газ хуже вытесняется фильтратом бурового раствора. Все коллекторы четко выделяются, эффективно проводится количественная обработка данных ЯМК до эффективной пористости.

Второй вариант аппаратуры, носящей название ЯК-9, диаметром 80мм изначально был предназначен для условий Западной Сибири для проведения исследований через буровой инструмент. Такая аппаратура на месторождениях Татарстана используется для проведения исследований в вертикальных скважинах малого диаметра (от 100 мм до

216 мм), врезках боковых стволов, а также горизонтальных скважин. Такими приборами проделаны многочисленные замеры и на малогабаритную аппаратуру ЯМК получен патент РФ [3]. Для проведения ЯМК в скважинах малого диаметра (от 140 мм), но в условиях высокой температуры и давления, разработан прибор диаметром 100 мм с сосудом Дьюара и титановым кожухом.

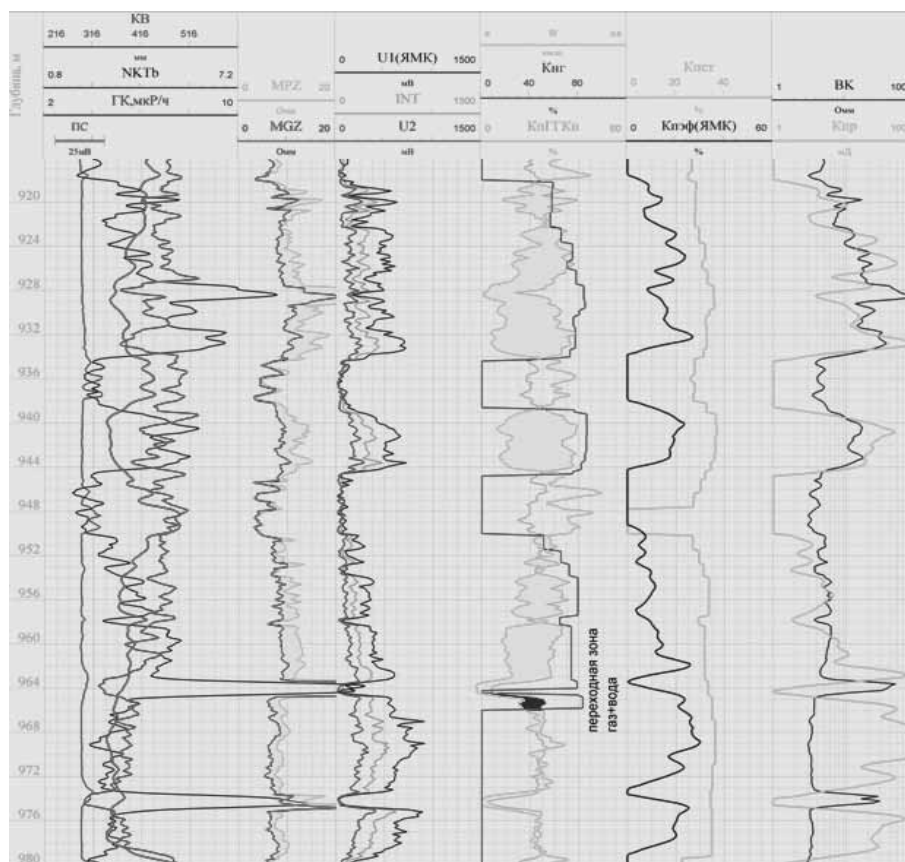


Рис.2. ЯМК в газовой скважине. Южно-Русское м-е. ЯНАО.

В выпускаемой в ООО «ТНГ-Групп» аппаратуре ядерно-магнитного каротажа используются последние разработки, в том числе запатентованные. Разработанное устройство автоматической настройки на частоту прецессии [4] позволило получить качественный материал при значительных градиентах частоты прецессии, а совместно с разработанной программой цифровой обработки сигнала на основе преобразования Фурье дало новую информацию о ходе каротажа, точности настройки на частоту и наибольший вклад полезного сигнала на резонансной частоте (рис.3). Применение такого способа настройки на частоту прецессии полезно даже на территории Татарстана, где присутствуют места пересечений геологических разломов кристаллического фундамента (рис.4). Присутствие в этих местах скопления железосодержащих минералов вносит неоднородность в магнитное поле Земли, вследствие чего изменяется частота прецессии в широком диапазоне и становится невозможным регистрация сигналов ЯМК.

В последнее время в бурении все чаще используются полимерные буровые растворы, благодаря которым решаются проблемы осложнения скважин при бурении, но в то же время это отрицательно сказывается на качестве ЯМК. В таких случаях сигнал от бурового раствора (или промывочной жидкости (ПЖ)) может превысить полезный сигнал от пластов-коллекторов и выделение их на этом фоне не представляется возможным. Это обстоятельство, возможно, явилось одной из причин, по которой метод не нашел своего развития за рубежом. В лучшем случае, когда сигнал от пласта все-таки выделяется в конце затухающего сигнала от ПЖ, возможно программное решение данного вопроса (рис.5), т.е. сдвигается интервал обработки сигнала относительно конца спада сигнала от ствола скважины.

В случае, когда сигнал от ПЖ значительно превышает сигнал от коллектора, необходимо использовать специальную технологию, снижающую или исключаящую такое влияние. Благодаря совместной разработке с Казанским физико-техническим институтом негативное влияние раствора на показания ЯМК стало возможным значительно уменьшить и тем самым повысить качество ЯМК в сложных геолого-технологических условиях. Этот способ и соответствующее устройство запатентовано в РФ [5] и широко используется в скважинной аппаратуре, выпускаемой в ООО «ТНГ-Групп», в том числе в малогабаритной аппаратуре ЯК-9.

Наиболее неблагоприятное влияние, с точки зрения величины сигнала от ПЖ, оказывает полимер-меловой раствор. Такой раствор имеет 80-процентный эквивалент, то есть сигнал от него соответствует замеру от пласта

с ИСФ, равным 80%. Такой раствор наиболее часто применяется, например, на Байтуганском месторождении на границе Татарстана с Самарской областью. Здесь бурятся неглубокие скважины малого диаметра (155,6 мм) на терригенные и карбонатные отложения (бобрик, турней). Применяется полимер-меловой раствор, плотностью 1,03 г/см³ и сопротивлением 0,6 Ом.м, и меньше. В таких условиях в обычном режиме регистрация ЯМК становится некачественной, так как сигналы от пластов на фоне сигнала от ПЖ выделяются очень неуверенно или вообще не заметны. Применение системы снижения сигнала от ПЖ позволило провести качественный замер с последующей количественной обработкой. На рис. 6 представлен пример такой записи малогабаритным прибором ЯК-9, где видно уверенное выделение коллекторов на фоне сниженного сигнала от ПЖ.

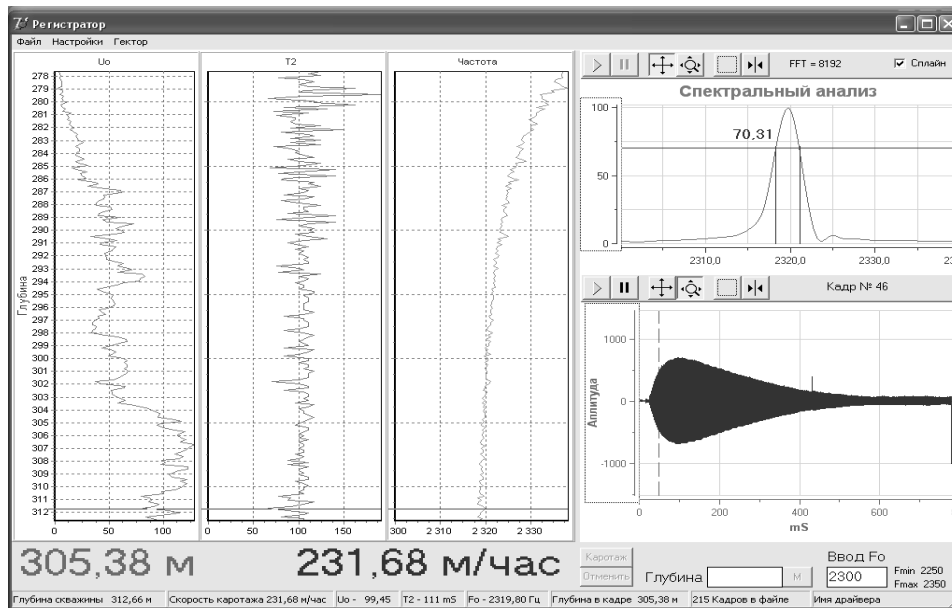


Рис.3. Цифровая обработка сигнала ЯМК с помощью преобразования Фурье и определение параметров сигнала по его спектру.



Рис.4. Зоны аномального изменения частоты прецессии на Ромашкинском месторождении Татарстана (по данным Абдуллина Р.Н., Музалевского И.И., ООО «ТНГ-Групп»).

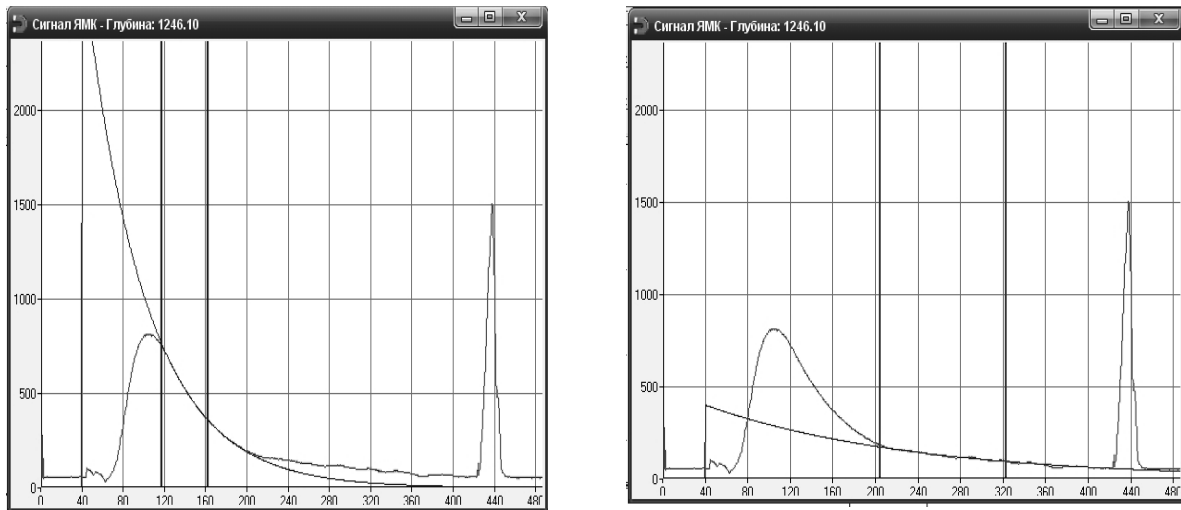


Рис.5. Вид сигнала от ПЖ и пласта.

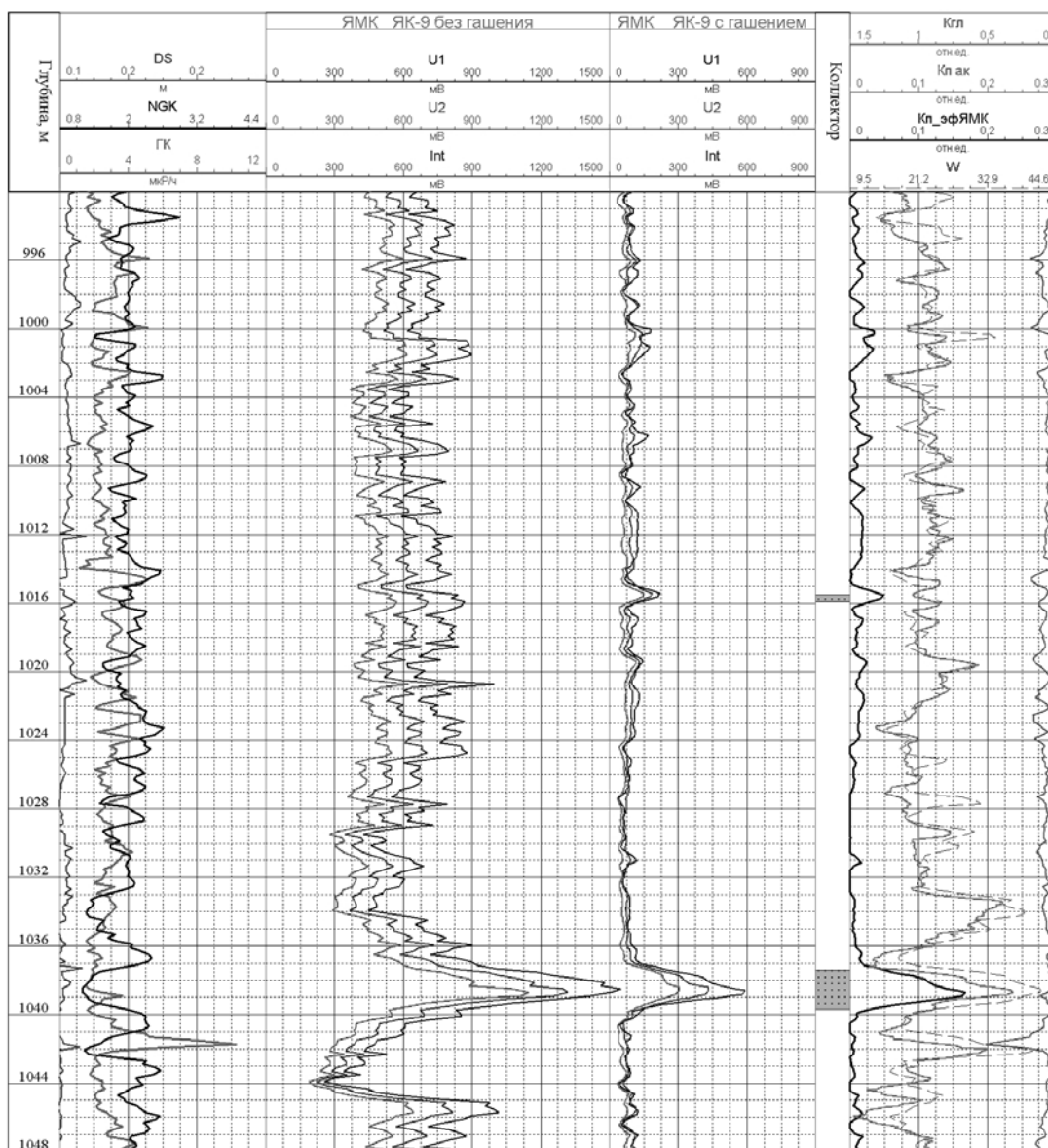


Рис.6. Замер ЯК-9 в обычном режиме и со снижением сигнала от ПЖ.

Так, например, нефтяной пласт (1015,5 м–1015,9 м) при обычном режиме записи ЯМК вообще не выделяется на фоне сигнала от раствора (порядка 600 единиц). После применения режима снижения сигнала от ПЖ сигнал от раствора уменьшился в 10 и более раз и стал соответствовать уровню помехи (около 60 единиц) и уверенно выделяется пласт, с эффективной пористостью, равной 5,8%. Пласт большей мощности (1037,4–1039,7 м) с пористостью 16% первоначально имел соотношение сигнала к помехе (к уровню фона от раствора) не более 2,5. После применения системы и режима снижения сигнала от ПЖ соотношение сигнал – помеха в этом пласте составило более 10. При использовании режима гашения сигнала от ПЖ наблюдается хорошее расчленение разреза по коллекторским свойствам и становится возможной количественная обработка результатов замера.

Разработанный ряд аппаратуры ЯМК разного диаметра обеспечивают высокую информативность при строительстве скважин сложной конструкции (разного диаметра) и делает возможным ее более широкое применение за пределами республики. Термо- и баростойкость аппаратуры позволяет значительно расширить районы применения МРК-9 и обеспечить надежность аппаратуры в целом.

Литература

1. Аксельрод С. М., Неретин В. Д. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. М.: Недра, 1990. – 192 с.
2. Дубровский В.С., Корженевский А.Г., Абдуллин Р.Н. Решение различных геологических задач по данным ЯМК и стандартного комплекса ГИС на нефтяных месторождениях Татарстана // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС. – 1998. – Вып. 50.
3. Патент №2376870 Россия / Мурзакаев В.М., Тараканов В.К., Сотников А.Н., Дубровский В.С. Устройство ядерно-магнитного каротажа для исследования скважин малого диаметра.
4. Патент № 90225 Россия / Мурзакаев В.М., Ежков М.Н. Устройство ядерно-магнитного каротажа.
5. Патент №2351959 Россия / Мурзакаев В.М., Чухвичев В.Д., Губайдуллин Ф.Ф., Дубровский В.С., Мухамадиев Р.С. Способ ядерно-магнитного каротажа и устройство для его осуществления.

НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В РАЗРЕЗЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В.А.Екименко, И.М.Миргалимов

ООО «ТНГ-Групп»

Анализ истории открытий и практики геологоразведочных работ показывает, что решающее значение в создании мощной нефтяной базы на территории Татарстана принадлежит двум факторам: богатству недр и применению новых методик поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений.

Успех геологоразведочных работ на нефть определялся не только геологическими причинами, но и правильным решением теоретических, методических и технических вопросов, связанных с разработкой методики работ и обоснованием научных основ поисков полезных ископаемых. Поэтому история геологического изучения территории Татарстана тесно связана с историей развития сейсморазведки как самого информативного метода нефтяной геофизики.

Большой объем геологоразведочных работ на нефть в настоящее время приходится на сейсморазведку МОГТ в модификации 2D. По состоянию на 2010 год практически вся территория Республики Татарстан покрыта сейсмической съемкой 2D с плотностью выше 1.0 пог. км/км² около 100 тыс. пог. км.

В пределах Татарстана пространственные сейсморазведочные работы 3D начали проводиться со второй половины 90-х годов прошлого столетия, проводятся они и в настоящее время, но в объемах, недостаточных, для того чтобы решать задачи подготовки ресурсов и уточнения строения залежей с промышленными категориями запасов для поддержания объемов добычи нефти. В пределах распределенного фонда недр проведено чуть более 2000 км² сейсморазведки 3D.

Основная информация о детальном внутреннем строении большинства месторождений Республики Татарстан, в частности о стратиграфическом, тектоническом и фациальном строении, поступает главным образом из результатов глубокого бурения. В связи с этим процесс познания многих особенностей строения продуктивных отложений растягивается на долгий период и зависит от объемов бурения. Ситуация может существенно измениться благодаря разрешающей способности и геологической информативности пространственной сейсморазведки, проведению сейсмических работ 3D в значительных масштабах и на новом техническом уровне. Материалы пространственной сейсморазведки позволяют до бурения или при ограниченном числе скважин выявлять сложные геологические структуры различного типа, погребенные формы тектонического, эрозионного и аккумулятивного рельефа, намечать литолого-фациальные переходы, зоны вероятного распространения литологически экранированных ловушек и многие другие объекты.

Необходимость применения сейсморазведки 3D на месторождениях Республики Татарстан не вызывает сомнений, поскольку высокая плотность наблюдений позволят привлечь к детальному анализу изменения динамических

особенностей сейсмического волнового поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях, что важно при изучении структур в сложных сейсмогеологических условиях. В настоящее время в скважинах месторождений Республики Татарстан проведен широкий комплекс современных исследований (ВСП, акустический каротаж, плотностной каротаж и т. д.), который необходим и должен использоваться для параметрического обеспечения пространственных сейсморазведочных работ.

Несмотря на огромный прогресс, наблюдаемый в последние годы в развитии самого информативного метода нефтяной геофизики – сейсморазведки, усложнение задач нефтяной геологии требует не останавливаться на достигнутом, а искать новые пути их решения. В сейсморазведке сегодня это относится к прогнозированию непосредственно вещественных характеристик среды (в том числе характера флюида), изучению и прогнозу новых типов трещинных коллекторов и геодинамических характеристик разреза. Суть новых требований нефтяной сейсморазведки состоит в переходе к флюидо-геодинамическим моделям нефтяных залежей. Решение таких задач требует более полного и глубокого знания упругих и других физических характеристик среды. Эти данные можно получить, изучая полное волновое поле, что означает внедрение многоволнового (3D/3C) просвечивания среды, т. е. использование, наряду с продольными, поперечных и обменных волн, а также использование сейсмического мониторинга (4D).

Сейсморазведка 4D выполняется для контроля движения флюидов в процессе эксплуатации месторождений, она включает повторяющиеся наблюдения 3D. Сейсморазведочные работы 3D являются первым обязательным этапом сейсморазведки 4D, обеспечивающим получение базовой сейсмогеологической модели для последующего мониторинга 4D.

Сейсморазведка 4D может позволить точно определять местонахождение и конфигурацию фронта заводнения месторождения. Это означает, что в будущем можно будет с большей точностью определять места бурения эксплуатационных скважин, что позволит избежать серьезных финансовых потерь в результате ошибок при закладке скважин. В сочетании с традиционными геолого-промысловыми исследованиями технология сейсмомониторинга позволит повысить эффективность разработки месторождений.

Все вышесказанное свидетельствует о том, что будущее сейсморазведки остается за сейсмическими наблюдениями МОГТ 3D, многоволновой сейсморазведкой и сейсмомониторингом 4D.

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОДНОГО ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

В.А. Екименко, Ф.Ф. Зелезняк, А.В. Семенова

ООО «ТНГ-Групп»

Необходимость решения задач по исследованию сложных нефтеперспективных объектов заставляет геофизиков совершенствовать известные и создавать новые методики изучения физических свойств геологического разреза. Наиболее современные методики прогноза коллекторских свойств основаны на использовании результатов акустической инверсии. Термином «акустическая инверсия» (иногда – «амплитудная инверсия») в последнее время обозначается процедура, которая с шестидесятих годов прошлого века известна как «псевдоакустический каротаж» (ПАК) и сводится к определению важнейшей характеристики модели среды – акустического импеданса – (произведение скорости продольной волны на плотность), который можно получить путем обратной фильтрации или инверсии сейсмических разрезов 2D или кубов 3D с использованием правильно подобранного импульса. При этом необходимо наличие акустического и плотностного каротажа по скважинам для создания исходных моделей. При инверсии сейсмическая волна представляется в виде ступенчатого отклика, соответствующего акустическому импедансу или акустической жесткости ($V_p \rho$) слоистой толщи.

На одном из нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» в Сирии ООО «ТНГ-Групп» выполнены обработка и интерпретация сейсмических данных 3D. На площади работ пробурено четыре скважины, в трех из них проведены акустический и плотностной каротажи, в двух – исследования ВСП. Это позволило создать стартовую модель для инверсии и дало возможность в первом приближении оценить возможность прогнозирования коллекторских свойств. Объектом исследований являются карбонатные отложения f.U.Shiranish (пласт-коллектор Sh) верхнего мела. Пласт-коллектор представлен аргиллитовыми биометрическими доломитизированными известняками. Общая толщина пласта-коллектора изменяется от 99 м до 105 м, суммарные эффективные толщины меняются от 13.5 м до 37.8 м, пористость меняется в пределах 16–18%, предположительно залежи структурного типа – массивные, тектонически экранированные, коллектор трещиноватый.

Из четырех скважин продуктивными оказались три, была поставлена задача оценить дальнейшие перспективы исследуемой площади и дать рекомендации на последующее бурение.

В результате выполненной работы получен куб акустического импеданса в интервале залегания продуктивного пласта U.Shiranish, (рис.1), по которому рассчитаны карты среднего импеданса (рис.2) в двух окнах – для определения среднего импеданса по всему пласту и непосредственно в интервале залегания продуктивной части пласта, определенной по скважинам. На полученных картах выделяются зоны с повышенными значениями импеданса, куда попадают продуктивные скважины. «Сухая» скважина располагается в отличной от продуктивных скважин зоне с более низкими значениями импеданса, что, возможно, характеризует ухудшенные коллекторские свойства.

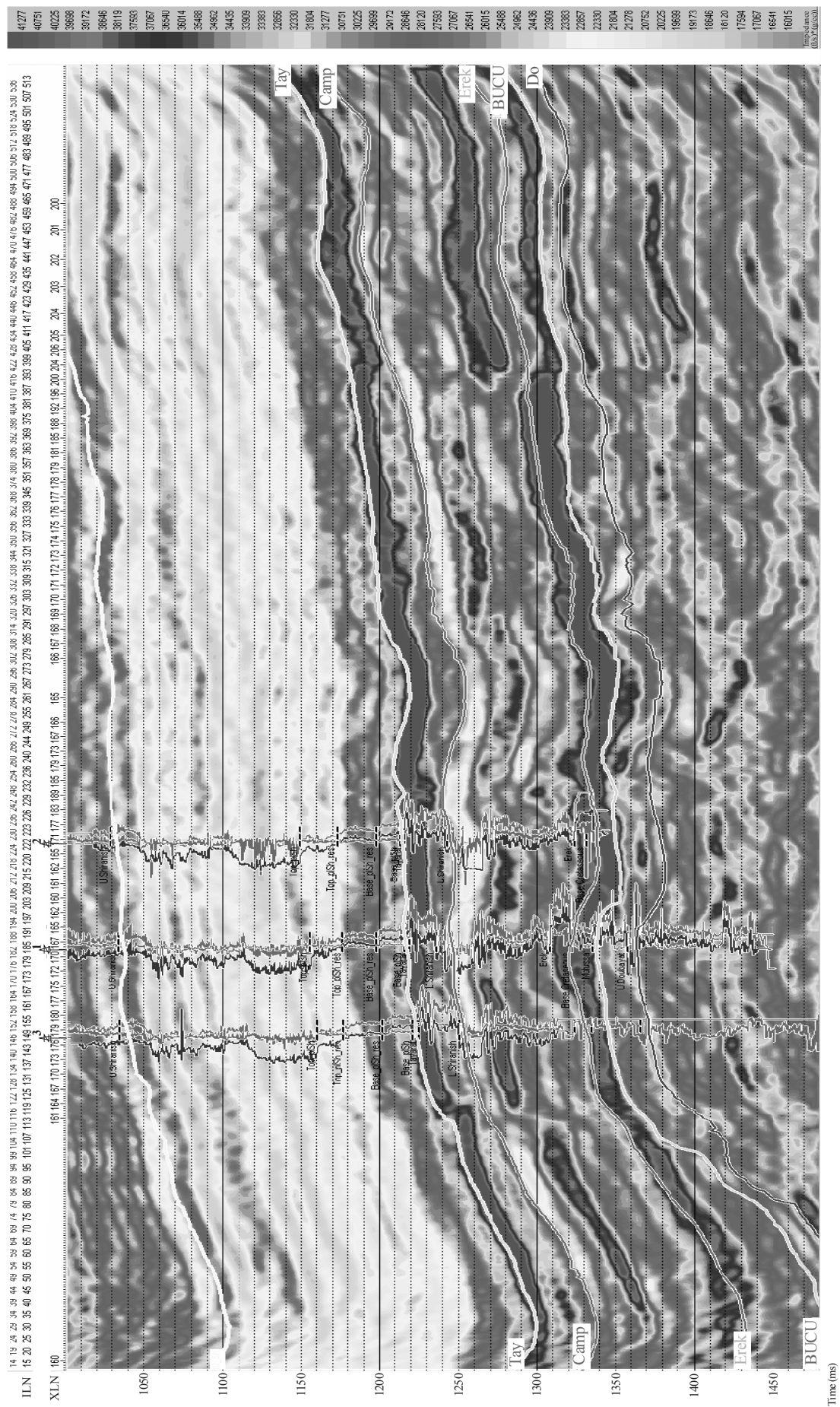


Рис.1. Траверс по кубу импеданса через пробуренные скважины.

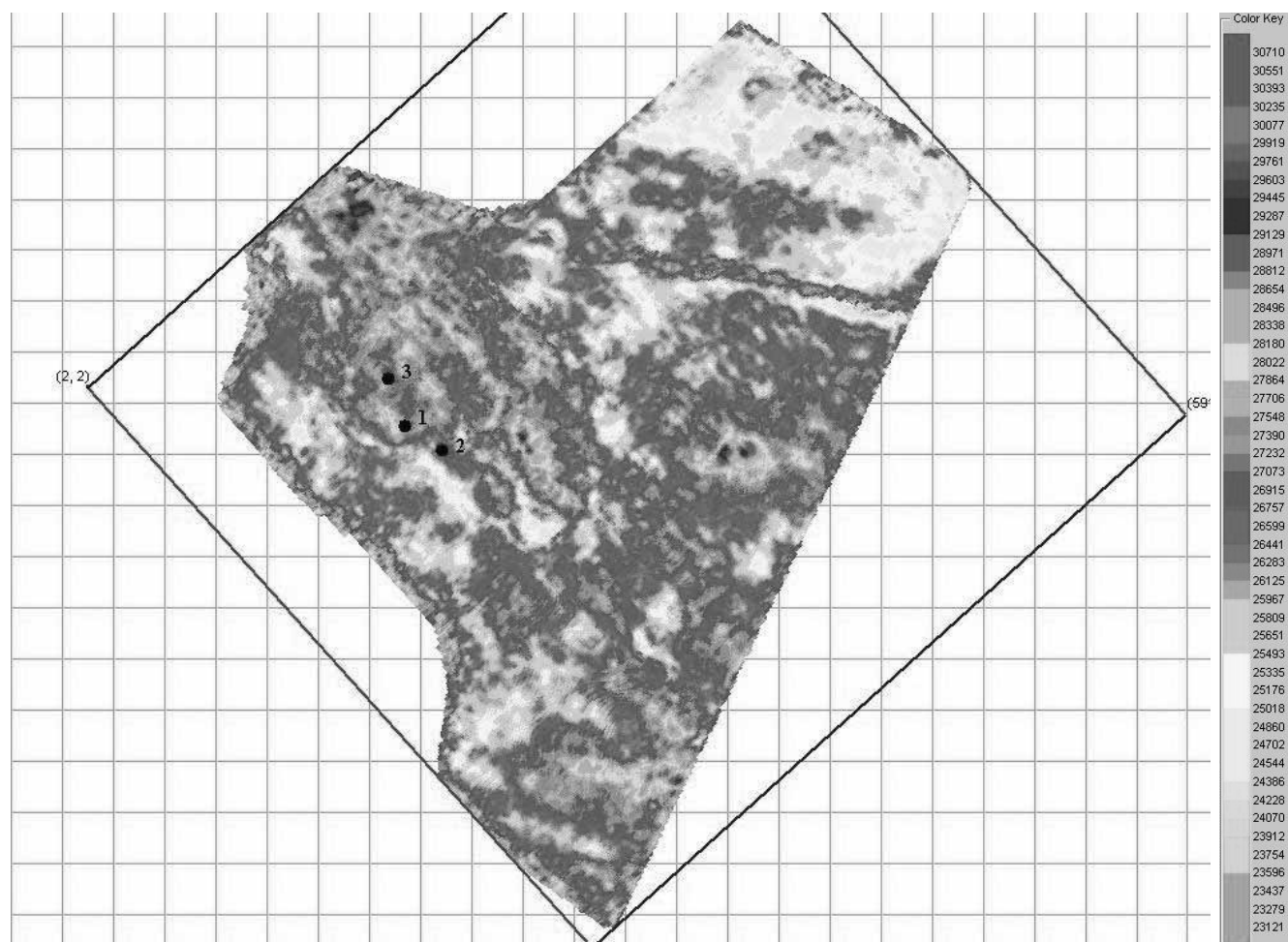


Рис.2. Карта средних значений импеданса, полученная в интервале залегания продуктивного пласта.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕЛКИХ И СРЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ ПРИ ИННОВАЦИОННОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Р.Х.Закиров

ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз», г.Казань

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 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.

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 и средних месторождений (каковыми являются множество месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и других регионах) в отличие от крупных месторождений, с количеством скважин в несколько сотен и тысяч скважин, моделирование требует своего подхода в силу особенностей геологического и технологического характера [Закиров, 2010]. Наиболее существенные особенности с точки зрения моделирования, на наш взгляд, заключаются в следующем:

- месторождение состоит из нескольких (до 5–12) поднятий;
- наличие «врезных» нарушений;
- совместная эксплуатация нескольких пластов с различными свойствами;
- небольшое количество скважин и неравномерное разбуривание;
- большая протяженность границ нефтеносности относительно площади залежи.

Указанные особенности необходимо учитывать при геолого-гидродинамическом моделировании.

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 распределение скважин по площади месторождения и, следовательно, скважинной информации крайне неравномерно. Интерполяция параметров при создании геологической модели в такой ситуации требует привлечения дополнительной информации в виде «фиктивных скважин» или статистических зависимостей.

Построение структурных поверхностей обычно основывается на результатах сейсмических исследований. Однако, как показывает опыт, погрешность сейсмических карт достигает десятков метров, что сопоставимо с амплитудами поднятий на мелких и средних 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, песчанистость). 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 также требует допущений путем введения дополнительной информации.

Гидродинамическое моделирование мелких месторождений также имеет свои особенности. Ввиду большой протяженности границ относительно площади залежи возрастает влияние на процесс фильтрации законтурных зон. При этом, если при достаточном удалении залежей друг от друга их можно моделировать отдельно, то близко расположенные залежи (2–3 шага сетки скважин) необходимо рассматривать в рамках единой модели. Необходимо аккуратно подходить к подключению внешнего бассейна воды, так называемых «аквайферов» (например, по модели Катрера-Трейси), ввиду их существенного влияния на разработку небольших залежей, и в процессе адаптации отслеживать динамику давления на контуре залежи.

Из-за малого фонда скважин вклад каждой скважины в разработку месторождения становится значительным. Поэтому необходима тщательная адаптация истории работы каждой скважины.

Наряду с полнотой и достоверностью результатов исследований, на качество моделирования влияет и корректность построения трехмерной сетки. В первую очередь, это относится к вертикальной сетке. Проблема заключается в том, что для гидродинамического моделирования, в целях снижения временных затрат на расчеты, используется достаточно крупный (около 1 м и более) шаг по вертикали. В программных пакетах моделирования (в частности, широко используемые в России продукты компании Roxar) применяется равномерный и/или пропорциональный шаг вертикальной сетки. Очень часто это приводит к тому, что слой модели на границе продуктивной части и непроницаемой перемычки моделируется как проницаемый слой. Если для величины запасов это корректируется введением параметра доли коллектора (NTOG), то для процесса фильтрации мы теряем непроницаемую перемычку. Это существенно меняет динамику фильтрационных потоков и, соответственно, достоверность модели.

Для решения данной проблемы разработан способ построения «адаптивной» вертикальной сетки. Суть способа состоит в построении для каждой скважины индивидуальной сетки, границы слоев которой проходят строго через границы продуктивных слоев. При этом учитываются результаты детальной корреляции разрезов скважин. Для сильно расчлененного пласта два-три слоя объединяются в один модельный слой. Далее сетки в скважинах интерполируются на межскважинное пространство для построения трехмерного структурного каркаса модели, которая дополняется параметрической моделью. Результатом такого подхода является прослеживание непроницаемых перемычек и точное соответствие фактического разреза пласта в скважинах и модели и, как следствие, достижение физической содержательности модели.

Реализация такого подхода автоматизирована разработанными нами программными средствами, вид главного окна которых приведен на рис.1. На рис.2 приведены примеры построения «адаптивной» сетки.

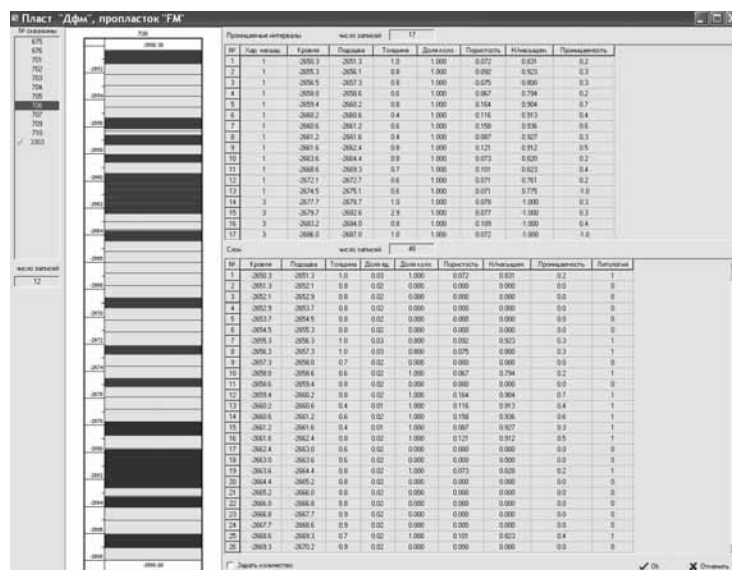


Рис.1. Вид главного окна построения «адаптивной» сетки по скважине.

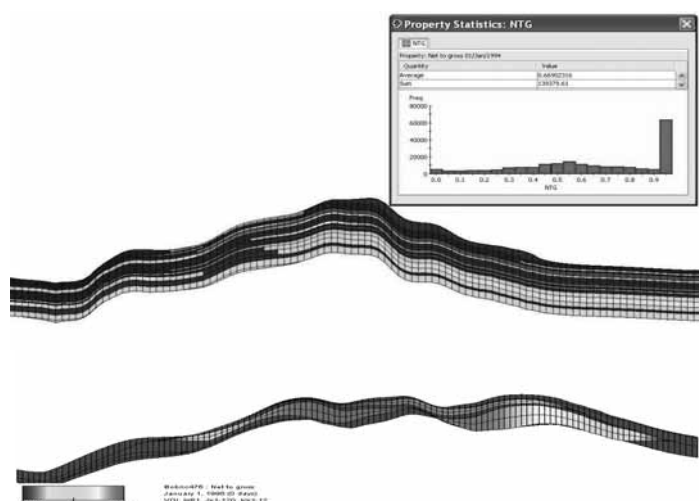


Рис.2. Примеры построения «адаптивной» сетки.

Большая часть запасов нефти на мелких и средних месторождениях содержится в нетрадиционных коллекторах, нефть имеет высокую вязкость и неньютоновские свойства, и относится к категории трудноизвлекаемых. При моделировании таких объектов возникает необходимость учета таких факторов как двойная пористость и проницаемость, сильная изменчивость параметров в межскважинном пространстве.

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 керна и других исследовательских работ, от которых напрямую зависит достоверность как геологических, так и фильтрационных моделей, и, следовательно, верность и обоснованность результатов моделирования.

Для мелких и средних месторождений достоверность и полнота исследований становятся определяющими, так как необходимо проведение адаптации модели по каждой скважине. При недостаточном объеме и высокой погрешности измерений давления, дебита, обводненности и адаптация производится при дефиците контрольных параметров и увеличении количества параметров и диапазона их изменения, находящихся во власти исследователя.

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

Важнейшим фактором при адаптации является физическая содержательность модели. Ввиду того что адаптация является многопараметрической обратной задачей, она не имеет единственного решения. Поэтому искусство

исследователя заключается в управлении корректируемыми параметрами (модификаторами) для достижения приемлемого совпадения расчетных и фактических значений целевых параметров, оставаясь при этом в диапазоне реальных значений модификаторов и соотношения между ними.

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.

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 малопригодна для достоверного прогнозирования показателей.

Опыт показывает, что процесс адаптации нередко позволяет обнаружить и явления технологического характера. Например, неоднократно встречаются случаи, когда высокую обводненность скважин не удавалось адаптировать при помощи физически содержательных корректировок модели. При дополнительных исследованиях выявлялось наличие заколонных перетоков или нарушения эксплуатационной колонны. Другие ситуации связаны с недостоверностью учета добычи нефти по скважинам и отдельным 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, что является неотъемлемой составляющей разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами [Муслимов, 2005], и учесть не-newтоновские свойства нефтей и ряд других явлений. Поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны пласта, имитирующие 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 достаточного 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

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.
2. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.
3. *Закиров Р.Х.* Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // «Нефть. Газ. Новации». – №1/2010. – С.24–27.

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Т.Зарипов, Л.Р.Зарипова
ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»

С 2006 г. по технологии термокапиллярогравитационного дренирования пласта начата разработка пилотного участка залежи СВН Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения. На 1.08.2010 пробурено 13 горизонтальных скважин, из которых 12 являются парными и одна (скв. № 15078) одиночной в вертикальном разрезе (рис. 1).

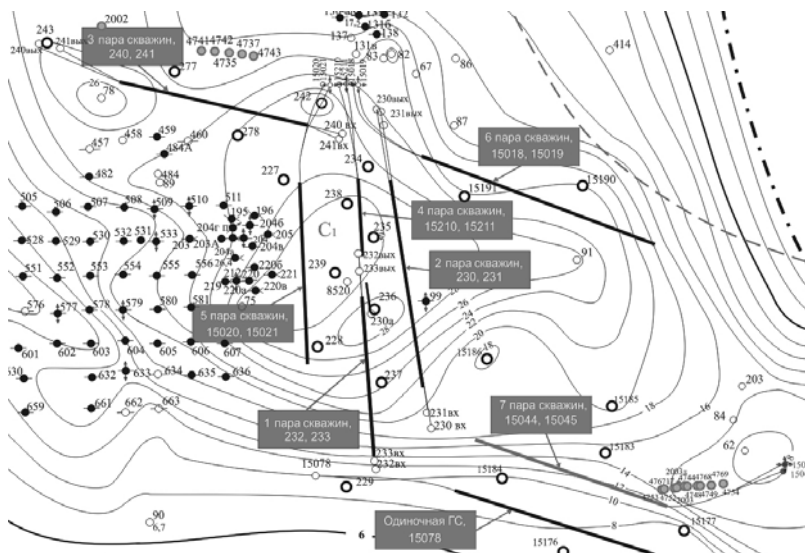


Рис. 1. Схема опытного участка залежи СВН.

Первые три пары пробурены с обычной буровой установки БУ-75 и имеют два устья (вход и выход). В дальнейшем бурение велось наклонным буровым станком, который позволил обеспечить кустование за счет усложнения профиля горизонтальных скважин.

В эксплуатацию введены 4 пары горизонтальных скважин, из которых первая (ввод в 2006 г.) и вторая (ввод в 2007 г.) имеют длительную историю эксплуатации. Пятая пара находится на стадии разогрева. Начато испытание пароциклического метода добычи на одиночной в вертикальном разрезе горизонтальной скважине № 15078.

Всего с начала опытно-промышленной разработки залежи СВН, способом парогравитационного дренирования добыто более 52 тыс. тонн нефти со средним дебитом по участку – 70 т/сут. Достигнуто накопленное паронефтяное отношение (ПНО) на уровне передового зарубежного опыта – менее 3 т/т.

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность данного метода разработки, является начальная нефтенасыщенность пласта и наличие водонефтяных зон с подстилающей водой.

При бурении нижней добывающей скважины № 232 первой пары горизонтальным участком ствола был пройден водонасыщенный интервал (более подробно описано в [1]), который значительно повлиял на показатели эксплуатации.

Если показатели привести к одной дате, то по динамике накопленных отбора нефти и ПНО (рис. 2) можно отметить, что при сопоставимых величинах накопленной добычи нефти количество закачанного в первую пару скважин теплоносителя превысило на 18 % накопленную закачку во вторую.

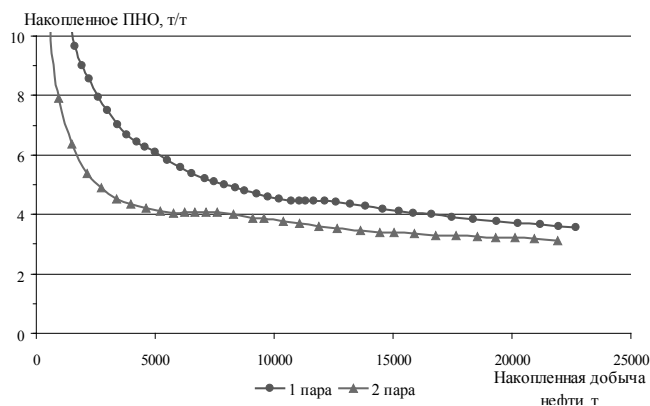


Рис. 2. Зависимость накопленного паронефтяного отношения от накопленной добычи нефти.

По первой паре в условиях вскрытия водонасыщенного интервала на начальном этапе прослеживается медленный рост годовой добычи нефти и резкое снижение изначально высокого ПНО (рис. 3), затем идет стабилизация данных показателей. С достижением паровой камерой кровли продуктивного пласта и последующим его расширением по горизонтали происходит рост добычи нефти наряду со снижением величины текущего ПНО. При большей длине второй пары (в 2 раза) относительно первой по ним наблюдаются сопоставимые объемы закачки пара и дебитов нефти, что связано с наличием потерь тепла в подошвенную воду в первой паре и наличием высокой нефтенасыщенности в области второй пары скважин.

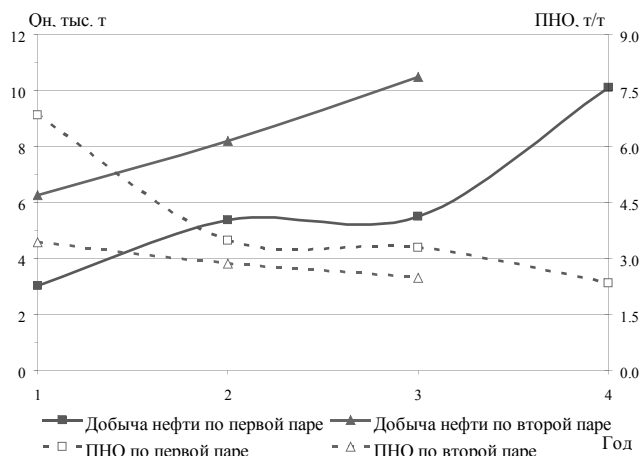


Рис. 3. Динамика изменения показателей эксплуатации первой и второй пар горизонтальных скважин.

По изменению температуры в окружающих скважинах можно судить о размерах и форме паровой камеры, образуемой в результате эксплуатации первой пары. По данным термометрии наличие высокой температуры установлено в контрольных скважинах № 230а и № 236 (рис. 4), расположенных со стороны наклонного устья на расстоянии соответственно 14 и 30 м от горизонтального ствола первой пары скважин (рис. 1).

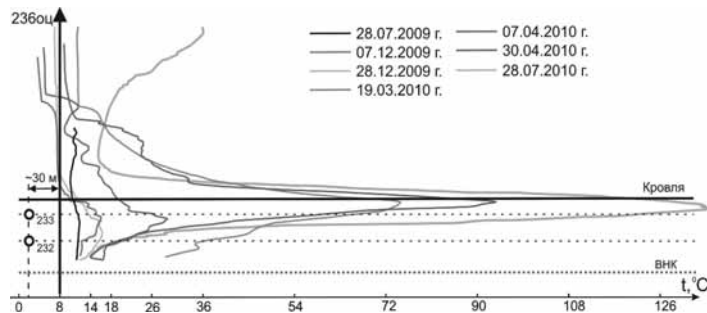


Рис. 4. Данные термометрии по контрольной скважине № 236.

На начальном этапе (рис. 4, замеры от 07 и 28.12.2009 г., рис. 5б, 5в) края паровой камеры оставались в большей степени вертикальными, вместо того чтобы наклоняться и расширяться вбок. Это объясняется тем, что поток пара, движущийся в пределах ствола нагнетательной скважины вверх, создает значительный градиент давления, который частично сводится на нет потенциалом гравитации нефти, заставляя его задерживаться при расширении вбок.

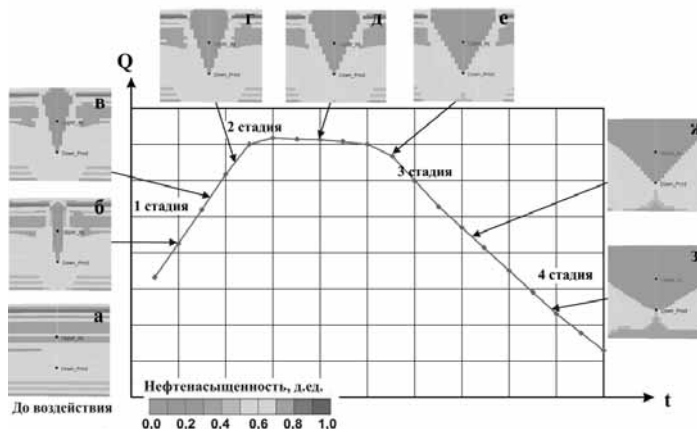


Рис. 5. Расчетная динамика добычи нефти и изменения нефтенасыщенности при технологии парогравитационного дренирования.

Паровая камера достигла кровли продуктивного пласта и в настоящее время идет ее расширение вдоль кровли по горизонтали (рис. 4, 07 и 30.04.2010 г., рис. 5г, 5д). Текущий дебит нефти составляет 32 т/сут, что является максимальной величиной за историю эксплуатации первой пары.

Ожидается, что по мере дальнейшего расширения паровой камеры ее края будут становиться все более наклонными (рис. 5д-5з). По мере выполаживания границ паровой камеры (рис. 5 ж, 5 з) нефть с каждым разом будет стекать вниз под действием уменьшающейся величины силы тяжести, что в конечном итоге приведет к началу постепенного снижения темпов ее отбора.

Согласно проведенному анализу, технология, реализуемая ОАО «Татнефть» на залежи СВН Ашальчинского месторождения, оказалась довольно эффективной в условиях различного по величине и характеру флюидонасыщения. Этот процесс за счет наличия двух устьев обеспечивает достаточно высокие дебиты нефти и низкие ПНО в широком диапазоне изменения насыщенности пластов. Как показал опыт, добычу нефти в осложненных условиях вскрытия подошвенной воды можно увеличить, управляя дебитами жидкости и закачкой пара по устьям.

Литература

1. Тахавудинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Зарипов А.Т., Гадельшина И.Ф. Геологические и технологические особенности разработки залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 34–37.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОПЗ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Е.Ф.Захарова, О.Тазиева

Альметьевский государственный нефтяной институт

Вопросы получения достоверной информации на поздней стадии разработки приобретают особую значимость, так как именно на ее основе принимаются такие важные технологические решения, как отключение обводнившихся или малодебитных скважин, планируются и реализуются технологические мероприятия по повышению коэффициента нефтеизвлечения [3].

Контроль процесса разработки нефтяного месторождения включает проведение тех или иных видов исследований, обработку и обобщение первичной информации с целью оценки эффективности реализуемой системы разработки и получения необходимой информации для регулирования процесса.

Проблема ГИДС является одной из актуальных и достаточно специфических и сложных научно-технических составляющих в общем комплексе вопросов управления разработкой месторождений углеводородов и состоит в интегрированном, междисциплинарном подходе к решению проблем на основе современных научно-технических достижений геологии, геофизики, а также результатов исследований по подземной гидромеханике, математическому моделированию, компьютерным технологиям, отраслевой экономике с учетом финансовых и других аспектов

На текущий момент крупные нефтяные месторождения Татарстана, которые в течение многих лет обеспечивали основной объем добычи, находятся на поздней стадии разработки. Наиболее характерными особенностями данного этапа являются: значительное количество малодебитных скважин, высокая обводненность продукции, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов. При этом практически весь фонд механизирован.

Работа выполнена на основании анализа промысловой информации по Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения, для которой рассчитан ряд важнейших фильтрационных параметров с использованием результатов исследований по методу КВУ (КВД) и объективной оценки эффективности конкретного метода ОПЗ.

Известно, что периодичность и типы проводимых ГДИС существенно зависят от специфики разрабатываемых объектов – геологического строения залежи, состояния разработки, типов и фильтрационных свойств коллекторов, режимов работы скважин, динамики продуктивности и обводненности скважин, состояния призабойной зоны, видов приборов и оборудования для исследований скважин и др. Учет данных факторов может позволить оптимизировать комплекс ГДИС, сократив затраты на исследования или повысив информативность данных при тех же затратах.

С начала разработки Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения из продуктивных пластов горизонтов Д₁ и Д₀ добыто 87,0 % от начальных извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения достиг 0,47. Отбор жидкости в пластовых условиях скомпенсирован на 104,5 %.

За годы разработки в результате опережающей выработки высокопродуктивных песчаных коллекторов ухудшилась структура запасов, основной объем добычи нефти происходит за счет регулирования процессов разработки (циклическое заводнение, изменение направления фильтрационных потоков жидкости и др.). Очевидно, что основной объем ГТМ в последующие годы будет направлен на вовлечение в разработку алевролитов и глинистых песчаников, доля извлекаемых запасов по которым увеличилась в 2 раза.

Согласно РД 153-39-384-05 «Оптимальный комплекс и периодичность методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть», снятие КВУ (КВД) или КПД должно производиться один раз в три года для

добывающих скважин и один раз в два года – для нагнетательных. В случае проведения ГТМ и ПНП исследования должны проводиться в течение трех месяцев до ОПЗ и через три месяца после воздействия.

Результаты анализа выполненных исследований по одной из скважин промыслового объекта (табл. 1) позволили установить, что необходимая периодичность исследований для достоверной оценки эффективности методов ОПЗ и ГТМ по промысловому объекту соблюдается.

Таблица 1

Скв.	Дата	Гориз.	Вид_исслед	Вр. простоя	Обв.	Уд. вес воды	Qж_реж	Рпласт	Рзаб
5611	02.12.93	1873	КВУ	6,06	10	1,06	3	148	127
5611	17.08.95	1873	КВУ	6,17	65	1,06	4	134	47
5611	17.06.98	1873	КВУ	1,03	55	1,07	2,4	112	62
5611	25.10.99	1873	КВУ	5,21	46	1,08	5,6	133	46
5611	20.09.01	1873	КВУ	4,18	12	1,08	5	140	83
5611	07.07.03	1873	КВУ	1,04	20	1,08	6	146	63
5611	18.01.05	1873	КВУ	10,06	15	0	4	139	36
5611	06.12.05	1873	КВУ	2,01	71	1,03	8	199	119
5611	09.04.07	1873	КВУ	169,39	44	1,02	9	143,2	63,7
5611	05.06.07	1873	КВУ	76,22	75	1,02	18	159,5	112
5611	20.05.09	1873	КВУ	144	62	1,02	11,6	145,6	66,4

Для оценки эффективности методов ОПЗ, как правило, используются фильтрационные параметры продуктивных пластов, которые с достаточной степенью точности могут быть определены по результатам гидродинамических исследований скважин, являющихся главным и основным инструментом контроля за изменением фильтрационных и энергических свойств пласта. Результаты гидродинамических исследований наиболее ценны для этих целей, так как отражают непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и дают усредненную информацию по значительной части пласта.

Таблица 2

№ скв.	Доп.добыча, т	Затраты на 1 скв, тыс.руб.	Продолжительность эффекта по методу «прямого счета», мес.
ГРП			
5611	5	606,92	12
10136	12705	490,549	25
32558	108	542,311	7
5577	2077	670	11
5552	7013	576,756	16
14817	511	528,771	14
5578Д	2505	539,203	13
5581	2683	454,004	13
11207	3383,5	522,323	25
ДП			
5615	199,5	9,312	11
21267	163	12,41	3
ГИВ			
21254	419,8	66,792	22
14786	301	59,631	9
МИА-ПРОМ			
5797	267	219,483	11
5786	719,9	207,714	10
ГОПЗ			
Уч.нагн.скв.10114	2215	212,329	5
5690			
5691			
11304			
СНПХ 90-30			
Уч.нагн.скв.11311	28	157,693	10
5697			
5998			
21378			

На Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения за рассматриваемый период были проведены следующие виды ОПЗ: гидроразрыв пласта (ГРП); депрессионная перфорация (ДП); газоимпульсное воздействие (ГИВ); глинокислотная ОПЗ (ГОПЗ); применение СНПХ 90-30; применение МИА-ПРОМ. Эффективность указанных методов была рассчитана (табл. 2) по методу «прямого счета» [3].

Результаты расчетов (табл.3) показали, что наибольшая дополнительная добыча и продолжительность эффекта характерны для технологии ОПЗ методом ГРП. Однако разброс значений критериев оценки эффективности методов ОПЗ значителен. Так, дополнительная добыча по рассмотренным скважинам колеблется от 5 до 12705, продолжительность эффекта от 7 до 25 месяцев. Возможным объяснением этому служат различия коллекторских свойств продуктивных пластов, а также геологические и гидродинамические особенности эксплуатационного объекта.

Таблица 3

Метод ОПЗ	Объем применения, скв.	Суммарная доп. добыча, т	Удельный эффект, т/скв.	Средние затраты на 1 скв., тыс.руб.
ГРП	9	30990,5	3443,39	547,9
МИА-ПРОМ	2	986,9	493,45	213,6
ДП	2	362,5	181,25	10,9
ГИВ	2	720,8	360,4	63,2
ГОПЗ	1	2215	2215	212,3
СНПХ 90-30	1	28	28	157,7

Относительно неплохие результаты наблюдаются после проведения ДП, ГИВ, ГОПЗ и методов ОПЗ с применением МИА-ПРОМ. Данные таблицы 3 свидетельствуют, что удельный эффект по рассмотренным методам изменяется от 181,25 (ДП) до 2215 т/скв. (ГОПЗ).

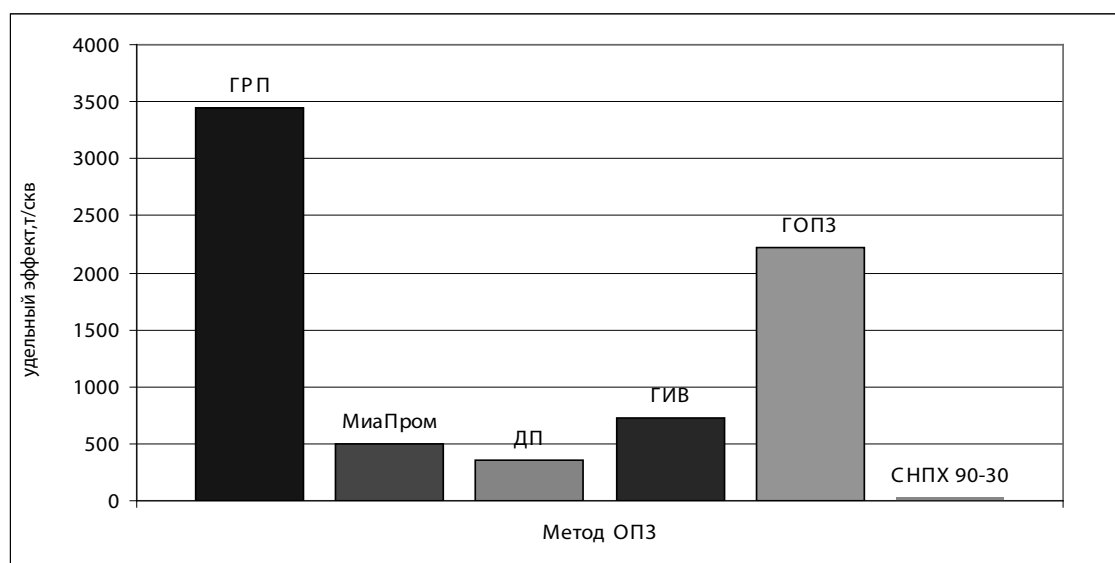


Рис. 1. Удельная эффективность методов ОПЗ на Северо-Альметьевской площади.

Следует отметить, что применение СНПХ 9030 на участке нагнетательной скважины 11311 не дало существенных результатов (рис.1), дополнительная добыча по трем реагирующим скважинам – 28 тонн, что составило 0,15% от суммарной добычи нефти после воздействия.

При анализе мероприятий были также учтены затраты на их проведение: нефтепромысловое оборудование, обеспечение транспортировки, приготовление (перемешивание) и закачка рабочих жидкостей в скважину.

Значительная разница в стоимости проведения рассмотренных ОПЗ не позволяет выбрать тот или иной метод как наиболее предпочтительный. Для объективной оценки была определена дополнительная добыча (рис.2), приходящаяся на 1 тыс.руб. Получены следующие результаты: ГРП – 6,3 т/т.р., МИА-ПРОМ – 2,3 т/т.р., ДП – 16,7 т/т.р., ГИВ – 5,7 т/т.р., ГОПЗ – 10,4 т/т.р., СНПХ 90-30 – 0,2 т/т.р. Следовательно, наиболее выгодным является ДП, т.к. ее эффективность является максимальной, а затраты при этом минимальными.

Известно, что дебит скважины зависит не только от фильтрационных параметров, но и от величины депрессии, которая может существенно различаться до и после ОПЗ в силу различных причин [3]. Например, это происходит при смене насосного оборудования или изменении режима его работы, в связи с изменением режимов близлежащих скважин. Наиболее достоверным является сравнение фильтрационных параметров призабойной зоны по результатам ГДИС (табл.3).

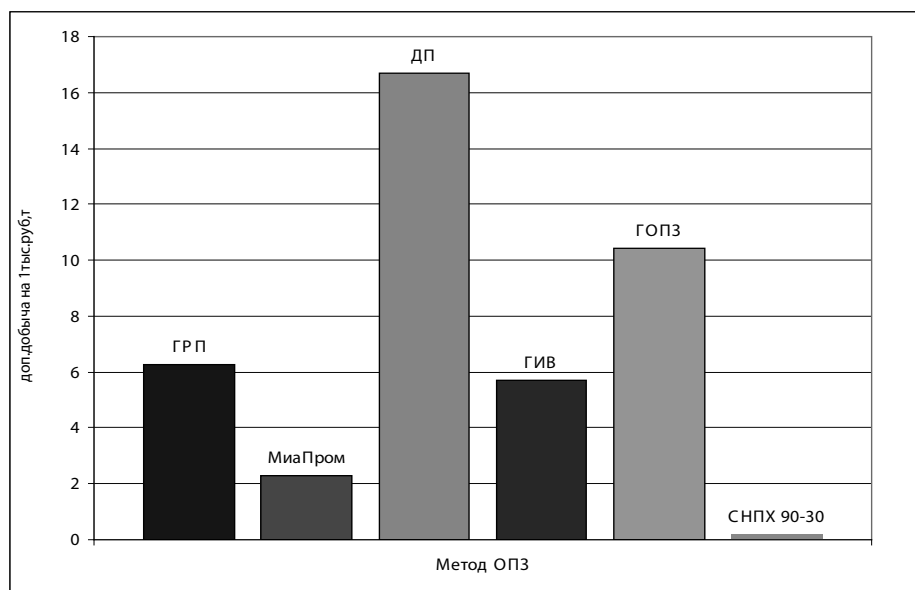


Рис. 2. Дополнительная добыча на 1 тыс. руб по методам ОПЗ на Северо-Альметьевской площади.

Таблица 3

Параметр	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ
	Скв. № 5611 ГРП		Скв. № 10136 ГРП		Скв. № 32558 ГРП	
Дебит, м³/сут	9	18	10	22	5	13
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	1,4	4,96	0,88	14,37	0,13	3,21
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	0,45	1,51	0,26	5,22	0,35	1,17
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,099	0,362	0,063	0,912	0,083	0,21
Скин-эффект	-0,25	-0,31	-0,17	-0,27	-0,215	-0,256
Параметр	Скв. № 5577 ГРП		Скв. № 5552 ГРП		Скв. № 14817 ГРП	
	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ
Дебит, м³/сут	4,2	14,9	8,8	30	3,4	14,1
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	0,52	5,05	1,78	6,28	0,91	3,56
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	0,2	2,39	0,64	3,49	0,35	1,18
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,038	0,336	0,13	0,344	0,063	0,289
Скин-эффект	-0,134	-0,207	-0,145	-0,19	-0,198	-0,25
Параметр	Скв. № 5578Д ГРП		Скв. № 5581 ГРП		Скв. № 11207 ГРП	
	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ
Дебит, м³/сут	11,9	26,5	5	24,5	14	22
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	2,49	6,54	1,89	7,04	3,05	18,29
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	1,41	1,94	0,68	3,17	1,04	9,28

Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,164	0,542	0,132	0,525	0,206	1,098
Скин-эффект	-0,142	-0,25	-0,18	-0,217	-0,24	-0,266
	Скв. № 5615 ДП		Скв. №21267 ДП		Скв. № 21254 ГИВ	
Дебит, м³/сут	6	29,3	3,6	5	3	4
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	2,64	7,1	2,54	5,1	1,48	1,74
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	0,88	2,38	2,13	4,7	0,56	0,61
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,203	0,581	0,19	0,3	0,086	0,109
Скин-эффект	-0,19	-0,225	0,21	-0,14	-0,24	-0,256
	Скв. №14786 ГИВ		Скв. № 10114 ГОПЗ		Скв. №11311 СНПХ 90-30	
Дебит(приемистость), м³/сут	2	4,5	4	55	17	20
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	0,66	1,08	0,2	13,09	1,34	5,4
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	0,23	0,33	0,5	9,43	1,14	2,53
Коэффициент продуктивности (приемистости), т/сут·атм (м³/сут·атм)	0,044	0,062	0,068	1,881	0,348	0,542
Скин-эффект	-0,18	-0,22	1,2	- 0,06	-0,03	-0,12

Анализ результатов исследований (таблица 4) показал существенное улучшение фильтрационных характеристик пласта при всех рассмотренных видах ОПЗ. Однако следует отметить единичный случай ОПЗ с применением «МИА-пром», связанный с ухудшением свойств призабойной зоны пласта (скв.5797).

Таблица 4

Параметр	До/после ОПЗ		После ОПЗ	
	Скв. № 5797 М-Пром		Скв. № 5786 М-Пром	
Дебит, м³/сут	10	10	13	16
Гидропроводность призабойной зоны, мкм²м/Па·с	2,57	2,31	3,39	3,82
Гидропроводность удаленной зоны пласта, мкм²м/Па·с	1,02	0,83	7,86	1,54
Коэффициент продуктивности, т/сут·атм	0,212	0,175	0,249	0,261
Скин-эффект	-0,22	-0,237	-0,26	-0,33

Наиболее вероятными причинами этого могут являться несоответствие химической структуры растворителя «МИА-ПРОМ», недостаточная изученность физико-химического состава АСПО для конкретных условий, несоблюдение технологии проведения ОПЗ.

Применение разработанных в последние годы глубинных дистанционных высокоточных электронных манометров с пьезокварцевыми датчиками давления и глубинных комплексов с соответствующим компьютерным обеспечением позволит использовать при анализе новые процедуры, резко улучшающие качество интерпретации фактических данных и количественно определяемых параметров продуктивных пластов. Особо остро стоят эти вопросы при разработке сложно построенных месторождений, при бурении, эксплуатации и исследовании горизонтальных скважин.

Литература

1. РД 153-39.0-384-05. Оптимальный комплекс и периодичность гидродинамических методов контроля за разработкой месторождений ОАО «Татнефть». – 2004. – 33 с.

2. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.

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

О МЕРАХ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Р. Р. Ибатуллин, Е. Д. Подымов

ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть»

Вначале представляется целесообразным остановиться на некоторых понятийных вопросах.

Определение срока эффективной выработки запасов нефти объекта (применительно к методам увеличения нефтеотдачи – участка залежи, на котором реализуются эти методы) неразрывно связано с величиной извлекаемых запасов объекта.

Как известно, для нефтедобывающей компании разработка нефтяной залежи должна заканчиваться достижением уровня экономически оправданной добычи нефти – следовательно, извлекаемыми запасами нефти является величина накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода:

$$Q_{\text{извл}} = Q(T), \text{ при } T, \text{ определяемом условием } \left. \frac{d}{dt} S^{\text{дк}}(t) \right|_{t=T} = 0,$$

где $Q_{\text{извл}}$ – извлекаемые запасы нефти;

$Q(T)$ – накопленная добыча нефти;

t – время;

T – дата конца разработки запасов нефти участка;

$S^{\text{дк}}(t)$ – чистый дисконтированный доход (накопленное дисконтированное сальдо суммарного потока) в целом.

Отсюда вытекает следствие – осуществление мероприятий, влекущих за собой увеличение накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода, является применением методов увеличения нефтеотдачи.

В этом аспекте предметом интереса нефтедобывающей компании является любое воздействие на пласт (как в отдаленной, так и в близкой к скважине зоне) с целью обеспечения максимума накопленной добычи нефти на дату достижения максимума накопленного чистого дисконтированного дохода.

Представляется целесообразным использование следующей терминологии.

Метод увеличения нефтеотдачи (МУН) пласта: объемное воздействие на нефтяной пласт (обычно осуществляемое через нагнетательные скважины) с целью длительного улучшения характеристик заводнения, предназначенное для увеличения извлекаемых запасов нефти пласта.

Обработка призабойной (прискважинной) зоны (ОПЗ) пласта: локальное воздействие на пласт в ближайшей окрестности скважины (осуществляемое через добывающие и нагнетательные скважины) с целью обеспечения заданных или восстановления утраченных эксплуатационных характеристик скважины (без отнесения к состоянию извлекаемых запасов нефти пласта).

Технология увеличения нефтеизвлечения: технология, реализующая МУН или ОПЗ пласта.

Общее представление о назначении применяемых ОАО «Татнефть» технологий увеличения нефтеизвлечения дает таблица 1.

Основными особенностями применения технологий увеличения нефтеизвлечения в ОАО «Татнефть» являются следующие:

- технологии предназначены для оптимизации действующей системы разработки залежи (но не являются самостоятельными способами ее разработки) с основной задачей обеспечения прироста или восстановления дебитов нефти скважин;

- рассредоточенное применение технологий увеличения нефтеизвлечения (воздействие на малые объекты, включающие небольшое количество скважин);

- широкий спектр видов воздействия (зоны влияния налагаются, что требует разделения эффектов).

Применение технологий характеризуется в среднем довольно низкими показателями эксплуатации скважин:

- стимуляция отбора продукции скважины: (дебит нефти 2,4 т/сут, дебит жидкости 9,8 т/сут, обводненность отбираемой продукции 46 %);

- ограничение притока воды в скважину (дебит нефти 1,6 т/сут, дебит жидкости 44 т/сут, обводненность отбираемой продукции 93 %);

- оптимизация приемистости скважины (дебит нефти 3,8 т/сут, дебит жидкости 70 т/сут, обводненность отбираемой продукции 44 %);
- совершенствование заводнения (дебит нефти 4,6 т/сут, дебит жидкости 59 т/сут, обводненность отбираемой продукции 83 %).

Таблица 1.

Назначение применяемых ОАО «Татнефть» технологий увеличения нефтеизвлечения (укрупнено)										
Методы увеличения нефтеизвлечения										
Повышение степени нефтеизвлечения из пластов через добывающие скважины					Повышение степени нефтеизвлечения из пластов через нагнетательные скважины (третичные методы увеличения нефтеотдачи при заводнении)					
Стимуляция отбора жидкости			Ограничение притока воды		Оптимизация приемистости			Совершенствование заводнения		
Снижение вязкости нефти	Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта	Восстановление проницаемости прискважинной зоны пласта	Селективное снижение проницаемости прискважинной зоны пласта для воды	Тампонирующее каналопоступления воды в прискважинной зоне пласта	Увеличение проницаемости прискважинной зоны пласта	Восстановление проницаемости прискважинной зоны пласта	Выравнивание профиля приемистости	Изменение свойств пласта и пластовых флюидов	Увеличение нефтеотмывающей способности вытесняющего агента	Увеличение охвата пласта заводнением

В качестве критерия эффективности мероприятия по применению технологии увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» используется индекс доходности инвестиций:

$$I^{ДК}(t) = \frac{B_{СКВ}^{ДК}(t) + B_M^{ДК}(t)}{OТ_{СКВ}^{ДК}(t) + OТ_M^{ДК}(t)},$$

где t – время;

$I^{ДК}(t)$ – дисконтированный индекс доходности инвестиций;

$B_{СКВ}^{ДК}(t)$ – накопленная дисконтированная выручка от продажи нефти за счет ввода скважины;

$B_M^{ДК}(t)$ – накопленная дисконтированная выручка от продажи нефти за счет мероприятия;

$OТ_{СКВ}^{ДК}(t)$ – накопленные дисконтированные оттоки при эксплуатации скважин;

$OТ_M^{ДК}(t)$ – накопленные дисконтированные оттоки при осуществлении мероприятия.

Структура затрат на реализацию технологии в ОАО «Татнефть» приведена на рис. 1. Отметим, что оба крупных сектора имеют тенденцию к росту (дорожание топлива, химреагентов, производственных услуг и т.п.), вследствие чего растут и сами затраты по абсолютной величине.

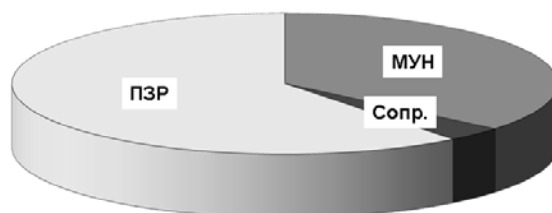


Рис. 1. Структура затрат на реализацию технологии.

В настоящее время структура основных месторождений уже во многом представляет собой совокупность относительно обособленных геологических тел или блоков, в которых либо продолжается довыработка остаточных запасов при высокой обводненности, либо еще только предстоит серьезная работа по вовлечению в активную выработку ранее почти не затронутых запасов в низкопроницаемых коллекторах и застойных зонах.

В первом случае проявляются осложнения, вызванные большой удаленностью действующих добывающих скважин блока от нагнетательных из-за выведения из эксплуатации ближайших к нагнетательным быстро обводнившихся добывающих скважин. В частности, возрастает количество используемых реагентов из-за повышенных потерь вследствие адсорбции в большем (чем при очагово-избирательном заводнении) поровом пространстве, через которое продвигается закачанная оторочка, прежде чем достигнуть еще невыработанных запасов нефти. При этом, естественно, увеличивается стоимость мероприятия и ухудшаются экономические характеристики его реализации.

Во втором случае проявляются осложнения, вызванные неадекватностью применяемых методов увеличения нефтеотдачи условиям разработки запасов в низкопроницаемых коллекторах и застойных зонах, характеризующихся низкими добывными возможностями скважин. В частности, при проведении мероприятий через нагнетательные скважины явно просматривается тенденция сокращения количества используемых реагентов для достижения приемлемых экономических характеристик реализации воздействия. А это влечет за собой смещение акцентов от большеобъемной обработки в глубине пласта с целью увеличения охвата пласта заводнением к обработке локального характера в призабойной зоне с целью выравнивания профиля приемистости.

Представляется возможным сформулировать следующие тенденции изменения условий и результатов применения методов увеличения нефтеотдачи при разработке крупных залежей ОАО «Татнефть».

Во-первых, снижение темпов роста масштабов применения технологий, осуществляемых через нагнетательные скважины (практически достигнуто насыщение – многократно используется практически весь пригодный фонд внутриконтурных скважин).

Во-вторых, снижение удельных объемов закачиваемых реагентов по соображениям рентабельности при объективном росте потребностей в них (из-за повышенных потерь вследствие адсорбции в большем поровом пространстве, через которое продвигается закачанная оторочка, прежде чем достигнуть еще невыработанных запасов нефти).

В-третьих, снижение эффективности технологий увеличения охвата пласта заводнением вследствие:

- смещения акцентов в решении задачи увеличения охвата пласта заводнением на относительное увеличение числа нагнетательных скважин и более равномерную их расстановку;
- «дряблого» режима закачки воды, не позволяющего полноценно использовать главный фактор воздействия потокоотклоняющих технологий – радикальное изменение градиентов давления вследствие повышения сопротивления пласта.

В-четвертых, снижение масштабов применения технологий увеличения вытесняющей способности закачиваемого агента и увеличения охвата пласта на ранней стадии заводнения (как вследствие перехода в позднюю стадию разработки, так и из-за дороговизны реагентов).

Определились проблемные направления разработки месторождений ОАО «Татнефть»:

- недостаточное вовлечение в активную разработку запасов нефти в низкопроницаемых зонах терригенных коллекторов;
- низкая нефтеотдача при разработке запасов нефти в карбонатных коллекторах;
- недостаточно эффективная разработка запасов нефти в водонефтяных зонах.

Каких-либо специальных технологий для выработки именно трудноизвлекаемых запасов пока не создано; однако, известны технологии, которые в принципе могут быть использованы при выработке запасов нефти в любых коллекторах, но в настоящее время не применяются в силу разных причин (в первую очередь, экономических).

В части использования методов увеличения нефтеотдачи намечаются следующие пути решения указанных проблем:

- в низкопроницаемых зонах терригенных коллекторов за счет применения поверхностно-активных веществ и растворителей;
- в карбонатных коллекторах за счет применения газовых методов; рациональное применение прочих методов при заводнении на большинстве объектов не представляется возможным из-за трещиноватости (латеральное продвижение закачиваемого агента по нефтенасыщенной части пласта незначительно, а по водонасыщенной части пласта закачка химреагентов неэффективна);
- в водонефтяных зонах за счет применения газовых методов или осадкообразователей для создания протяженных «экранов», разделяющих нефтенасыщенную и водонасыщенную зоны пласта.

Таким образом, реальные масштабы и цели применения современных методов увеличения нефтеизвлечения уже недостаточны для того, чтобы преодолеть тенденцию снижения добычи нефти вследствие ухудшения структуры запасов. Поэтому, с одной стороны (со стороны нефтедобывающих компаний – в частности, ОАО «Татнефть») необходимо активизировать работу по развитию третичных методов увеличения нефтеотдачи для выработки трудноизвлекаемых запасов, а с другой стороны (со стороны собственника недр) принять меры государственной поддержки применения методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов.

В целях стимулирования применения методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов представляется целесообразным рассмотреть следующие меры государственной поддержки:

Таблица 2
Оценка эффекта применения некоторых технологий для выработки трудноизвлекаемых запасов

Варианты	Кол. нагн. скв.	Кол. доб. скв.	Продолж., мес	Дебит нефти, т/сут	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Закачка воды, тыс. м³	Доля НДПИ, %	Индекс доходности затрат, д. ед.	Доход государства, млн. р	Изменение дохода государства, млн. р.
Базовый				2,0	12,0	14,4	15,8	100%	1,13	68,7	
Оторочка ПАВ				3,0	18,0	21,6	25,9	100% для добычи	1,28	105,8	37,0
Разность	1	4	60	1,0	6,0	7,2	10,1	100% для доп. добычи	1,77	37,0	37,0
Оторочка ПАВ				3,0	18,0	21,6	25,9	50% для добычи	1,54	109,0	40,3
Разность				1,0	6,0	7,2	10,1	50% для доп. добычи	2,30	38,1	38,1
Базовый				2,0	7,2	36,0	39,6	100%	1,03	40,4	
Оторочка полиакриламида				2,5	9,0	36,0	39,6	100% для добычи	1,12	51,4	11,0
Разность	1	3	48	0,5	1,8			100% для доп. добычи	1,65	11,0	11,0
Оторочка полиакриламида				2,5	9,0	36,0	39,6	50% для добычи	1,31	53,1	12,7
Разность				0,5	1,8			50% для доп. добычи	2,11	11,3	11,3
Базовый				1,5	2,7	27,0	29,7	100%	0,77	15,0	
Гидрофобная эмульсия				2,0	3,6	27,0	29,7	100% для добычи	0,90	20,1	5,0
Разность	1	2	36	0,5	0,9			100% для доп. добычи	1,53	5,4	5,4
Гидрофобная эмульсия				2,0	3,6	27,0	29,7	50% для добычи	1,04	20,3	5,2
Разность				0,5	0,9			50% для доп. добычи	1,91	5,6	5,6
Базовый				1,0	1,5	3,0	3,3	100%	0,88	8,4	
Гидроразрыв пласта				3,0	4,5	15,0	16,5	100% для добычи	1,28	26,4	18,1
Разность	1	60		2,0	3,0	12,0	13,2	100% для доп. добычи	1,63	18,3	18,3
Гидроразрыв пласта				3,0	4,5	15,0	16,5	50% для добычи	1,54	27,3	18,9
Разность				2,0	3,0	12,0	13,2	50% для доп. добычи	2,07	18,9	18,9

- на федеральном уровне для нефти, добытой с применением методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов, установить ставку НДС, равную половине базовой ставки НДС для промышленно внедряемых технологий (например, закачка растворов поверхностно-активных веществ и полимеров), и полностью снять НДС для опытно-промышленных работ (например, закачка углеводородного газа и двуокиси углерода);

- на региональном уровне для оборудования, применяющегося для методов увеличения нефтеотдачи при выработке трудноизвлекаемых запасов, установить нулевую ставку налога на имущество.

При этом более целесообразным представляется применение льготы в отношении всего участка выработки трудноизвлекаемых запасов (хотя мера вполне действенна даже в узком отношении собственно дополнительной добычи нефти за счет применения метода увеличения нефтеотдачи).

Экономическая оценка ожидаемых результатов применения некоторых технологий увеличения нефтеотдачи пластов в типичных условиях реализации при выработке запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах показывает следующее (табл. 2). При действующей ставке НДС и имеющей место тенденции роста стоимости как реагентов, так и сервисных услуг по их закачке применение таких методов увеличения нефтеотдачи, как заводнение с оторочкой поверхностно-активных веществ или полимерное заводнение, в условиях разработки малодебитных пластов остается, невыгодным. Следовательно, объемы их реализации в ОАО «Татнефть» будут продолжать снижаться.

Снижение ставки НДС позволило бы вернуть часть скважин из категории «нерентабельные» в категорию «рентабельные». При этом, несмотря на снижение ставки НДС, доход государства в целом может увеличиться за счет увеличения налога на прибыль при увеличении рентабельности применения методов увеличения нефтеотдачи для компании.

Для реализации предложенных налоговых льгот необходимо наладить организацию системы учета дополнительно добытой нефти и затрат на проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Это не вызовет серьезных затруднений, поскольку главным образом связано лишь с выделением геологических тел (объектов) – зон распространения трудноизвлекаемых запасов. Их определение базируется на нескольких вполне четких геолого-промысловых критериях (проницаемость коллектора, трещиноватость коллектора, толщина нефте- и водонасыщенной части пласта и перемычки между ними, продуктивность пласта, приемистость пласта, вязкость нефти и др.), которые могут быть вполне объективно признаны нефтяным сообществом.

Оценка результатов применения методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов, применение которых привязано к геологическим телам (объектам), базируется на тех же самых принципах, что и при разработке обычных запасов, в силу чего может быть выполнена в порядке, давно и достаточно хорошо отработанном в ОАО «Татнефть» с использованием штатных технических и программных средств.

Определен следующий перечень приоритетных пилотных проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов ОАО «Татнефть».

1. Системное применение поверхностно-активных веществ, гидроразрыва пласта и методов увеличения продуктивности низкопроницаемых коллекторов (Ново-Елховское месторождение, тульский горизонт; Тат. Кандызское месторождение, бобриковский горизонт; Ромашкинское месторождение, Абдрахмановская, Южно-Ромашкинская площади, кыновский и пашийский горизонты).

2. Закачка газа в залежи с водонефтяными зонами (Соколкинское месторождение, турнейский ярус).

3. Системное применение потокоотклоняющих технологий и технологий ограничения притока воды для выработки остаточных запасов нефти в зонах разрезающих рядов с редкой сеткой (Ромашкинское месторождение, Ташлиарская, Восточно-Сулеевская площади, кыновский и пашийский горизонты).

4. Экранирование водонефтяного контакта в скважинах, вырабатывающих запасы в водонефтяных зонах, на основе осадкообразования, коагуляции.

5. Выработка запасов нефти повышенной вязкости (50–200 МПа·с) с использованием раствора полиакриламида, целлюлозы, кислотного гидроразрыва пласта через горизонтальные скважины (Ямашинское месторождение, башкирский ярус).

6. Выработка запасов нефти повышенной вязкости (200–800 МПа·с) на основе использования горючеобразующего состава и кислотного гидроразрыва пласта через горизонтальные скважины (Архангельское месторождение, башкирский ярус).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВЛОВ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

С.А.Иванов (ТПП «Когалымнефтегаз»), Д.М.Клейдман (ООО «НТЦ Геопроект»)

Теоретические основы бурения горизонтальных скважин заложены еще в 30-х годах прошлого века. Однако отсутствие значимых положительных результатов и высокая стоимость работ объективно привели к снижению объемов бурения горизонтальных скважин (ГС). Массовое распространение данной технологии извлечения нефти

на месторождениях России сдерживалось ее дороговизной. В последнее 10-летие эти работы стали востребованы в связи с появлением новых более дешевых и качественных инструментов, техники и технологий.

Параллельно развитию техники в течение последнего десятилетия широко развиваются технологии компьютерного моделирования процессов нефтедобычи. Понятие «геолого-гидродинамическая модель» прочно вошло в обиход геолога-разработчика.

Компания НТЦ «Геопроект» по заданию ТПП «Когалымнефтегаз» в течение нескольких лет активно занимается подбором скважин-кандидатов для бурения боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Западной Сибири, таких как Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Повховское, Южно-Ягунское, Дружное, Кустовое, Восточно-Придорожное.

Рассматриваемые месторождения зачастую относятся к поздней стадии разработки с длительной историей воздействия системы заводнения, когда заметно ухудшаются геолого-физические условия выработки пластов, на фоне происходивших деформаций пород (при падении давлений), ухудшения свойств остаточных нефтей, кристаллизацией парафина (при переохлаждении), наличия крустификационного хлорита. Таким объектам присущи все известные проблемы поздней стадии разработки пластов с длительным воздействием системы заводнения: первая связана с недостатками внутриконтурного заводнения (разубоживание запасов, низкий коэффициент охвата заводнением), а вторая – физический износ скважин и оборудования, особенности выработки пластов (взаимодействие пластов, необратимые деформации пород). Планирование мероприятий по зарезкам боковых стволов на таких объектах оправдано по нескольким причинам:

- наличие трудноизвлекаемых запасов, целиков нефти, запертых среди обводненного объема коллектора;
- наличие микро- и макронеоднородностей на залежи. Горизонтальные скважины, пробуренные на десятки и сотни метров по простиранию пластов, вскрывают в неоднородных эксплуатационных объектах участки с различной проницаемостью, что существенно повышает дебит скважины;
- в самом простом случае можно рассматривать бурение боковых стволов как вид ремонтных работ при аварийном состоянии забоя скважины.

С другой стороны, бурение БГС сопряжено с рисками технологического характера (проходка в искомом интервале коллектора, загрязнение призабойной зоны при более длительном контакте с породой, чем при бурении вертикальных скважин, крепление, способ закачивания ствола, вскрытие пласта на горизонтальном участке, отсутствие качественных ГИС в горизонтальной части) и геологического плана, обусловленными кинжальным прорывом закачиваемой воды, конусообразованием при повышенных депрессиях в залежах с подошвенной водой.

Как правило, в настоящее время в нефтяных компаниях для бурения боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием требуется проектный документ – обоснование, которое выполняется научно-исследовательскими центрами, имеющими опыт анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений на базе построенных геолого-гидродинамических моделей по рассматриваемому объекту. Стало общепринято называть такие работы «мини-проектами». В целом, мини-проекты выполняются при обосновании применения следующих видов геолого-технических мероприятий: бурение вторых стволов, ГС, бурение новых скважин на участках со сложным геологическим строением, ГРП по специальной технологии, совершенствование системы ППД. Далее кратко охарактеризованы основные этапы работ по созданию обоснования для бурения БГС.

1. Формирование актуальной геолого-промысловой базы данных

На данном этапе проводится проверка и загрузка новой информации на дату начала расчетов. Работа проводится с информацией различного уровня, начиная от локальных скважинных данных и заканчивая общей информацией по пласту. В последнее время массово проводятся замеры кривизны стволов скважин как по вновь пробуренным, так и по старым скважинам. В связи с этим особое внимание уделяется уточнению координат и отметок пластопересечений. Кроме того, приходится значительное внимание уделять проверке полноты, достоверности и актуальности данных по гидродинамическим исследованиям скважин, ввиду недостатка информации и ее противоречивости. Результатом работы по данному этапу является актуальная база данных по координатам и инклинометрии скважин, каротажу, РИГИС, добыче, закачке, движению по фонду, причинам простоев, ГТМ, перфорации, ГДИ, ПГИ. Поток вносимых изменений и дополнений достаточно велик, поэтому необходимо наличие автоматизированных инструментов конвертации информации с функциями выявления и исправления ошибок в базе данных.

2. Построение геологической модели

Целью данного этапа является построение детальной трехмерной геологической модели (рис. 1), максимально описывающей геологические особенности объекта, включая условия осадконакопления, наличие региональных трендов в положении реперов, ВНК, разломов, фациальную неоднородность и т.д. Как правило, исследуемые участки являются плотно разбуренными с наличием противоречий в данных по соседним скважинам. Исходя из понимания геологического строения участка, принимается решение о корректировке информации по ряду «ошибочных» скважин. Например, при структурном моделировании корректируются скважины (гипсометрические отметки, положения контактов), противоречащие концепции залегания пластов. Этап «снятия противоречий» является основным и фактически от него зависит качество и достоверность дальнейшей работы с геолого-гидродинамической моделью.

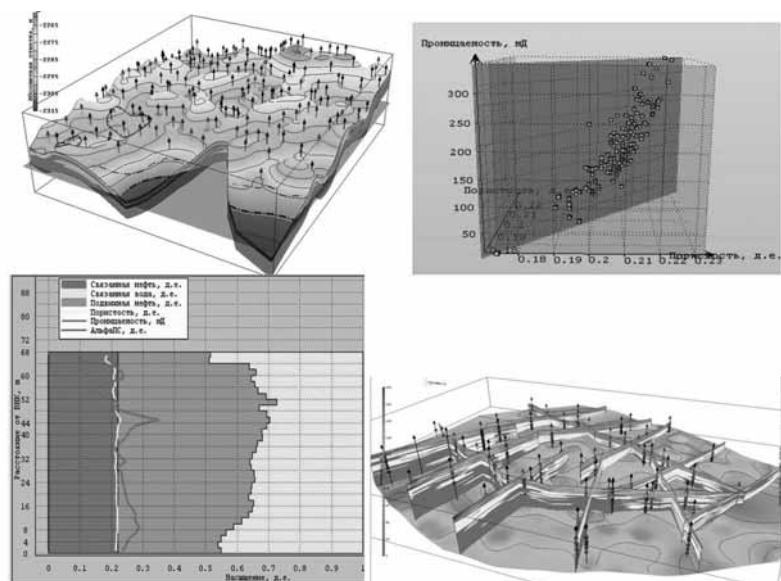


Рис.1. Инструменты геологического моделирования.

3. Построение гидродинамической модели

Для получения текущих распределений нефтенасыщенности и давления проводится построение гидродинамической модели. В качестве основы желательно использовать детальную геологическую модель. Данный этап является одним из самых трудозатратных, требующий от специалиста проведения серии итерационных расчетов с привлечением большого количества как прямой информации (добыча, закачка, перфорация), так и косвенной (результаты ПГИ и другие исследования скважин). Необходимым условием адекватного отражения фильтрационных процессов в гидродинамической модели является тесная связь между геологом и гидродинамиком, позволяющая вносить оперативные изменения в геологическую основу. На основе адаптированной гидродинамической модели оценивается механизм выработки запасов и эффективность применяемой системы разработки

4. Анализ эффективности системы разработки участка, выработки запасов.

В рамках данного этапа оценивается эффективность реализованной системы разработки (рис. 2), соответствие ее проектным решениям, в т.ч. проводится анализ фонда скважин, энергетического состояния, оценивается эффективность проведенных ГТМ. Особое внимание уделяется анализу уже пробуренных БГС с указанием причин и возможных мероприятий по скважинам, не достигшим порога рентабельности. Важнейшей составляющей данного этапа является анализ механизма выработки запасов. На основе результатов моделирования проводится дифференциация запасов (рис. 3), выявляются балансовые, извлекаемые, подвижные, остаточные, дренируемые и т.д. Такая дифференциация позволяет локализовать зоны концентрации текущих подвижных запасов, вовлеченных и не вовлеченных в разработку для планирования мероприятий.

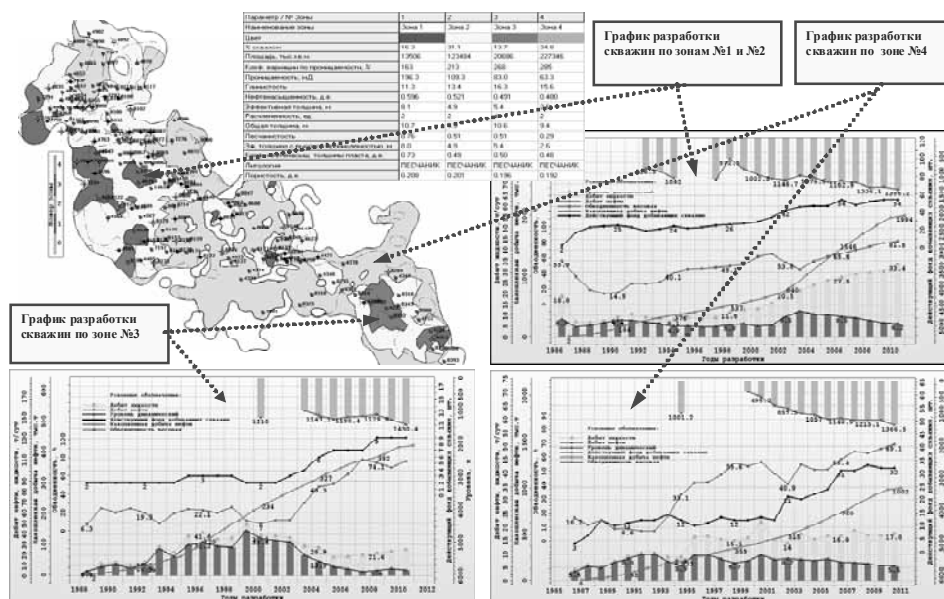


Рис. 2. Зональное распределение показателей разработки.

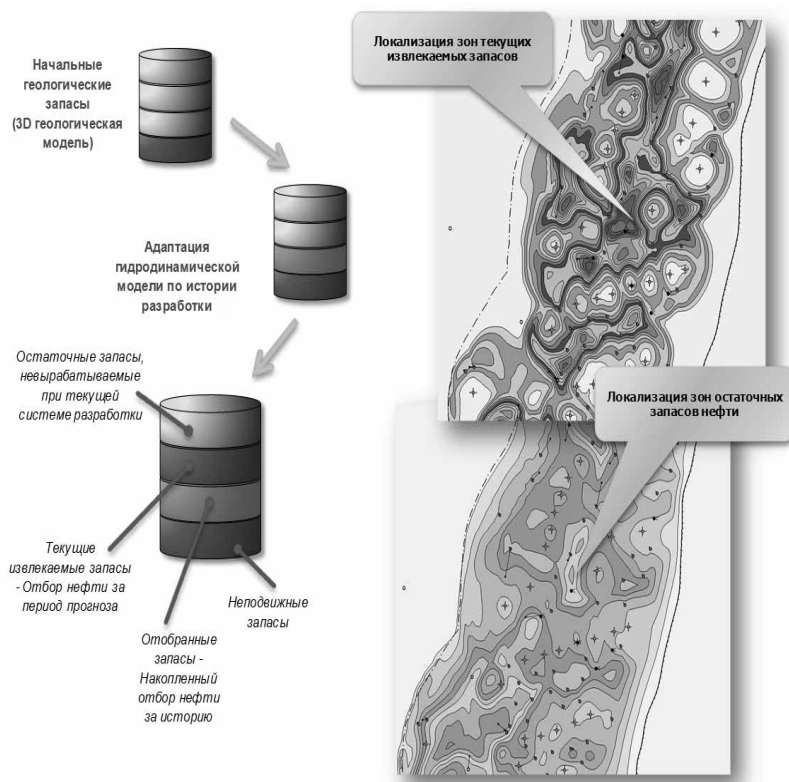


Рис.3. Структура запасов нефти.

5. Подбор кандидатов на бурение БГС. Расчет технологической и технико-экономической эффективности проектируемых БГС.

На основе выделенных зон концентрации текущих запасов нефти, анализа текущей схемы размещения и показателей эксплуатационных скважин подготавливается список скважин для резки боковых стволов. Расчеты начальных и остаточных запасов производятся на основе адаптированной гидродинамической модели.

Подбор кандидатов для резки боковых стволов выполняется по этапам:

- просмотр технологических характеристик скважин участка (состояние по фонду, величины отборов нефти, обводненность, состояние э/к);
- составление списка скважин, наиболее близко расположенных к зоне остаточных запасов, уточнение текущего коэффициента извлечения запасов нефти по скважине-кандидату;
- выявление геологических особенностей строения пласта в районе планируемого БГС.

Фактическая эффективность проведения ГТМ зависит от конкретных геолого-промысловых условий разработки объекта, поэтому геолого-промысловый анализ выделенных участков с целью планирования резки боковых стволов проводится с учетом соответствия их основным критериям применимости этого типа ГТМ. Можно перечислить следующие обобщающие критерии бурения БГС:

- минимальные значения эффективной нефтенасыщенной толщины по рассматриваемому пласту должны быть не ниже технических возможностей бурения с использованием существующей аппаратуры (не менее 3 м);
- величина остаточных запасов нефти по пласту не ниже рентабельных с учетом стоимости бурения;
- желательна изолированность пластов и пропластков, содержащих остаточную нефть, от остальных продуктивных интервалов разреза скважины;
- выбор направления бурения горизонтальных стволов необходимо производить с учетом конфигурации зон остаточных запасов нефти и геолого-промысловых характеристик соседних скважин;
- необходимо стремиться к тому, чтобы фронт вытеснения от соседних нагнетательных скважин подошел к БГС перпендикулярно к направлению, в котором пробурен горизонтальный ствол. Для этого БГС необходимо бурить, по возможности, параллельно размещению разрезающих рядов нагнетательных скважин;
- при бурении БГС в пределах водонефтяных зон необходимо располагать горизонтальные стволы в прикровельной части продуктивного пласта.

Для примера рассмотрим один из объектов, для которого характерно неравномерное залегание осадков с наличием зон замещения и выклинивания коллекторов. Локализация зон подвижных запасов является необходимым, но недостаточным условием для подбора скважин-кандидатов. Одновременно необходимо анализировать залегание по площади залежи песчаных пропластков с достаточной для планирования БГС нефтенасыщенной мощностью. Т.е. требуется найти «тело бурения» бокового горизонтального ствола.

Подбор лучшей траектории проводится через различные азимуты и положения ствола по вертикали. В результате многовариантных расчетов рекомендуется к бурению та траектория, расчеты по которой дали лучшие технико-экономические показатели эффективности: входящий дебит, обводненность, накопленная дополнительная добыча нефти по участку с учетом «интерференции» по ближайшим скважинам, рентабельность с учетом капитальных затрат.

При этом необходимо минимизировать риски бурения. Риск бурения боковых стволов обусловлен чаще всего недостижением проектных дебитов жидкости, связанным с геологическими характеристиками пласта – высокой изменчивостью разреза (замещением пропластков, расчлененностью пласта). Во-вторых, существует фактор обводненности. В связи с анизотропией по проницаемости возможны языковые прорывы как подошвенных, так и закачиваемых вод. Подбор кандидатов проводится с учетом этих факторов риска с удалением от фронта закачки, на высоких гипсометрических отметках с перемычкой в разрезе от водосодержащей пачки на значительном расстоянии от контура нефтеносности.

Результатом работы по обоснованию бурения БГС (рис. 4) являются: параметры планируемой траектории бокового ствола (отход, глубина врезки, коридор бурения от кровли, точка входа в пласт, начало горизонтального участка, азимут, зенитный угол), планируемые технико-экономические показатели (дебиты по нефти/жидкости, пластовые и забойные давления, накопленные показатели, поток наличности, период окупаемости и т.д.).

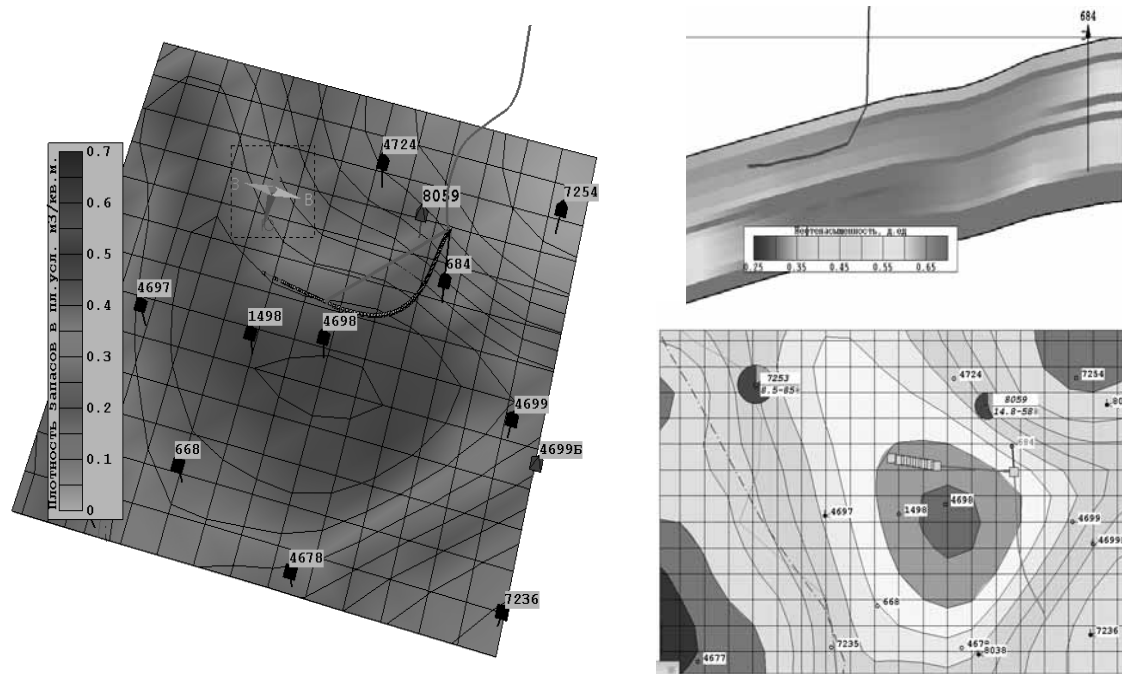


Рис. 4. Рекомендация к бурению БГС.

В заключение необходимо отметить, что залогом успешной реализации запланированных мероприятий является постоянное сотрудничество специалистов разного уровня на этапе бурения бокового ствола для оперативного принятия решений. При бурении ствола могут возникнуть трудности с однозначным определением залегания коллектора. В этом случае важно своевременно и всесторонне интерпретировать результаты ГТИ (геолого-технологические исследования в процессе бурения) с привлечением специалистов геологов-разработчиков, геологов-модельеров, занимающихся прогнозными расчетами эффективности бурения БГС на основе геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник. – М.: «Недра», 1997.
2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. – М.: ООО «ИПЦ «Маска»», 2008. – 272 с.
3. Временное методическое руководство по составлению мини-проектов на внедрение геолого-технических мероприятий в ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». ОАО «ЛУКОЙЛ».
4. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. – Казань: Изд-во «ПЛУТОН», 2002. – 230 с.
5. Регламент по созданию постояннодействующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-047-00. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, Москва, 2000 г. С методическими указаниями 2003 года в дополнении.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ УЭГИС ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

А.И.Имаев, Э.М.Мугинава, В.С.Дубровский

ООО «ТНГ-Грунт»

В настоящее время скважины, выходящие из бурения осваиваются и исследуются с помощью компрессора, свабирования и др. При этом определяется насыщенность исследуемого объекта, а по кривым восстановления уровня (КВУ) – гидродинамические параметры. Эти методы являются более длительными и требуют значительных материальных затрат бригад капитального ремонта или освоения скважин. Применение для этих целей эжекторных установок выгодно отличается от приведенных выше методов по следующим факторам:

- время регистрации КВД не превышает 3-4 часов, поскольку восстановление давления происходит в малом объеме пространства, ограниченном пакером;
- возможен широкий диапазон установки начальных давлений КВД;
- регистрация КВД возможна даже при значительном превышении гидростатического давления над пластовым;
- можно проводить регистрацию нескольких КВД с различными начальными давлениями или с разной длительностью периода притока при одном забойном давлении (рис.1).

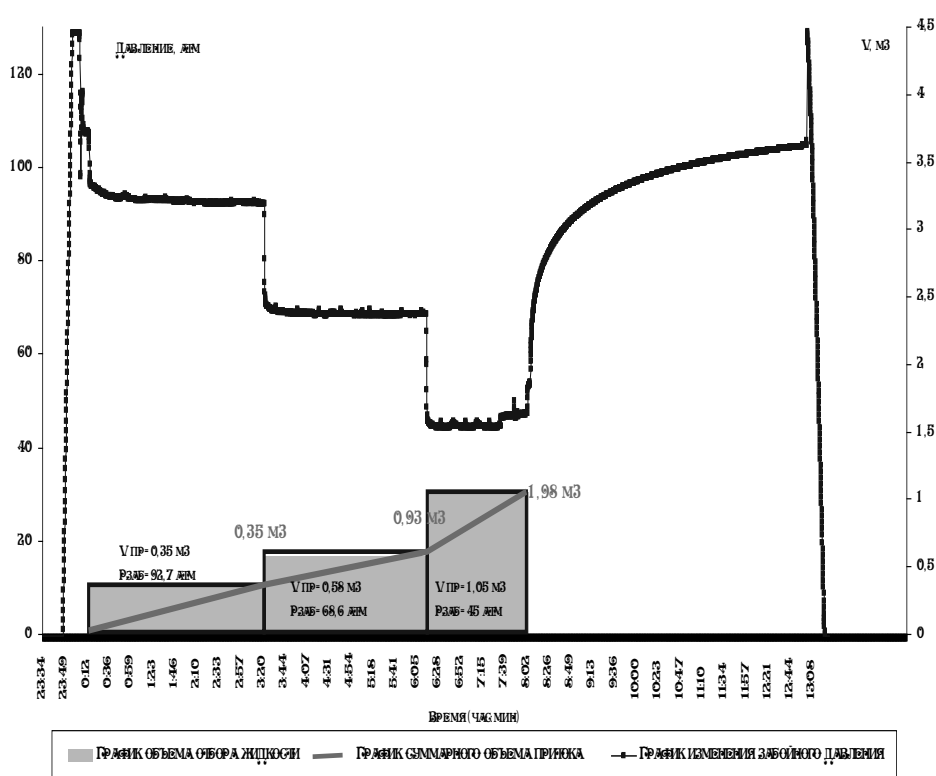


Рис. 1. Результаты применения УЭГИС с КВД-вставкой при освоении скважины.

Существует ряд требований, которым должны отвечать создаваемые технические средства и технологии работ по очистке ПЗП, а также освоения скважин;

- создание за короткий период времени необходимой величины депрессии на пласт и поддержание ее постоянной в течение требуемого времени;
- исключение образования взрывоопасных газовых смесей и открытого фонтанирования скважин;
- возможность пропуска через оборудование измерительной аппаратуры и проведение геофизических исследований при любой заданной депрессии на пласт (рис.2);
- возможность проведения обработки ПЗП с привлечением широкого спектра методов, материалов и стандартного оборудования;
- проведение многоцикловых гидродинамических исследований на разных режимах;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами (рис.3);
- работа в условиях высокого содержания в продукции скважины механических примесей, природного газа и химически агрессивных агентов;

- работа в широком диапазоне изменения дебитов скважин;
- работа в скважинах с любым искривлением ствола;
- соблюдение требований охраны окружающей среды и безопасности труда.

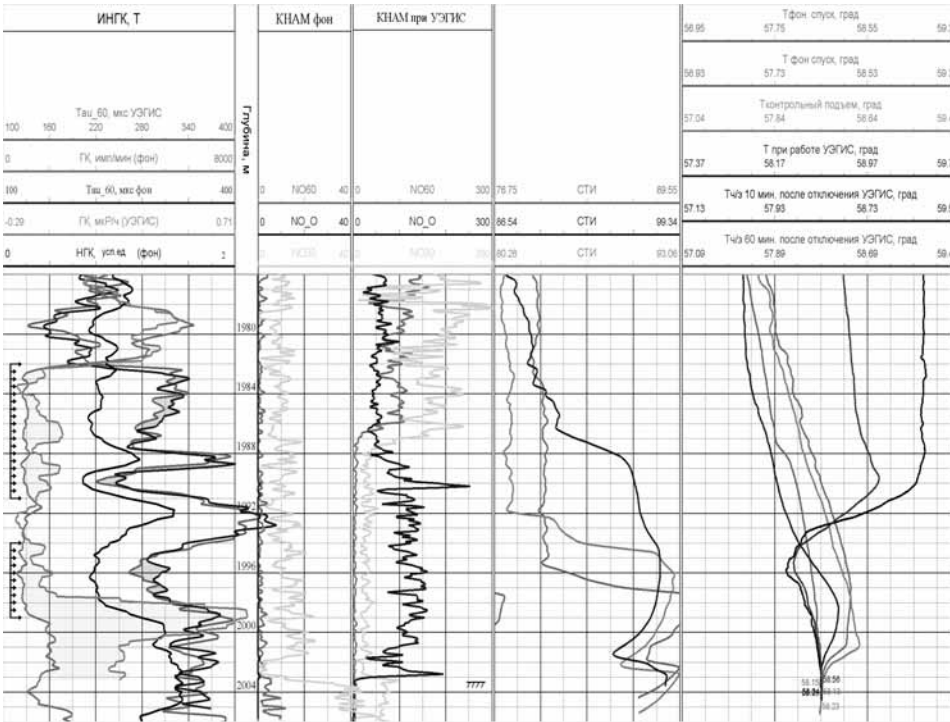


Рис.2. Определение заколонной циркуляции, источника обводнения, работающих интервалов.

Контроль автономным манометром (АЦМ-4 на глубине 2620,0 м)процесса работы УЭГИС
28-29 мая 2010 года

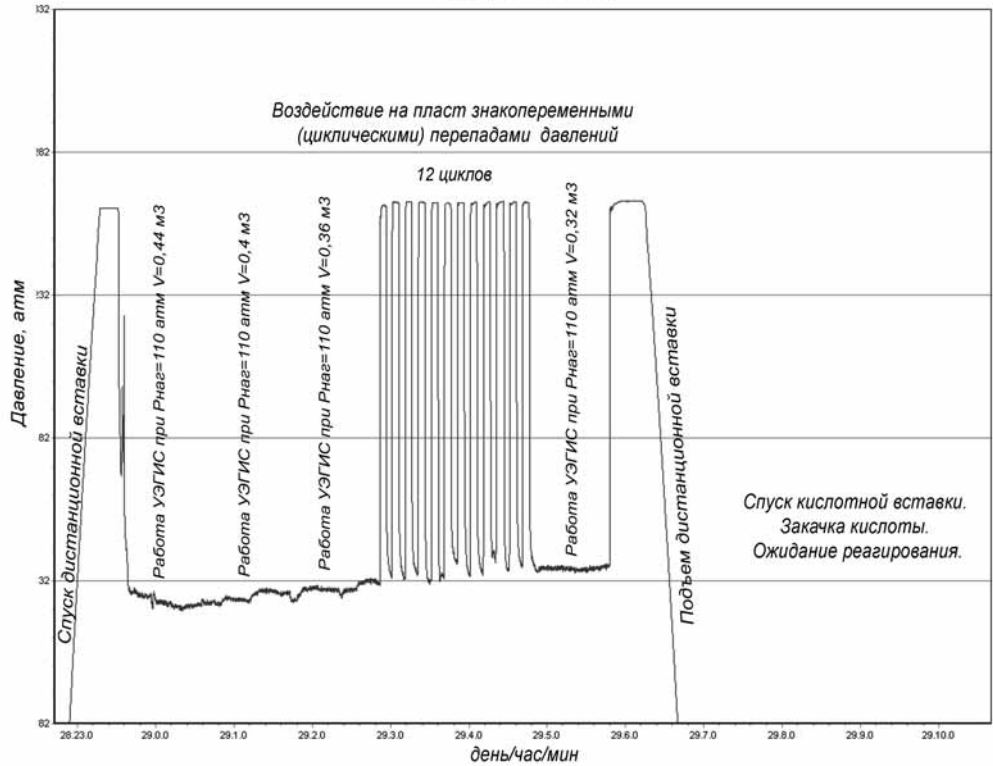


Рис. 3. Воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений.

Эжекторные устройства отвечают всем перечисленным требованиям и относительно других средств имеют следующие преимущества: простота конструкции, отсутствие трущихся деталей, простота передачи и преобразования энергии, возможность работы в широком диапазоне дебитов, возможность оперативного управления забойным давлением, выход на рабочий режим за считанные секунды, надежность работы при высоком газовом факторе и наличии механических примесей в пластовом флюиде, малые габариты и низкая себестоимость.

Применение УЭГИС с целью восстановления коллекторских характеристик ПЗП является экологически чистым методом ОПЗ.

Сущность технологического процесса состоит в том, что в скважину на НКТ спускается корпус устройства со встроенными эжекторными насосами и проходным каналом для геофизических приборов. Под устройством устанавливается пакер, предназначенный для исключения воздействия столба рабочей жидкости на продуктивный горизонт при работе устройства. В корпус устройства доставляют герметизирующий узел, подвижно установленный на кабеле над дистанционным геофизическим прибором. Прибор устанавливают в интервале исследуемого пласта. Установкой герметизирующего узла в корпус насоса, устройство переводится из транспортного в рабочее состояние.

При прокачивании с помощью насосных агрегатов рабочей жидкости через НКТ и эжекторные насосы, в зоне продуктивного горизонта создается заданное снижение гидростатического давления, контролируемое по каналу манометра скважинного прибора и регулируемое давлением нагнетания рабочей жидкости. По достижении заданного снижения давления проводятся исследования или воздействие на пласты скважинным прибором.

После прекращения подачи рабочей жидкости по всему стволу скважины восстанавливается нормальное гидростатическое давление.

ОСВОЕНИЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Н.И.Искрицкая, В.Н.Макаревич, С.А.Богословский

ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт»

Доля легкой нефти в нефтяном балансе запасов страны постоянно снижается, а в структуре добычи преобладает, значительный ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей (ТН) осваивается крайне медленными темпами. Основные причины кроются в экономике и обусловлены более высокими затратами, поскольку добыча, транспортировка и переработка ТН требует применения специальных более интенсивных технологий по сравнению с обычной нефтью. Актуальной задачей является анализ проблем замедленного развития ресурсного потенциала тяжелых нефтей Российской Федерации и поиск путей их преодоления.

На территории Российской Федерации основная часть ресурсов тяжелых нефтей (ТН) приурочена к месторождениям Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций (НГП). Физико-химические свойства тяжелых нефтей, структура запасов и степень их освоения заметно различаются как от региона к региону, так и внутри каждой провинции. В настоящее время на территории Западно-Сибирской НГП разрабатывается примерно 25% залежей тяжелых нефтей; на разрабатываемые залежи приходится 30% извлекаемых запасов ТН провинции. На территории Тимано-Печорской провинции разрабатывается примерно четверть залежей; доля этих залежей в запасах ТН провинции превышает 50%. На территории Волго-Уральской НГП, занимающей лидирующую позицию в вопросах освоения ресурсов тяжелых нефтей, в настоящее время разрабатывается около 40% залежей ТН, на разрабатываемые залежи приходится до 90% запасов тяжелой нефти провинции [1].

В пределах *Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции* сосредоточено более 40% запасов тяжелых нефтей России. По сравнению с другими регионами, тяжелые нефти Западной Сибири в среднем характеризуются меньшими значениями вязкости в пластовых условиях, а также небольшим содержанием серы и попутных металлов. Вместе с тем, нефти ряда крупных месторождений (Тазовское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Северо-Комсомольское, Ван-Еганское) характеризуются как высоковязкие. Залежи высоковязких нефтей приурочены к меловым отложениям и расположены в основном на глубинах 800–1500 м.

Отдельного рассмотрения достойно уникальное Русское месторождение тяжелых нефтей, расположенное на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Геологические запасы этого крупнейшего в России месторождения ТН достигают 1,47 млрд. т. Залежи сверхтяжелой (0,936 г/см³), сверхвязкой (217 МПа·с), малосернистой, малопарафинистой нефти приурочены к терригенным отложениям верхнего мела. Месторождение находится в распределенном фонде, но темпы его освоения невелики.

На территории *Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции* (ТПП) на ТН приходится примерно треть извлекаемых запасов нефти. Добыча тяжелой нефти в провинции несоизмерима с ее долей в запасах, и в настоящее время составляет менее 15% суммарной добычи нефти в регионе. Всего на территории ТПП расположено более сорока месторождений тяжелых нефтей; основные запасы сосредоточены в Тиманской, Хорейверской и Варандей-Адзвинской НГО. В целом тяжелые нефти ТПП характеризуются высокой и сверхвысокой вязкостью, среди месторождений тяжелых высоковязких нефтей следует отметить Ярегское (вязкость 12000–15000 МПа·с), Торавейское

(более 1800 МПа·с), Усинское (710 МПа·с), Тобойско-Мядсейское (более 150 МПа·с), Западно-Хоседаюское (110 МПа·с). Содержание серы в нефтях ТПП достигает 2,5–3,5%, доля высокосернистых нефтей составляет около 75% по провинции в целом и достигает 98% в Ненецком автономном округе.

Основная часть геологических запасов тяжелых нефтей ТПП приурочена к значительным глубинам. Исключением является Ярегское месторождение, залежи которого расположены на глубинах 100–180 м, что позволяет эффективно использовать термощахтные методы добычи. На большинстве других месторождений ТПП основные залежи ТН приурочены к интервалу глубин 850–1700 м, а в ряде случаев (например, на Тобойско-Мядсейском, Тэдинском, Западно-Хоседаюском месторождениях) и к большим глубинам, до четырех километров.

Также необходимо отметить существенную разницу в степени освоения ресурсов тяжелых нефтей внутри провинции. Основные запасы ТН Республики Коми приурочены к двум крупнейшим месторождениям (Ярегское и Усинское), которые находятся в активной разработке с использованием современных тепловых методов. В то же время на севере Тимано-Печорской провинции, в пределах Ненецкого АО, большая часть запасов ТН еще не вовлечена в разработку.

Значительные запасы тяжелых нефтей приурочены также к акваториальной части Тимано-Печорской провинции – шельфу Печорского моря, на котором расположен целый ряд крупных месторождений (Приразломное, Долгинское, Медыньское-море). Особо следует выделить сверхтяжелые, высоковязкие и высокосернистые нефти месторождения Медыньское-море, открытого в 1997 г., с начальными геологическими запасами ТН более 360 млн. т. [2].

Волго-Уральская НГП по запасам тяжелых нефтей находится на втором месте среди нефтегазоносных провинций России. На территории Волго-Уральской НГП находится более пятисот месторождений с залежами тяжелой нефти, большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелых нефтей Волго-Уральской НГП превышают 660 млн. т, при этом залежи с запасами более 1 млн. т составляют лишь 7% от общего числа залежей, обеспечивая вместе с тем 60% запасов ТН провинции. Наиболее крупные залежи тяжелых нефтей приурочены к терригенным и карбонатным отложениям нижнего и среднего карбона и карбонатам верхнего девона. Подавляющее большинство залежей сосредоточено на глубинах 700–1500 м, в ряде случаев глубина залегания продуктивных пластов достигает 2–2,5 км.

Тяжелые нефти Волго-Уральской провинции характеризуются высокими значениями вязкости, и сернистости – доля высокосернистых нефтей в запасах ТН провинции превышает 97%. Во многих залежах (Аканское, Степноозерское, Вишнево-Полянское, Зимницкое месторождения) содержание серы превышает 4–5%. Кроме того, для тяжелых нефтей Волго-Уральской провинции характерно значительное содержание полезных попутных компонентов, в первую очередь, ванадия и никеля. Высокая концентрация этих металлов отмечена в нефтях Ромашкинского, Ново-Елховского, Степноозерского, Зимницкого и многих других месторождений.

На территории Республики Татарстан в опытно-промышленной разработке находятся также залежи сверхвязкой нефти, с вязкостью более 2500–4000 МПа·с. Благодаря использованию современных термических методов добычи нефтеотдача при разработке этих залежей превышает 30%. По различным оценкам, суммарные ресурсы СВН и природных битумов Республики Татарстан составляют от 1,4 до 7 млрд. т [3].

Важным условием расширения ресурсной базы углеводородов нефтяных компаний является создание и промышленное внедрение инновационных технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в т.ч. тяжелых нефтей и битумов. На территории Восточно-Европейской платформы основные лидеры в данном направлении – ОАО «Татнефть» (Татарстан, Ульяновская область) и ОАО «ЛУКОЙЛ» (Тимано-Печорская провинция). На месторождениях ТН методы повышения нефтеотдачи необходимо применять с самого начала разработки. Но даже существенный прирост добычи, получаемый за счет внедрения прогрессивных методов повышения нефтеотдачи, не всегда приводит к снижению издержек производства, а рентабельность достигается только при наличии налоговых льгот.

Одно из старейших и уникальных месторождений ТВН – Ярегское (Республика Коми), опытная эксплуатация которого ведется с 1935 г. По данным ОАО «ЛУКОЙЛ» на Ярегском месторождении шахтным способом добывается около 99% добываемой на месторождении нефти. Применение прогрессивной термощахтной технологии позволяет достичь величины нефтеизвлечения на Ярегском месторождении до 55–60%. При термощахтной технологии нефтеизвлечение оказалось выше в 30 раз по сравнению со скважинным способом разработки месторождения с поверхности земли и в 10–15 раз – по сравнению с шахтным методом на естественном режиме без паротеплового воздействия. Себестоимость добычи нефти термощахтным методом на Ярегском месторождении почти в два раза ниже себестоимости добычи паротепловым воздействием через скважины с поверхности земли.

Несмотря на это, себестоимость добычи тяжелой нефти в 3–4 раза выше легкой, поэтому без налоговых льгот добиться конкурентоспособных технико-экономических показателей трудно. Здесь внедрение новой технологии проводится на уже работающем промысле, а когда идет освоение месторождений с нуля – себестоимость будет еще выше.

Увеличение добычи нефти на Ярегском месторождении стало возможным за счет введения нулевой ставки НДС для месторождений сверхвязкой нефти, а также использования понижающего коэффициента для месторождений со степенью выработанности более 80 %, что позволяет достичь конкурентоспособных технико-экономических показателей добычи. Но добыть эту трудную нефть – еще не решение всех проблем.

Подготовка ТВН к сдаче в магистральный трубопровод является сложной задачей. Поскольку ТВН по составу отличаются от обычных нефтей, сдача товарной продукции в магистральный трубопровод вызывает немало проблем, т.к. качественные показатели по содержанию примесей и серы, как правило, находятся на уровне предельно допустимых. Доведение исходного сырья до стандарта качества достигается разбавлением более легкой нефтью, переработкой на дополнительном технологическом участке до получения так называемой «синтетической» нефти. Иногда строятся специальные трубопроводы с подогревом, чтобы обеспечить транспортировку ТВН, что также увеличивает издержки производства.

За последние годы тарифы на транспортировку нефти по трубопроводам возросли в 3,4 раза, на железнодорожные перевозки – в 4,5 раза, поэтому транспортные издержки существенно влияют на доходы компаний. Компании, прокачивающие более качественную нефть, предъявляют АК «Транснефть» иски на возмещение убытков в результате ухудшения состава нефти в пути следования от добывающего предприятия к перерабатывающему. Переход на новые международные стандарты топлив, нацеленных на улучшение экологической обстановки, также требует дополнительного повышения качества исходного сырья в переработке, поэтому претензии предъявляют и нефтеперерабатывающие предприятия.

При поставке нефти на переработку на нефтеперерабатывающие предприятия существуют компенсационные выплаты за снижение качества нефти. Они зависят от содержания фракций до 350 °С («потенциал светлых нефтепродуктов») и количества серы в нефти. Содержание светлых фракций в нефти практически регламентирует ассортимент вырабатываемых предприятием топлив, а в ряде случаев может приводить и к ограничению объема переработки нефти. Второй показатель предопределяет качество вырабатываемых мазутов по содержанию в них серы и уровень затрат на гидроочистку средних фракций нефти. Так, по расчетам АО «КИНЕФ» («Киришинефтеоргсинтеза») каждый процент снижения потенциала светлых фракций в поступающей на переработку нефти приводит к уменьшению прибыли предприятия в размере 1,5% от цены нефти, а каждые 0,1% серы – 3,4% от цены нефти [4].

Минэнерго считает целесообразным создание банка качества нефти на основе ее сортов. Главной целью введения банка качества является повышение качества нефти, ее цены на внешнем рынке. Компании, добывающие легкую нефть, терпят убытки за счет понижения ее качества в процессе прокачки, поскольку вместо марки Brent на экспорт поступает марка нефти Urals. Известно, что баррель Urals стоит на 1–2 доллара дешевле смеси Brent, которая служит основным показателем цены на нефть на мировом рынке. Сибирский сорт нефти Siberian light дороже, чем Brent. Чем выше мировые цены на нефть, тем больше разрыв между ее сортами. Он может составлять уже около 10 долларов за баррель и выше.

Создание банка качества – идея хорошая, но она может болезненно сказаться на работе компаний, разрабатывающих месторождения ТВН и СВН. По оценкам консультанта Президента РТ по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Р.Х. Муслимова, при введении банка качества по монетизированной модели на каждой тонне в зависимости от того или иного варианта администрирования татарские нефтяники потеряют не менее \$10, а при сортовой – даже около \$20. Если компании, добывающие ТВН и СВН, будут платить компенсации, то их финансовое положение ухудшится, и поступления в бюджеты всех уровней ряда регионов – существенно сократятся.

Доля прокачиваемых ТВН и СВН оценивается примерно в 10–15%, поэтому целесообразно развивать специальные технологии подготовки добываемого сырья, получения «синтетической» нефти. Транспортировка ТН зависит от их физико-химических свойств. Может осуществляться железнодорожным транспортом, трубопроводным, поточно-контейнерным. Трубопроводный транспорт экономически более выгоден при значительных объемах добычи (сотни тысяч и миллионы тонн в год), но создание специального трубопровода требует значительных общих капитальных вложений при освоении месторождений ТН (более 30% от стоимости проекта). Учитывая возрастание доли ТВН в добыче на перспективу, необходимо уже сегодня развивать все виды их транспортировки.

Конечно, имеются объективные причины создания банка качества транспортируемой нефти, в котором заинтересованы и государство, и нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие компании. Но его организация не должна сводиться к выплате штрафов компаниям, работающих на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами в пользу компаний, работающих в более благоприятных условиях. Создание банка качества требует углубленной подготовки нефти. Создавая специальную систему подготовки и транспортировки СВН, частная компания решает и государственную задачу улучшения качества нефти, поэтому здесь необходима поддержка государства, создание рациональных схем организации производства в рамках частно-государственного партнерства.

Последовательность ввода месторождений ТН в разработку, издержки производства и показатели экономической эффективности зависят как от технологической возможности разработки месторождений, так и от наличия современных мощностей по их переработке. Например, мощности строящегося Нижнекамского НПЗ по глубокой переработке ТВН должны соответствовать объемам добычи трудноизвлекаемых запасов в регионе на перспективу. Добывающей и перерабатывающей компании нужен надежный сбыт продукции, поэтому их развитие должно быть сбалансировано.

В нашей стране в 1990-х г. наблюдался резкий спад нефтепереработки с 298 млн. т в 1990 г. до 173 млн. т в 2000 г. По данным Минтопэнерго объем первичной переработки нефтяного сырья в 2009 г. составил 235,7 млн. т и снизился

на 1,1 млн.т или на 0,5% к уровню соответствующего периода 2008 г. Несмотря на относительный рост объема переработки по сравнению с 2000 г., он так и не достиг уровня начала спада. Нарастание объемов переработки происходило на старых производствах. Уровень глубины переработки сырья на отечественных НПЗ колеблется вокруг среднего значения 71,2 %. Это средний показатель: более половины НПЗ работают с глубиной переработки 50–70 %, статистику спасают несколько относительно успешных заводов с глубиной переработки на уровне 80% и выше. В большинстве развитых стран нормой считается глубина переработки 85–95 %.

В настоящее время в крупнотоннажной нефтепереработке идет модернизация технологических процессов с учетом увеличения доли ТВН в общем балансе добываемой нефти. Основные процессы: каталитический крекинг, гидрокрекинг, замедленное коксование и висбрекинг. Углубление переработки ведет к сокращению тяжелых фракций, что само по себе хорошо. Если раньше тяжелые остатки были в избытке, и шли на выработку нефтебитумов, то теперь в связи с углублением переработки в нашей стране уменьшился выпуск нефтебитумов почти вдвое по сравнению с 1990-ми годами. На сегодняшний день потребность в нефтяных битумах, которые получают из фракций обычной и тяжелой нефти, составляет более 2,5 млн. т в год. Темпы среднегодового роста спроса на нефтяные битумы в ближайшей перспективе ожидаются в пределах 10%, к 2015 г. объемы их использования могут достичь 9–10 млн. т в год [5].

Целесообразно создавать на промыслах установки по переработке ТВН с получением «синтетической» нефти и битумов, решая таким образом проблемы их транспортировки и переработки. Мощность установок должна соответствовать объемам добычи. При полной загрузке мощностей окупаемость даже среднетоннажных установок составляет 3–4 года с момента запуска производства. «Синтетическая» нефть соответствует технологическим характеристикам обычной нефти и сдается в нефтепровод, а дорожный битум используется в регионах для нужд дорожного строительства.

Учитывая ухудшение ресурсной базы, получение качественных нефтепродуктов в достаточных объемах невозможно без модернизации существующих процессов переработки и ввода новых производств, рассчитанных на комплексную переработку ТВН. При этом целесообразно не смешивать нефти различных марок, ухудшая качество и повышая затраты на их глубокую переработку, а создавать мощности по переработке ТВН. Такое разделение перерабатываемого сырья позволяет повысить глубину переработки и качество товарной продукции, получаемой из легких нефтей и обеспечивать потребность в нефтебитумах за счет природной битумной нефти.

Изучение состава попутных компонентов ТВН показало, что содержащиеся в них металлы (V, Ni) качественно превосходят получаемые аналоги из руды, и ведущие страны предпочитают их использовать в инновационных технологиях, где нужны металлы более высокой чистоты, чем в литейном производстве. Наиболее развитые страны, такие как Канада и Япония, полностью получают ванадий из ТВН. Даже если сырье импортируется, то преимущественно используются для извлечения ванадия нефтяные остатки или металлоносный кокс, а не руда. В США удельный вес извлечения ванадия из нефти превышает 80%. Россия обладает крупнейшими в мире месторождениями ванадийсодержащих титаномагнетитовых руд, но, несмотря на высокие цены на сырье, предприятия по их разработке имеют низкие технико-экономические показатели деятельности.

До 2002 г. среднегодовое мировое потребление ванадия долгое время было стабильным и составляло примерно 33–35 тыс. т. Однако с 2003 г. спрос на ванадий начал расти опережающими темпами, к 2005 г. достиг 47 тыс. т и продолжает расти более умеренными темпами. В условиях кризиса, начиная с конца 2008 г., значительного снижения цен на ванадий и изменения спроса не наблюдается, а в Китае объемы производства пентаоксида ванадия и феррованадия с 2009 г. стабильно возрастают. Причины роста спроса на ванадий и его производные:

- общий рост мирового производства стали;
- опережающий рост производства конструкционных, нержавеющей и специальных сталей, особенно в Китае;
- применение ванадия в производстве аккумуляторов (входит в состав литиево-полимерных аккумуляторных батарей);
- быстрый рост цен на ряд стальных лигатур (в первую очередь – на никель) и поиск их заменителей.

Извлечение, применение ванадия и его производных в различных производствах является перспективным направлением деятельности, которым при использовании ресурсного потенциала ТВН практически пренебрегают. В процессе добычи нефти ванадий не может быть извлечен как товарный продукт, он концентрируется в составе кокса при последующей переработке ванадийсодержащих нефтей. Разработка промышленных технологий извлечения ценных попутных компонентов из нефтей является перспективным направлением исследований.

Анализ практики освоения месторождений тяжелых нефтей показывает, что, несмотря на некоторые существенные достижения в добыче и переработке данного вида сырья, комплексного промышленного освоения месторождений данной категории еще не наблюдается. Основная причина заключается в том, что еще не достигнуты сопоставимые с обычной нефтью технологические и экономические показатели добываемого сырья и получаемых продуктов переработки.

За последние годы введены некоторые льготы по уплате НДС при разработке трудноизвлекаемой нефти. Несмотря на положительные тенденции, на практике система налогообложения в недропользовании остается сложной. Месторождения ТВН, обоснованно имеющие более высокие удельные затраты на добычу нефти, разрабатываются не так эффективно, как могли бы, что невыгодно как для государства, так и для недропользователей.

Основные направления ускорения темпов освоения месторождений ТН:

- внедрение эффективных технологий добычи;
- решение проблем сдачи товарной нефти в магистральный трубопровод;
- создание новых мощностей по переработке ТН;
- решение проблемы потерь ценных попутных компонентов, содержащихся в ТН;
- поиск новых товарных продуктов, получаемых из ТН, и конкурентоспособных технологий их производства;
- государственное стимулирование рационального использования и развития минерально-сырьевой базы углеводородов.

Таким образом, рассмотрен ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации, охарактеризованы особенности ресурсной базы нефтегазоносных провинций РФ, располагающих их значительными запасами. При решении существующих проблем, ресурсный потенциал ТН может стать надежным источником поддержания необходимых стране объемов добычи и переработки нефти, ценных попутных компонентов и новых товаров на их основе.

Литература

1. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения. Теория и практика // Электрон. науч. журн. – 2010.
2. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Особенности освоения тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов Восточно-Европейской платформы. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 192 с.
3. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. – Казань: Изд-во “Фэн”, 2007. – 295 с.
4. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. Авт. колл.: Садчиков И.А., Сомов В.Е., Шершун В.Г., Кореляков Л.В. – М.: ОАО «ЦНИИТЭнеfteхим», 2002. – 292 с.
5. Данилова Е. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. – 2008. – декабрь. – С. 36–37.

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА

Ш.М.Исмаилов

Институт экономики Таджикистана

В соответствии с произведенными исследованиями, в начале III тысячелетия в общем объеме потребления энергии доля ее отдельных видов составляет: 39,5% нефть, 24,3% уголь, 22,1% природный газ, 6,9% гидроэлектроэнергия и 6,3% атомная энергия [1]. Вместе с тем, наряду с повышением мирового спроса на нефть, растут (пусть меньшими темпами) потребности во всех иных видах энергоресурсов, в том числе в возобновляемых энергоресурсах.

В Центральной Азии, где в экономике стран региона серьезное место занимает сельское хозяйство, основанное на поливном земледелии, для отдельных стран с ограниченными запасами нефтяных и газовых ресурсов, в качестве основного источника энергии может применяться энергия водных потоков горных рек. При этом, с одной стороны, использование энергии горных рек позволяет получить достаточно дешевую возобновляемую гидроэлектроэнергию (себестоимость производства 1 квт/ч электроэнергии действующей Нурекской ГЭС составляет всего 0,2 цента), с другой – осуществить накопление в водохранилищах громадных запасов воды, что позволит в летний период рационально использовать ее для полива сельскохозяйственных культур.

В то время, как в условиях энергетического кризиса отдельные государства считали возможным постановку вопроса о межстрановом разделе нефтегазовых природных богатств на обширной территории российской Сибири, точно также отдельные центрально-азиатские государства для собственных мелиоративных и иных целей предъявляют к Таджикистану свои требования на обладание водными ресурсами, зарождающимися на территории нашей страны. В случае серьезной постановки указанных вопросов они могут быть решены в рамках регионального сотрудничества на основе норм национального и международного права с учетом интересов каждой стороны.

Основная часть водных ресурсов региона Центральной Азии (53%) формируется в Таджикистане. Общие потенциальные запасы гидроэнергоресурсов страны составляют 527 млрд.квт/ч в год, в том числе технически пригодные для освоения – 220 млрд.квт/ч год, причем современный уровень производства электроэнергии не превышает 7–8% от технически пригодного гидроэнергетического потенциала.

Суммарные энергоресурсы страны оцениваются в размере 1033 млн.тонн условного топлива, причем только менее 1% из них составляют разведанные запасы нефти, газа и конденсата. Увеличение добычи нефти и газа требует значительных затрат, связанных с применением новых технологий, сложными горно-геологическими условиями и глубиной залегания более 5–7 км. Прогнозные запасы углей в настоящее время оцениваются в 4–5 млрд.тонн, из которых ежегодно добывается незначительная часть, однако многие угольные месторождения расположены в труднодоступных высокогорных районах [2].

Для Таджикистана, не обладающего серьезными запасами нефтяных и газовых ресурсов, но имеющего крупные запасы угля и очень большие запасы гидроэнергетических ресурсов развитие гидроэнергетики представляет собой не только предпосылку ускоренного развития этой важной отрасли. Более активное использование гидроэнергетических ресурсов горных рек страны способно стать катализатором для развития малого и среднего производственного предпринимательства, стимулировать производство на действующих и создание новых промышленных предприятий, поддержать рост производства в аграрном секторе, а также стать серьезным предметом экспорта и источником поступления валютных средств.

Реализация принятой в Таджикистане Стратегии развития энергетики на период до 2025 года позволит [3]:

- первое, ежегодно вырабатывать дополнительно сверх потребностей населения страны и внутренней экономики более 50 млрд. квт/ч дешевой и экологически чистой гидроэлектроэнергии и обеспечить потребности в электроэнергии населения других стран Центральной Азии, включая Афганистан и Пакистан;

- второе, освоить для сельскохозяйственных целей свыше двух миллионов гектаров новых земель и улучшить мелиоративное состояние миллионов гектаров пахотных земель. Такое решение в условиях ускоренного роста численности населения стран Центральной Азии и Афганистана имеет не только экономическое, но и социальное значение;

- третье, обеспечить разумное регулирование стока бесценных для региона водных ресурсов, что соответствует целям каждой страны региона;

- четвертое, начать освоение богатых и стратегически ценных запасов полезных ископаемых в Таджикистане и Афганистане (в первую очередь, меди, антрацита, урана и др.), что позволит коренным образом преобразовать горнодобывающую и перерабатывающую промышленность. В этих условиях только одна наша страна сможет довести выработку высококачественного алюминия с сегодняшних 400 тыс. тонн в год до 1,5–2 млн. тонн;

- пятое, резко улучшить экологическое состояние стран Центральной Азии.

Следует отметить, что указанная стратегия будет способствовать ускоренному росту почти всех отраслей национальной экономики и предусматриваемые к строительству производственные объекты будут высокодоходными, что позволит в короткие сроки возместить затраченные средства.

Целенаправленная реализация указанной стратегии уже в 2009 году сократила размер зимнего энергодефицита, в том числе за счет использования построенной совместно с Россией Сангтудинской ГЭС-1, ускорила строительство Сангтудинской ГЭС-2, введение в строй новых малых ГЭС, завершение строительства ЛЭП «Юг-Север» «Лолазор-Хатлон», перевод крупных потребителей природного газа на потребление угля, что, как ожидается, позволит уже ближайшие годы в целом обеспечить зимние потребности страны в электроэнергии, исключить ее лимитирование в осенне-зимний период, создать условия для круглогодичного промышленного производства в Таджикистане.

Это, несомненно, оздоровит экономическое развитие страны, укрепит производственный потенциал предприятий и позволит создать дополнительные промышленные рабочие места, снимет энергетические ограничения для развития предпринимательства, что, в свою очередь, сократит необходимость во внешней трудовой миграции, улучшит основы реализуемой денежно-кредитной и бюджетно-налоговой политики.

Сегодня Правительством страны ставится вопрос о скорейшем завершении строительства за счет внутренних и привлеченных ресурсов Рогунской ГЭС, способной в перспективе не только полностью обеспечить потребности страны в электроэнергии, но и стать основным источником поступления валютной выручки. Строительство этой ГЭС позволит также изучить возможности для поэтапной электрификации имеющихся в Таджикистане участков железной дороги, увеличению потребления электрической энергии в бытовых целях и пр.

В Таджикистане в последнее десятилетие уделялось значительное внимание правовому регулированию отношений в области организации и функционирования энергетики. Так, в частности, были приняты законы, регулирующие различные сферы и проблемы топливно-энергетического комплекса страны: законы «Об энергетике» (2000), «Об энергосбережении» (2002), «Об атомной энергии» (2004), Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003–2015 годов (2002), закона «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2010). Кроме того, отношения в энергетической сфере регулируются гражданским законодательством, законами «О недрах» (1994), «О соглашениях о разделе продукции» (2007) и иным законодательством.

Гражданский кодекс, определяя со своих позиций общие правоотношения в энергетике, как и в другой отрасли экономики, более детально регулирует только договорные правоотношения в области энергоснабжения. Вместе с тем правила указанных договорных отношений могут также применяться к поставке тепловой энергии, к снабжению через присоединенную сеть газом, нефтью и нефтепродукцией, водой и другими товарами, если иное не установлено законодательством, договором или не вытекает из существа обязательства (ст. 579 ГК РТ).

Однако Гражданский кодекс, будучи частно-правовым нормативным актом, включает лишь те нормы предпринимательского права, которые имеют частно-правовой характер. Публично-правовые нормы по организации хозяйственной деятельности им, как правило, не охватываются [4], поскольку «К имущественным отношениям, основанным на административном или ином властном подчинении одной стороны другой, гражданское законодательство не применяется, если иное не предусмотрено законодательством» [5].

Энергетическое законодательство Республики Таджикистан необходимо рассматривать в качестве комплексной отрасли законодательства, где предмет регулирования включает в себя элементы других отраслей права, в частности,

гражданского и предпринимательского (хозяйственного), регулирующих со своих позиций отдельные стороны правоотношений в области энергетики. Энергетическое законодательство включает в себя как частноправовые, так и публично-правовые начала. Это осложняет определение понятия энергетического права и его места в правовой системе.

Исходя из наличия в Законе «Об энергетике» как публично-правового, так и частноправового начал, можно рассматривать энергетическое право как комплексную отрасль права **третьего** уровня (при этом гражданское право считается отраслью права первого уровня, предпринимательское право – комплексной отраслью права второго уровня с тенденцией возрастания в основную отрасль) [6].

Общеустанавливающие правоотношения в области энергетики определены Законом «Об энергетике». Законодательство Республики Таджикистан об энергетике основано на Конституции Республики Таджикистан и состоит из указанного Закона, других законов, а также международно-правовых актов, признанных Республикой Таджикистан (ст.3 закона об энергетике). Целью этого Закона является правовое обеспечение государственной политики в области энергетики Республики Таджикистан на основе рыночных, институциональных и информационных механизмов в интересах обеспечения ее надежности и развития, а также защиты интересов потребителей энергии.

В нем установлены правовые основы экономических отношений в сфере энергетики, определены полномочия органов государственной власти по регулированию этих отношений, а также особенности регулирования энергетических предприятий (защита прав, инвестирование, финансирование, концессия). В соответствии со ст.6 закона Правительству вменена обязанность обеспечения ведущей роли государства в развитии энергетики Республики Таджикистан (публично-правовое начало), а также содействие участию частного сектора в топливно-энергетическом комплексе (частноправовое начало).

Правовое регулирование топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в Законе об энергетике обусловливается не детализацией методов регулирования отношений, а только общей сферой регулирования – отношениями, связанными с организацией и функционированием ТЭК Таджикистана.

Для условий Таджикистана большое значение имеет проведение энергосберегающих мероприятий, отношения которых регулируются специальным законом об энергосбережении. В Таджикистане не существует производств по использованию или выработке атомной энергии (за исключением экспериментальных устройств и хранилищ отходов), однако для регулирования отношений в этой сфере принят специальный закон. Вместе с тем, учитывая экологическую безопасность населения, необходимо законодательно принять акты, регулирующие обращение радиоактивных отходов, деятельность в отношении хранилищ таких отходов и др.

Стратегический план приватизации государственной собственности (2004) предусматривает регулирование деятельности основных энергетических объектов страны как крупных субъектов естественных монополий и сохранение их в государственной собственности. В республике завершено строительство Сангтудинской ГЭС-1 (в соответствии с соглашениями с Россией от 2004 г.), завершается строительство Сангтудинской ГЭС-2 (по соглашению с Ираном), реализуются меры по завершению строительства Рогунской ГЭС, других малых и средних ГЭС. Энергетическое хозяйство Горного Бадахшана, переданное в долгосрочную концессию (1999), позволило не только сохранить это государственное имущество, но и, прежде всего, обеспечить стабильное энергоснабжение потребностей населения этой горной области Таджикистана, завершить строительство ГЭС «Памир-1» и начать строительство ГЭС «Памир-2».

Концепцией развития отраслей ТЭК страны до 2015 года (2002) предусматривается приоритетное развитие гидроэлектроэнергетики, покрытие дефицита электроэнергии в зимний период за счет перевода на уголь действующих ТЭЦ и крупных потребителей нефти и газа, расширенного использования альтернативных источников электроэнергии, импорта недостающих объемов электроэнергии, введения ограничений по использованию электроэнергии, строительство ЛЭП «Юг-Север» и ТЭЦ на Севере республики. Совершенствование нормативно-правовой базы ориентируется на действующее законодательство, заключение двух- и многосторонних соглашений и договоров по различным направлениям энергетики.

В целях стимулирования инвестиций в энергетику и строительство новых ГЭС Налоговым кодексом (ст.343) предусмотрен большой перечень налоговых льгот заказчику и генподрядчику строительства ГЭС, а также по НДС и налогу с пользователей автодорог иным участникам строительства (поставщикам товаров, работ и услуг и субподрядчикам).

Законодательство о недрах и соглашениях о разделе продукции позволяет, используя различные формы взаимоотношений между государством и инвесторами, наиболее оптимальным образом урегулировать правовые взаимоотношения между ними. В Налоговый кодекс внесена дополнительная глава (2008), предусматривающая предоставление значительных налоговых льгот инвесторам, функционирующим на основе соглашения о разделе. Это позволило в 2008-2009 гг. подписать два соглашения по первой форме раздела продукции с серьезными иностранными инвесторами.

Новое законодательство об инвестициях в Таджикистане гарантирует после вложения инвестиционных средств сохранение в течение 5 лет прежних условий инвестирования, однако невнесение соответствующих поправок в Налоговый кодекс делает такие гарантии в определенной степени сомнительными.

Недавно принятый Закон «Об использовании возобновляемых источников энергии» (2010) регулирует правовые отношения, возникающие между государственными органами, физическими и юридическими лицами в сфере приоритетного и эффективного использования возобновляемых источников энергии и определяет правовые и экономические основы, обеспечивающие повышение уровня энергосбережения, снижение уровня антропогенного воздействия на окружающую среду и климат, экономию и сохранение невозобновляемых источников энергии для будущих поколений. Закон создает правовую основу для использования в энергетических целях не только гидроэнергоресурсы малых рек Таджикистана, но и солнечной, ветряной и иной энергии, в первую очередь для обеспечения потребности в труднодоступных регионах Таджикистана.

В настоящее время приоритетом энергетической и общеэкономической политики нашей страны является завершение строительства Рогунской ГЭС, способной полностью покрыть энергопотребности национальной экономики и населения. Право Таджикистана на строительство такой ГЭС некоторыми странами сейчас оспаривается.

Анализируя эту проблему в историческом плане, следует отметить, что свое намерение достроить Рогунскую ГЭС Таджикистан никогда не скрывал, поэтому с первых дней своей независимости обращался за поддержкой для решения данной проблемы в соседние страны и международное сообщество [7]. Уже в 1992 году было подписано кредитное соглашение между Республикой Таджикистан и Исламской Республикой Пакистан о сотрудничестве в области электроэнергетики (утверждено постановлением правительства от 30.06.1992. №314), предусматривающее продолжение работ по строительству Рогунской ГЭС и ЛЭП до границы с данной страной как с будущим покупателем электроэнергии. Подобное соглашение о сотрудничестве было подписано в 2004 г. между правительством Республики Таджикистан и ОАО «Русский алюминий» (утверждено постановлением Правительства Республики Таджикистан от 06.06.2005 №194). Сложившаяся ситуация не позволила довести до завершения какой-либо из проектов, однако каких-либо претензий при подписании указанных проектов со стороны соседних стран не высказывалось.

Претензии, вдруг возникшие в 2010 году, когда желание достроить Рогунскую ГЭС стало национальной идеей, когда в сборе средств для реализации этого проекта принял участие весь народ, являются необоснованными как в правовом, так и в этическом смысле. В соответствии со своей Конституцией и Уставом ООН Таджикистан является суверенным государством, поэтому имеет полное право в рамках и с учетом международных соглашений, которые он подписал или к которым присоединился, осуществлять на своей территории любые виды хозяйственной деятельности, самостоятельно использовать имеющиеся природные ресурсы, в том числе на возведение на своей территории Рогунской ГЭС и использование производимой электроэнергии для нужд всего народа.

Применительно к международному праву, регулирующему водные отношения и носящему рамочный характер (включая единственный универсальный договор в этой области – Конвенцию ООН о несудоходном использовании международных водотоков 1997 г.), следует указать, что основополагающей нормой правового режима трансграничных вод является принцип «разумного и справедливого использования», согласно которому каждое государство бассейна имеет право в пределах своей территории на разумную и справедливую долю в получении выгод от пользования водами этого бассейна.

Применительно к строящейся Рогунской ГЭС следует отметить, что нашей страной, на которую приходится примерно 60% стока воды Центральной Азии, потребляется около 8–10% этой воды, тогда как соседняя страна потребляет 70–80% воды, что не свидетельствует о «разумном и рациональном использовании» воды.

Во времена единого союзного государства все водохранилища Центральной Азии работали главным образом в ирригационном режиме для развития сельскохозяйственного производства стран-водопотребителей и в совокупности с более мелкими водохранилищами обеспечивали степень зарегулированности стока (поскольку энергетические и иные потребности центральноазиатских республик обеспечивались за счет перетока электроэнергии и поставок товаров из других регионов). В условиях суверенитета страны-владельцы водохранилищ, теряющие возможность производства дешевой электроэнергии посредством водохранилищ как для внутренней потребности, так и на экспорт, должны получать соответствующее возмещение.

Наряду с этим в указанной Конвенции содержатся другие важные нормы, такие как общее обязательство сотрудничества при использовании международного водотока, включая обмен информацией; процедурные обязательства уведомления и консультаций при планировании мер, способных вызвать значительные неблагоприятные последствия для других государств водотока; положения, касающиеся защиты и сохранения экосистем водотока, мирного разрешения международных споров и т.д. Для маловодной Средней Азии также важны нормы рационального водопользования, планирование и координация сельскохозяйственной деятельности, ограничивающее культивирование водоемких сельскохозяйственных культур и пр. Таким образом, для Средней Азии выявляются специфические особенности международного водопользования, которые должны быть отражены в двусторонних соглашениях.

Отсюда следует, что ключевым обязательством прибрежных сторон при решении вопросов международного водообеспечения является заключение двусторонних, многосторонних соглашений или других договоренностей в отношении конкретных разделяемых ими водотоков.

Несмотря на то, что между государствами Центральной Азии до сих пор нет соглашений о сотрудничестве в использовании воды Аму-Дарьи, государственные органы Таджикистана в целом полностью исполняли

свои обязательства, предусмотренные документами ООН, оповещали своих соседей о намечаемых водных мероприятиях.

Страны-водопотребители, находящиеся ниже по течению Аму-дарьи, зависят от водной и энергетической политики Таджикистана и Кыргызстана, а также, возможно, Афганистана. Поэтому в связи с принципами водных соглашений ООН указанные государства должны быть заинтересованы в согласованном использовании водных ресурсов этой реки, их делении с учетом международного водного права на основе взаимного уважения и доверия, конструктивного сотрудничества.

Для достижения этих целей необходимо обеспечить сближение законодательства и правовых актов государств Центральноазиатского региона, регулирующих внутренние и межгосударственные водные отношения, совместная выработка позиций, учитывающих интересы всех сторон.

В связи с этим считаем, что для своевременного и достаточно цивилизованного решения водно-энергетических проблем в Центральной Азии суверенным водопользователям – заинтересованным государствам – необходимо разработать правовые основы совместного водопользования (в форме модельного закона или соглашения), предусматривающие, в частности: а) охрану водных ресурсов региона от загрязнения; б) эффективное использование водных потоков для энерго-иригационных целей; в) разумное и эффективное использование воды; г) сохранение и восстановление экосистем, основываясь на Хельсинкской конвенции и учитывающей особенности регионального хозяйствования.

Подобный правовой подход может значительно облегчить эффективное решение сложных и трудно разрешимых водно-энергетических споров, установить правовые нормы водопользования, координировать водоемкую производственную деятельность сторон соглашения. Возможно, в современных условиях реального применения в международном праве «двойных стандартов» в отношениях со «слабыми» и «сильными» странами, такое модельное правовое нормирование водно-энергетических проблем позволит защитить на единой основе интересы каждого из государств региона.

Литература

1. Уткин А.И. Мировой порядок XXI века. – С.105.
2. Концепция развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Таджикистан на период 2003–2015 годов. – Утверждено постановлением Правительства Республики Таджикистан №318 от 03.08.02.
3. Эмомали Рахмон. Независимость Таджикистана и возрождение нации. Том седьмой. – Душанбе: «Ирфон», 2007. – С.6–8.
4. Предпринимательское (хозяйственное) право // Под ред. В.В. Лаптева, С.С. Занковского. – М.: Волтрес Клувер, 2006. – С.6.
5. Гражданский кодекс Республики Таджикистан. Часть 4 статьи 1. – Душанбе: «Конуният», 2000. – С.125.
6. Предпринимательское право Российской Федерации: Учебник /Под ред. Е.П. Губина и П.Г. Лахно. – М., 2003. – С.53; Предпринимательское (хозяйственное) право: Учебник: В 2 т. /Отв. ред. О.М. Олейник. – М., 1999. – Т.1. – С.33.
7. Арифов Х.О., Арифова П.Х. Освоение гидроэнергетических ресурсов Таджикистана и некоторые правовые вопросы водопользования в бассейне Арала. – Энергетическое право. – 2009. – №2. – С.55–61.

РАДИОВОЛНОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕРВАЛЕ, ОСНАЩЕННОМ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМ ХВОСТОВИКОМ.

Л.Б.Кадырова

НГДУ "Альметьевнефть"

В НГДУ «Альметьевнефть» стеклопластиком СПОТ обсажены интервалы нефтесодержащих пород в 73 скважинах.

На двух участках Миннибаевской площади построены опытные полигоны, позволяющие проводить исследования в условиях действующего нефтедобывающего участка без нарушения производственного процесса, для чего скважины полигона оснащены стеклопластиковыми хвостовиками. Расстояния между стволами скважин на уровне рабочих глубин составляют от 110 до 230 м. Таким образом, создана уникальная (возможность для полевых испытаний электромагнитных методов изучения околоскважинного и межскважинного пространства, технологий картирования зон заводнения и оценки эффективности работы нагнетательных скважин.

В процессе исследований и сопоставления измеренных кривых радиоволновых исследований ОРВП (одно-скважинное радиопрофилирование) с данными каротажа, проведенных на скважинах данного полигона проявился ряд закономерностей, свидетельствующих о целесообразности более детальной оценки информативности этого способа исследований и выяснения возможностей его использования для решения разведочных и эксплуатационных задач (рис.1).

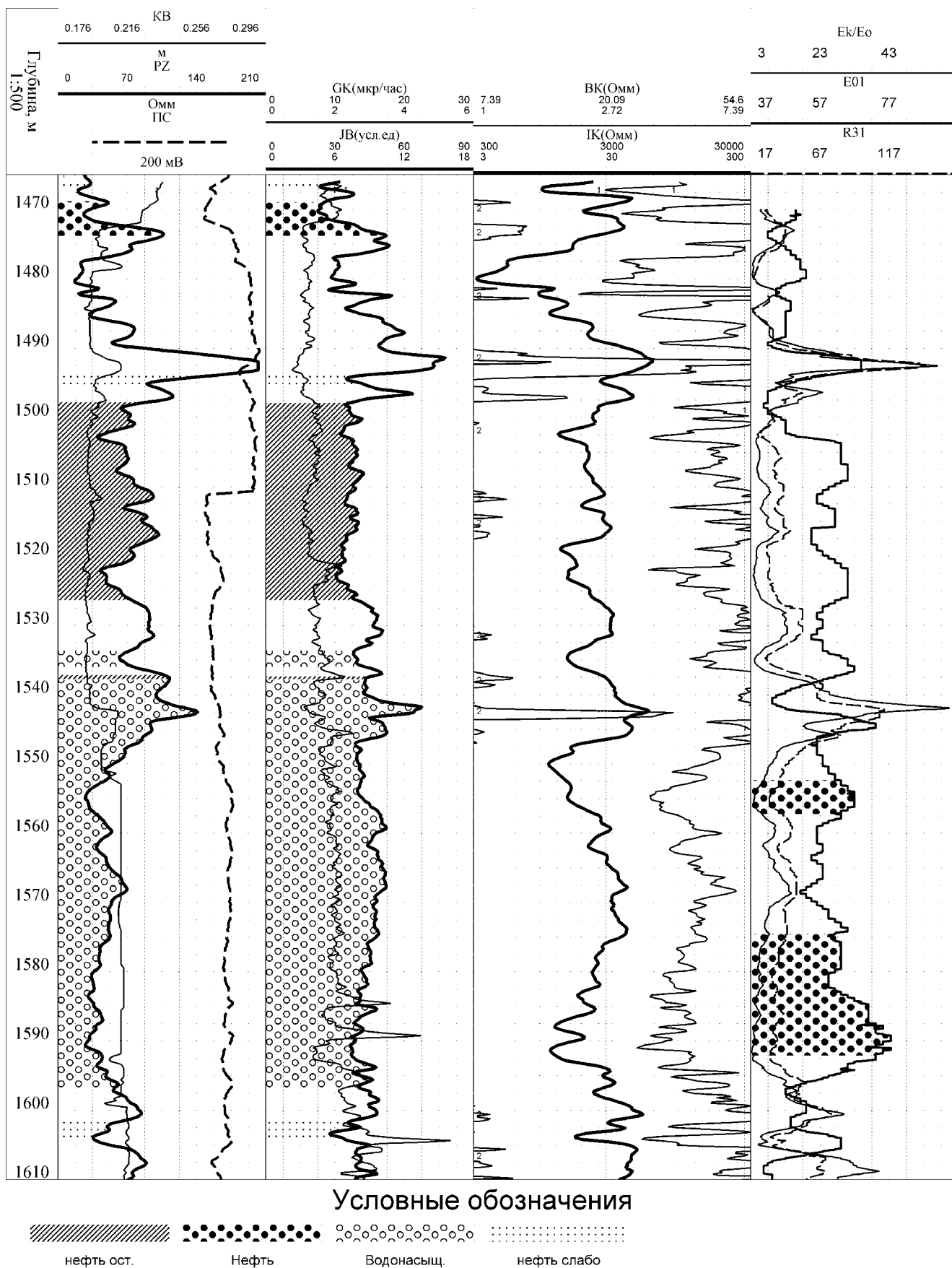


Рис. 1. Сопоставление результатов стандартного комплекса ГИС с результатами ОРВП.

На Миннибаевской площади в электрометрических исследованиях в процессе бурения скважин №№ 20269, 20278, 20360 и др., было отмечено повышенное сопротивление на участках разреза с повышенными коллекторскими свойствами. При проходке нижней части евлано-ливенских и воронежских отложений было замечено нефтепроявление на скважине № 20356 Миннибаевской площади, бурение было приостановлено, сделан каротаж, по результатам которого выделены интервалы карбонатных пород с нефтеносной характеристикой, в интервале 1737,0–1761,0 м. В результате испытания КИИ-146, в интервале 1732,0–1752,0 м из воронежского горизонта было поднято 290 м или 2,6 м³ нефти. Пластовое давление – 175 атм. По результатам ГИС нефтяная характеристика отмечена и выше; в общем интервале 1572,9–1728,0 м выделены 15 пропластков толщиной от 2 до 20 м (елецкий, задонский, евлано-ливенский горизонты). По результатам исследования генератором нейтронов на скважине № 20356, проведенного 20.05.2000, в интервале 1520,0–1722,0 м промышленной нефтеносности нет.

Таким образом, наличие залежей в елецких отложениях до бурения скважины №20355 уже было фактом установленным. Скважина была заложена между скважиной № 20278, в которой было выявлено наличие залежи нефти в елецких отложениях и скважиной № 20356, в которой было выявлено наличие нефтяной залежи в воронежском горизонте. В скважине № 20278 общая нефтенасыщенная толщина елецких отложений составила 23,8 м.

Разрез разведочной скважины 20355 по применяемому комплексу ГИС не содержит нефтенасыщенных пластов, но отметим, что электрометрические исследования не всегда работают в трещиноватом карбонатном коллекторе, так как охватывают зону малого радиуса вокруг скважины.

Контрольная скважина 20355 оснащена стеклопластиковым хвостовиком СНПХ, что позволило провести радиоволновые исследования по опробованию технологии ОРВП-РВГИ в геоэлектрических условиях месторождения.

Измерения вариантом ОРВП в скважине № 20355, имеющей обсадку СПТ в интервале 1468–1757 м (отложения елецкого, задонского, евлано-ливенского горизонтов), проведены на двух частотах и двух разностях установки. Построенные по результатам измерений диаграммы расчетных значений удельного электросопротивления и эффективной относительной диэлектрической проницаемости, интерпретация кривых электросопротивления по ОРВП и БК, ИК показало наличие нефтяной залежи в дальней зоне пласта, когда интервал по данным окончательного комплекса геофизических исследований – водонасыщенный (рис.1).

Проведенные исследования ОРВП доказали наличие нефти в дальней зоне пласта и подтвердили перспективность структуры. Разрез скважины – перспективный на нефть, но для получения УВ на поверхность необходимо организовать систему отбора воды из этого интервала и при откачке объемов воды на поверхность получим нефть.

Физико-геологическая основа радиоволнового метода придает ему два положительных качества:

- проведение безконтактных измерений в дальней («волновой») зоне обеспечивает независимость результатов от свойств и размеров «зоны проникновения», неровностей стенки скважины и наличия каверн;
- использование в качестве основного интерпретационного параметра – коэффициента поглощения радиоволн, который функционально зависит от частоты поля, удельного электросопротивления и диэлектрической проницаемости пород.

- Построить геологическую модель месторождения требуемой детальности и надежности невозможно без применения геофизических методов изучения геологической среды. Однако применяемые в настоящее время для выявления и оценки нефтеперспективных структур геофизические методы (в т.ч. и 3Д сейсморазведка) на больших глубинах не обеспечивают требуемую детальность. Это связано как с неоднородностью перекрывающих отложений, так и со слабой контрастностью и малыми размерами искомых объектов. Стандартный комплекс ГИС дает характеристики пород в непосредственной близости от стенки скважины. Очевидный пробел между двумя этими системами исследования нефтяных месторождений могут заполнить методы изучения межскважинного пространства. Наиболее близко к решению подобных задач находится метод радиоволновой геоинтроскопии горных пород в пространстве между скважинами.

В его пользу говорит высокая электроконтрастность электрических свойств коллекторов и вмещающих карбонатных пород. Электросопротивление пород разреза может изменяться в десятки и сотни раз. Еще более важно, что нефть обладает наименьшим, а вода наибольшим значениями относительной диэлектрической проницаемости, что в принципе позволяет разделять коллекторы по характеру насыщения.

Преимуществом радиоволнового метода является проведение бесконтактных измерений в дальней («волновой») зоне, что обеспечивает независимость результатов от свойств и размеров «зоны проникновения», неровностей стенки скважины и наличия каверн. Оснащение колонны СНПХ даже на одной скважине на кусту, позволит охватить до 1,5–2 км в диаметре радиоволновыми исследованиями и в пространстве земли увидеть картину, тем самым на ином уровне подходить к недрам и качественно изменить геофизическую характеристику карбонатного коллектора. Эффективность применения СНПХ в тандеме с радиоволновой методикой в карбонатном коллекторе – это возможность открытия новых залежей нефти.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ТОМОГРАФИИ В ИЗУЧЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД

К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин, В.Ф. Васев
ООО «ТРАНС-СЕРВИС», г. Кириши

К настоящему времени нами доказана возможность дистанционного тепловизионного зондирования Земли в изучении строения геологических сред во многих регионах [1–3]. Используются многоспектральные данные, получаемые с различных космических носителей. Выполняется обработка и интерпретация материала на основе разработанных алгоритмов, которые включают эвристический подход, пространственную фильтрацию и вейвлет-анализ поля плотности потока теплового излучения среды. Преимущества метода определяются сочетанием высокой информативности материала при покрытии больших территорий и детальности изучения геологической среды.

Геологическое картирование структур. Данные тепловизионной космической съемки позволяют на основе многоуровневых карт-срезов и разрезов, построенных в рамках градиентных и горизонтально-слоистых сред для осадочного чехла и фундамента, успешно дешифровать локальные и региональные объекты, глубинные и поверхностные структуры земной коры и осадочного чехла, определять природу аномалии образующих объектов. Проводится классификация строения геологических структур (линейные, кольцевые, вихревые), картируются разломы, выделяются зоны сжатия и растяжения, выявляются зоны повышенной проницаемости и флюидообмена пород с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами, способные быть природными резервуарами углеводородов.

Поиск подземных вод. Методологический подход космического поиска на уровне региональных гидрогеологических исследований представляется наиболее эффективным, поскольку ограничиваются прогнозируемые площади для дальнейшего изучения перспективных зон пресных подземных вод и конкретизируются индикаторные признаки, типичные для разных генетических типов месторождений воды. Поэтому в работе отражены два отдельных аспекта, достаточно тесно связанные между собой: во-первых, методика изучения в региональном плане областей разгрузки подземных пресных вод в прибрежной зоне моря с целью их использования для водоснабжения; во-вторых, процессы морской интрузии (проникновение морской воды в континент и ее попадание в водоносные горизонты). В ходе анализа дистанционных данных способом тепловизионной томографии геологической среды нами изучена динамика вод в естественных условиях для юго-восточной части территории Королевства Испании. В частности, установлены подземные стоки флюидов (пресной и морской воды) по слоям и глубинным зонам разломов, местоположения резервуаров в верхней части коры в пределах моря, изучены условия формирования субмаринных вод и зон морской интрузии с целью рационального, экологического и безопасного использования ресурсного потенциала в народном хозяйстве.

Астрооблема. Теория абиогенного глубинного происхождения углеводородов позволяет говорить о наличии в недрах Земли неисчерпаемых запасов. Одним из громадных источников газа и нефти являются астрооблемы. Комплексное изучение крупных кратеров, расположенных на поверхности Земли, диаметром десятки километров, показало, что причиной таких катастроф прошлого является падение гигантских метеоритов, или импактные события. Промышленные запасы нефти и газа разведаны в 14 астрооблемах Канады, Мексики и США. Крупнейшим является мексиканское месторождение Кантарель (импактный кратер Чиксулуб). Структура импактного кратера Сильян Ринг в центре Швеции, который мы изучали, во многом сходна со структурой кратера Чиксулуб. Нами построена объемная модель блоково-разломных структур Сильян Ринг, в результате выявлены: наиболее вероятное направление удара метеорита о Землю по рельефу местности и глубинному скупиванию пород коры; вихревая форма структуры с существенным изменением среды до 12-16 км; листрические разломы и аллохтонные литопластины; низкотемпературная подушка чашеобразной формы (ее проявление нами связывается с разуплотненными породами, насыщенными флюидом) и др.

Гидротермальные источники тепла. Космические системы наблюдений дают общее представление о состоянии геотермальных источников. Развиваемая тепловизионная томография позволяет осуществлять мониторинг большой территории, с получением объективной и оперативной информации о местах зарождения и развития вулканов, скрытых от человеческого взгляда. В качестве примера рассмотрены особенности регионального проявления грязевулканических процессов в Темрюкском районе Краснодарского края на примере вулкана Шуго. Результаты сопоставлялись с моделью земной коры, полученной по низкочастотному сейсмическому зондированию.

Литература

1. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Дистанционное тепловизионное зондирование Земли при решении геологических задач. – Казань: Георесурсы. – 2009. – №1(29). – С.38-42.
2. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Авиационное тепловизионное зондирование геологической среды. – М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2009. – №5. – С. 24–31.
3. Каримов К.М., Онегов В.Л., Кокутин С.Н. и др. Космическое тепловизионное зондирование континентального шельфа морей. – М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – №2. – С. 8–15.

ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ АСФАЛЬТЕНОВ ИЗ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Г.П.Каюкова, И.М.Абдрафикова*, В.И.Вандюкова,
В.И.Морозов, А.М.Губайдуллин, И.Р.Сахибгареев*
ИОФХ им. А.Е.Арбузова КазНЦ РАН, КГТУ*им. С.М.Кирова

Возрастающая доля тяжелых нефтей и природных битумов в общем объеме мировой нефтедобычи, а также необходимость увеличения объемов производства нефтепродуктов обуславливает создание новых способов добычи и переработки такого сырья [1–4]. Чем тяжелее нефть, поступающая на НПЗ, тем труднее ее переработка, что приводит к меньшему выходу нефтепродуктов и проблемам в работе установок в различных термических и каталитических процессах. Одной из причин трудности переработки тяжелого углеводородного сырья является высокое содержание высокомолекулярных соединений – смол, асфальтенов и карбоидов, в молекулах которых концентрируется большая часть гетероатомов, присутствующих в исходном сырье. Эти соединения имеют высокую молекулярную массу, склонны к конденсации и образованию кокса при переработке, загрязняют и дезактивируют катализаторы [4–10]. В связи с этим исследования, направленные на глубокое изучение состава и свойств высокомолекулярных компонентов тяжелого углеводородного сырья являются важными и актуальными для разработки научных основ создания эффективных технологий их добычи и переработки.

Объектами исследования служили образцы асфальтенов, выделенные из асфальтита битуминозной породы Спиридоновского месторождения и мальты Екатериновского месторождения, осаждением петролейным эфиром с температурой кипения 30–70 °С [5], а также продукты их фракционирования, полученные с использованием как чистых растворителей: гептан и толуол, так и их бинарных смесей, с увеличивающейся полярностью [9, 10]. Асфальтены и продукты их фракционирования исследовали с применением комплекса физико-химических методов, включающих: элементный анализ, ИК Фурье спектроскопию, жидкостно-адсорбционную хроматографию на силикагеле АСК, газовую хроматографию, электронной парамагнитный резонанс, а также метод порошковой рентгеновской дифракции [12].

Элементный анализ. В продуктах фракционирования асфальтенов Спиридоновского асфальтита (табл. 1) в ряду от первой до четвертой фракции наблюдается снижение значений величины $H/C_{ат}$ (с 1,98 до 1,19%), что говорит об увеличении степени ароматизации асфальтенов, по мере увеличения полярности системы растворителей от гептана к толуолу. При этом снижается содержание углерода и водорода, растет содержание кислорода. В последней, нерастворимой в толуоле фракции, отмечается наименьшее содержание углерода, водорода и серы, но наибольшее содержание кремния и алюминия.

Таблица 1

Данные элементного состава асфальтенов Спиридоновского битума до и после фракционирования

Объект	Выход, мас. %с.	C	H	P	S	O	Si	Al	Fe	H/C _{ат}
Исходные асфальтены	100	72,59	7,46	0,72	7,54	9,12	0,65	0,62	1,30	1,23
Фракция I (гептановая)	5,49									
Асфальтены после экстракции гептаном	94,51	71,84	7,26	0,33	7,46	11,93	0,30	0,29	0,59	1,21
Фракция II (экстракт, гептан: толуол 2:1)	18,90	78,16	12,91	0	4,23	4,70	0	0	0	1,98
Фракция III (экстракт, гептан: толуол 1:2)	11,93	76,46	8,72	0,50	4,41	8,13	0,45	0,43	0,90	1,37
Фракция IV (экстракт, толуол)	5,07	76,28	7,97	0	4,33	11,42	0	0	0	1,25
Фракция V (нерастворимый остаток)	58,61	62,99	6,24	0,84	3,57	19,40	0,76	0,73	0,51	1,19

В продуктах фракционирования асфальтенов Екатериновского битума (табл. 2) наблюдается похожая картина: в ряду от первой до последней фракции падают значения показателя $H/C_{ат}$. В последней нерастворимой фракции резко снижается содержание углерода и водорода, что приводит к аномально низким значениям показателя ароматичности $H/C_{ат}$ (0,81). В данной фракции значительно возрастает относительное содержание фосфора (6,49%), кремния (5,88%), алюминия (5,65%) и железа (11,69%), что свидетельствует о заметном присутствии в ее составе минеральных компонентов. Содержание серы в них также меньше, чем в других фракциях. Следует отметить, что содержание серы больше во фракциях, экстрагируемых системой растворителей (гептан : толуол), в которой преобладает содержание толуола.

Данные элементного состава асфальтенов Екатеринбургского битума до и после фракционирования

Объект	Выход мас. %с	С	Н	Р	S	O	Si	Al	Fe	H/Cat
Исходные асфальтены	100	73,43	7,41	0,96	9,27	5,51	0,87	0,83	1,72	1,21
Фракция I (гептановая)	11,55									
Асфальтены после экстракции гептаном	88,45	73,70	6,44	0,70	9,24	7,43	0,63	0,61	1,25	1,05
Фракция II (экстракт, гептан: толуол=2:1)	22,18	78,91	8,26	0	6,67	0,40	0	0	0	1,26
Фракция III (экстракт, гептан: толуол=1:2)	63,27	73,49	6,61	0,48	8,90	8,79	0,44	0,42	0,87	1,08
Фракция IV (экстракт, толуол)	2,55	75,68	6,83	0,45	8,97	4,81	0,41	0,39	0,82	1,08
Фракция V (нерастворимый остаток)	0,45	28,48	1,93	6,49	2,29	37,59	5,88	5,65	11,69	0,81

Как следует из диаграммы (рис. 1), асфальтены из исследованных битумов заметно отличаются выходом отобранных фракций и содержанием в них нерастворимого остатка. Наибольшее содержание нерастворимого остатка (фракция V) в спиридоновском асфальтите.

Компонентный состав. Сравнительный анализ компонентного состава фракции I, смываемой с асфальтенов гептаном, с составом с мальтенов спиридоновского битума показал (рис. 2), что содержание масел в гептановой фракции асфальтенов спиридоновского битума несколько ниже (16,95%), чем их содержание в составе его мальтенов (23,47%), и ниже чем в гептановой фракции асфальтенов екатериновского битума (20,47%). В гептановой фракции асфальтенов спиридоновского битума, так же как и в мальтенах, аномально низкое содержание бензольных смол (3,38%). Суммарное же содержание смол в гептановых фракциях исследованных асфальтенов достаточно близко, в то время как в мальтенах – данная величина несколько ниже.

ИК-спектральный анализ. В ИК спектре асфальтенов исходного спиридоновского битума (рис. 3а) наблюдаются интенсивные полосы поглощения при 1600 см^{-1} и $1700\text{--}1710\text{ см}^{-1}$, обусловленные валентными колебаниями С-С связей ароматических колец и кислородсодержащих карбонильных (СО-) и гидроксильных (ОН) групп, по сравнению с интенсивностью полосы поглощения 720 см^{-1} , характеризующей число метиленовых (CH_2) групп в парафинах.

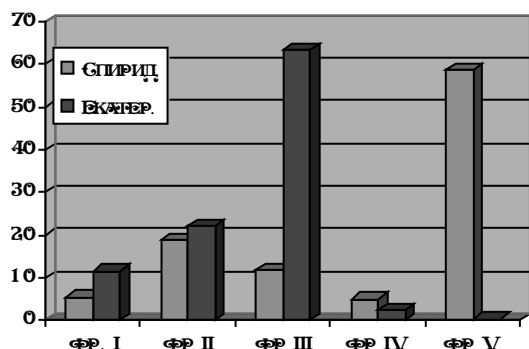


Рис. 1. Выход фракций при фракционировании асфальтенов битумов Спиридоновского и Екатеринбургского месторождений (см. табл.1 и 2).

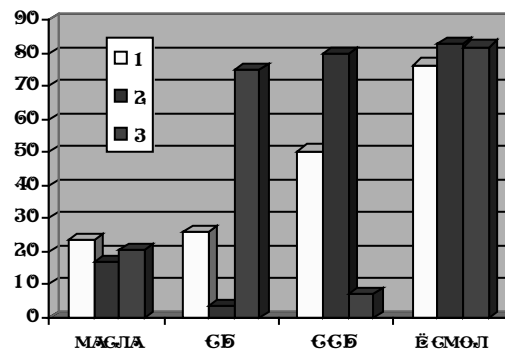
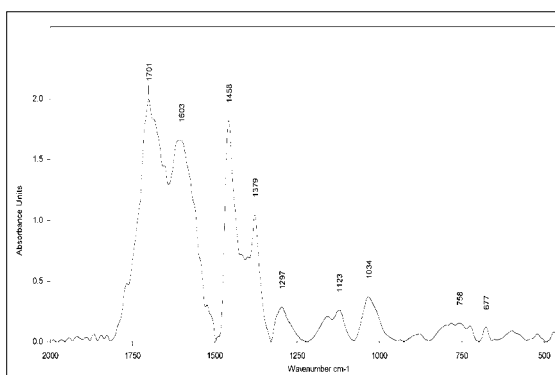
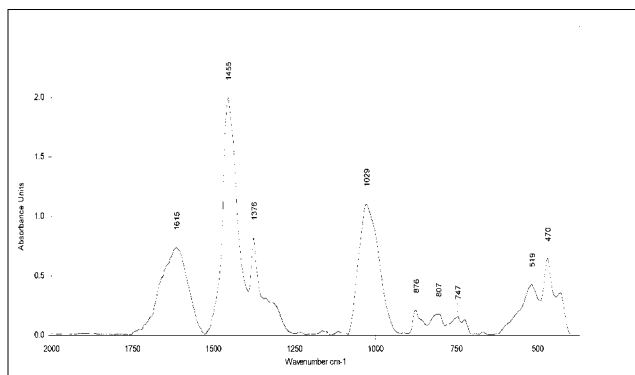


Рис. 2. Диаграммы компонентного состава:
1 – мальтены спиридоновского битума;
2 – фракция I, спиридоновский битум;
3 – фракция I, екатериновский битум.

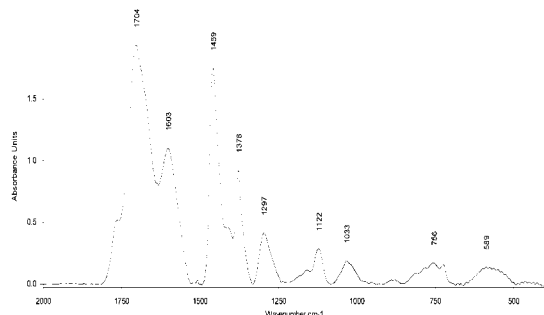
По данным ИК спектров в структуре асфальтенов екатериновского битума (рис. 3б) преобладают алкильные парафиновые заместители, о чем свидетельствуют интенсивные полосы поглощения, характерные для валентных колебаний С-С связей метильных и метиленовых групп (1465 и 1380 см^{-1}). Также высока интенсивность полос поглощения: при 1600 см^{-1} , обусловленной валентными колебаниями С-С связей ароматических колец, и при 1030 см^{-1} , характерной для сульфидных SO-групп. В отличие от асфальтенов спиридоновского битума, весьма мала интенсивность полос поглощения при $1705\text{--}1740\text{ см}^{-1}$, характеризующих наличие карбонильных и гидроксильных групп.



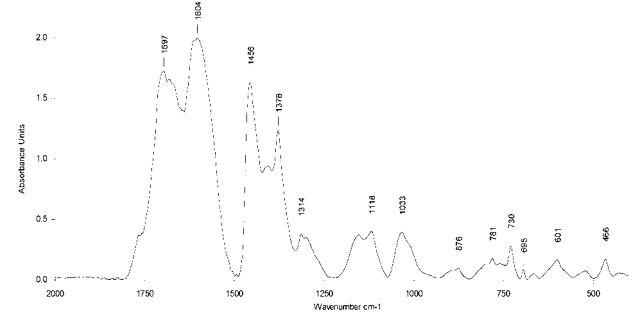
а)



б)



в)



г)

Рис. 3. ИК-спектры асфальтенов: а) – асфальтены спиридоновского битума; б) – асфальтены екатериновского битума; в) – гептановый смыв (фракция I) с асфальтенов спиридоновского битума; г) – нерастворимая фракция V асфальтенов спиридоновского битума.

По мере увеличения полярности растворителя: от первых двух фракций (рис. 3в) к фракции III, экстрагируемой толуолом, и далее к нерастворимому в толуоле остатку – фракции V (рис. 3г) возрастают значения спектральных показателей: ароматичности $C_1 = D_{1610}/D_{720}$, окисленности $C_2 = D_{1710}/D_{1465}$ и осерненности $C_5 = D_{1030}/D_{1465}$, при снижении значений показателя алифатичности ($C_4 = D_{720} + D_{1380}/D_{1610}$).

ГЖХ-анализ. ГЖХ анализ показывает наличие в составе масел из гептановых экстрактов (фракция I) н-алканов состава C_{10} – C_{38} и выше [11]. На рис. 4 видны отличительные особенности состава н-алканов и характера их распределения для двух типов битумов. Так, в гептановом экстракте с асфальтенами екатериновской мальты, по сравнению со спиридоновским асфальтитом, наряду с относительно низкомолекулярными н-алканами состава C_{10} – C_{16} , преобладают твердые высокомолекулярные н-алканы состава C_{30} – C_{46} , и выше. Это дает основание заключить, что в асфальтенах присутствует ассоциированная с ними углеводородная фракция, включающая кристаллы парафинов с общей формулой $(CH)_n$, состав которой зависит от исходного типа битума. Так, гептаном с асфальтенами спиридоновского битума смывается фракция, обогащенная ароматическими структурами, а с асфальтенами екатериновского битума – алифатическими.

ЭПР данные. Данные ЭПР-анализа свидетельствуют о более высокой степени ароматичности фракции нерастворимых асфальтенов (фракция V) спиридоновского битума, по сравнению с асфальтенами екатериновской мальты, на основании аномально высокой концентрации свободных радикалов R^* в их составе. Можно отметить общую тенденцию возрастания концентрации свободных радикалов, а также значений показателя R^*/V^{+4} , характеризующего отношение содержания свободных радикалов (R^*) к содержанию четырехвалентного ванадия (V^{+4}), входящего в основном в структуру ванадилпорфириновых комплексов [8], по мере увеличения полярности растворителей.

Для фракций асфальтенов екатериновского битума характерна та же тенденция. Однако для V фракции отмечается аномально высокое значение величины отношения R^*/V^{+4} , при крайне низких значениях содержания R^* и V^{+4} . Последнее можно объяснить низким содержанием в данной фракции углерода и водорода (табл. 2), вследствие значительного содержания минеральных компонентов.

Для сравнительных сопоставлений на рис. 5, наряду с ЭПР спектрами нерастворимых в толуоле фракций асфальтенов спиридоновского и екатериновского битумов, представлен ЭПР-спектр асфальтенов спиридоновского битума после их обработки в гидротермальной системе при температуре 360 °C [14]. Аналогичный вид спектров подтверждает разрушение надмолекулярных структур асфальтенов как при гидротермальном воздействии, так и при их фракционировании растворителями с увеличивающейся полярностью. Смыв ассоциированных с

асфальтенами углеводородных и смолистых компонентов приводит к снижению их растворимости в ароматических растворителях.

Многочисленные пики на спектрограммах свидетельствуют о наличии в исследуемых образцах, помимо свободных радикалов и четырехвалентного ванадия, неорганических компонентов, в частности, марганца [8].

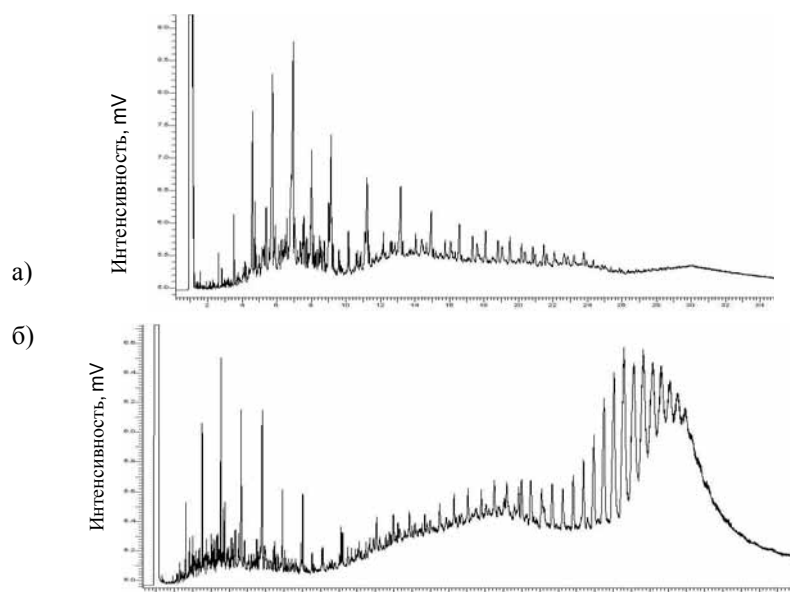


Рис. 4. Хроматограммы гептановых экстрактов с асфальтенов (фракция 1): а) спиридоновского битума и б) екатериновского битума.

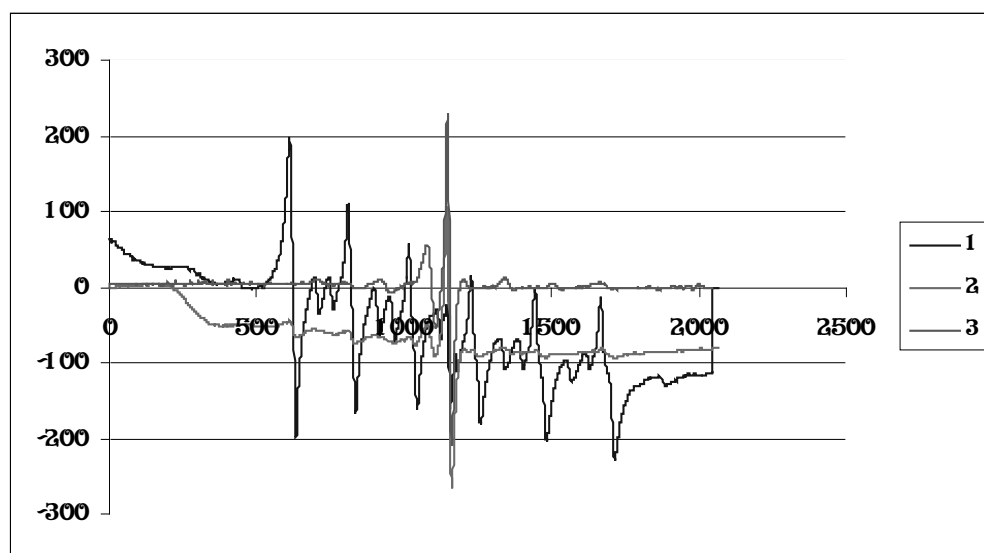


Рис. 5. ЭПР спектры: 1 асфальтены спиридоновского битума после их гидротермальной обработки [13]; 2 фракция нерастворимых асфальтенов екатериновского битума; 3 фракция нерастворимых асфальтенов спиридоновского битума.

Метод порошковой рентгеновской дифракции. Наличие кристаллических n-парафиновых структур в гептановых экстрактах, а также кристаллических структур, характерных для минеральной фазы, в нерастворимом остатке подтверждено методом порошковой рентгеновской дифракции на примере екатериновского битума. Для каждого из образцов было получено несколько дифрактограмм (рис. 6) в различных экспериментальных режимах на автоматическом рентгеновском дифрактометре фирмы «Bruker D8 Advance», оборудованном приставкой Vario и линейным координатным детектором Vantes и с различным временем набора данных [12].

Согласно полученным данным большинство из исследованных образцов характеризуется наличием сильно уширенных пиков, что не позволяет без дополнительного анализа однозначно соотносить их к кристаллической либо аморфной фазам. Тем не менее для фракции асфальтенов, смытой гептаном (рис.6, фракция 1, вторая кривая) наблюдаются интерференционные пики в области углов рассеяния $2\theta = 21 - 24^\circ$, характерные для кристаллической фазы. С использованием базы данных они идентифицированы как парафины с общей формулой $(CH_2)_n$. Штрихами показаны кристаллические рефлексы, соответствующие кристаллическому парафину № 00-003-0254, согласно порошковой базе данных PDF-2.

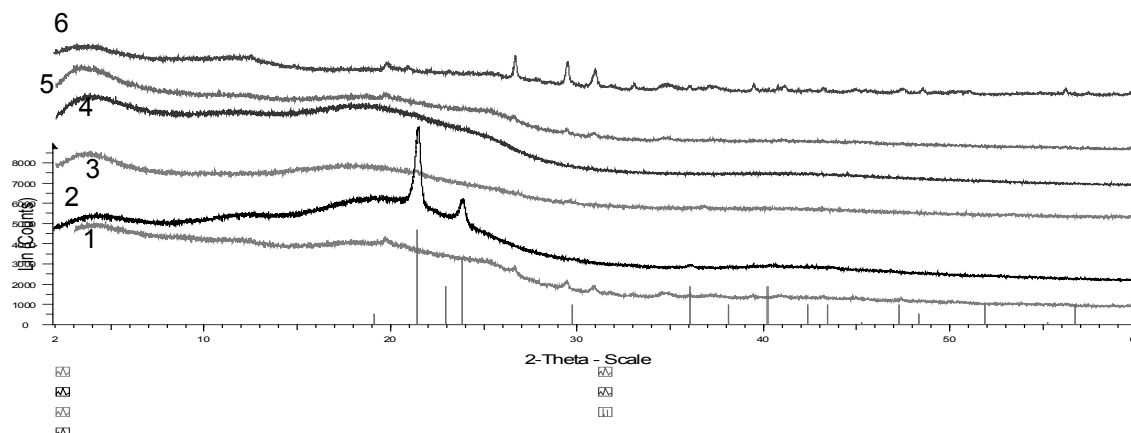


Рис. 6. Экспериментальные дифрактограммы для исследованных образцов асфальтенов екатеринбургского битума (кривые снизу вверх): кривая 1 – исходные асфальтены; кривая 2 – фракция I; кривая 3 – асфальтены, после экстракции гептаном; кривая 4 – фракция II; кривая 5 – фракция III; кривая 6 – фракция V. Съемка при неподвижных образцах.

По данным порошковой рентгеновской дифракции наблюдается присутствие кристаллических структур, характерных для минералов, и в нерастворимых в толуоле асфальтенах (рис. 6, фракция V, кривая сверху). Минеральная фракция, по-видимому, является составной частью структуры асфальтенов, поскольку она не отделяется от их органической части как на начальных стадиях их осаждения алифатическими растворителями, так и при последующем растворении асфальтенов в бензоле. Это дает основание полагать, что минеральная фракция служит зародышевой фазой при формировании ассоциатов асфальтенов в нефтяных дисперсных системах. И эти особенности состава асфальтенов природных битумов необходимо учитывать при добыче и переработке данного вида углеводородного сырья.

Литература

1. Хисамов Р.С. Подготовка к освоению месторождений природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 2. – С. 42-46.
2. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М.: Химия, Колосс, 2004. – 465 с.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 627 с.
4. Туманян Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б. П. Туманян. – М.: Техника, 2000. – 336 с.
5. Каюкова Г.П. Технологические качества природных битумов Татарстана в зависимости от химических и геохимических характеристик их состава / Г.П. Каюкова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 22-27.
6. Киямова А.М. Трансформация асфальтеновых компонентов нефти и природных битумов при гидротермальной обработке в открытой системе / А.М. Киямова, Г.П. Каюкова, В.И. Морозов и [др.] // Технология нефти и газа. – 2007. – № 1. – С. 40-47.
7. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 273 с.
8. Насиров Р.Н. Парамагнетизм нефтей и пород Прикаспия / Р.Н. Насиров. – М.: Недра, 1993. – 123 с.
9. С. Trejo F. Precipitation, fractionation and characterization of asphaltenes / F. Trejo [et al] // Fuel – 2004. – № 83. – С. 2169-2175.
10. Miller J. T. Subfractionation and Characterization of Mayan Asphaltene / J. T. Miller [et al] // Energy & Fuels – 1998. – № 12. – С. 1290-1298.
11. Петров Ал.А. Углеводороды нефтей. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
12. Распределенный центр коллективного пользования Учреждения Российской академии наук Института Физики Твердого тела РАН [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.issp.ac.ru/center/otd/xray_spec.html, свободный

ОПЫТ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МАЛОГАБАРИТНОГО ИМПУЛЬСНОГО ГЕНЕРАТОРА НЕЙТРОНОВ

Д.И. Киргизов, В.В. Баженов, Л.Н. Воронков, В.А. Лифантьев, А.Р. Садыков

НТУ ООО «ТНГ-Групп»

Введение

В ОМП-30 Научно-Технического Управления (НТУ) ООО «ТНГ-Групп» более 40 лет успешно ведутся разработки импульсных генераторов нейтронов для исследования нефтегазовых скважин методом импульсного

нейтронного каротажа (ИНК) с целью определения характера насыщенности неперфорированных продуктивных пластов нефтегазовых скважин. Кроме того, разрабатываемые генераторы позволяют проводить исследования кислородно-активационным методом (КНАМ). С его помощью возможно определение заколонного движения жидкости при выявлении источников обводнения разрабатываемых пластов. В ряде случаев метод КНАМ может применяться в качестве бесконтактного расходомера для измерения расхода жидкости, например в нагнетательных скважинах, при закачке высоковязких кислородсодержащих реагентов [1]. В настоящее время ООО «ТНГ-Групп» является единственной геофизической компанией в России, обладающей собственным мелкосерийным производством нейтронных излучателей на основе вакуумных нейтронных трубок ТНТ1415.

Описание разработанного аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц

В 2006 г. в ОМП-30 разработан и прошел приемочные испытания новый импульсный генератор нейтронов для исследования нефтегазовых скважин АИНК30-1Ц. Этот скважинный генератор нейтронов обладает самым малым в мире диаметром. Внешний диаметр скважинного прибора равен всего 3 см. Столь уникальный габаритный параметр значительно расширяет области применения импульсных генераторов нейтронов. Например, упрощается доставка прибора к интервалу исследования по межтрубному зазору между колонной и насосно-компрессорными трубами, что позволяет проводить исследования без остановки работы скважины. Сверхмалый диаметр скважинного прибора удалось достичь благодаря использованию специально разработанного в ОМП-30 излучателя нейтронов на основе вакуумной нейтронной трубки ТНТ1415 производства ВНИИ Автоматики им. Н.Л. Духова (г. Москва). Конструкция скважинного прибора позволяет осуществлять быструю замену излучателя нейтронов, даже в полевых условиях. Технические параметры излучателя приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические параметры излучателя нейтронов

1. Тип трубки	ТНТ-1415
2. Рабочая температура, °C	100
3. Ресурс, час	70
4. Время нейтронной вспышки, мкс	0,8
5. Частота работы трубки, Гц	20
6. Поток нейтронов, нейтрон/с	$5 \cdot 10^7$
7. Потребляемая мощность, Вт	30
8. Габариты (диаметр/длина), мм	30/657

Несмотря на свой малый диаметр и наличие всего одного зонда, аппаратура АИНК30-1Ц позволяет одновременно проводить исследования методами импульсного нейтронного гамма каротажа (ИНГК), КНАМ и ГК. Так же, как и в предыдущих приборах, в состав скважинного прибора входит блок контроля каротажа. Он позволяет измерять параметры работы скважинного прибора, такие как напряжение на стыковочной головке, температуру внутри прибора и вести учет наработки нейтронной трубки в энергонезависимую память [2]. Кроме диаметра, прибор АИНК30-1Ц отличается от разработанных ранее генераторов нейтронов тем, что имеет только один зонд ИНГК (60 см).

Основные технические параметры аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц приведены в табл. 2.

Таблица 2

Основные технические параметры аппаратуры АИНК30-1Ц

1. Кабель геофизический	одножильный
2. Количество зондов	1
3. Напряжение питания, В	$200 \pm 15 \%$
4. Ток потребления (с излучателем нейтронов), мА	150
5. Давление, МПа	60 (100)
6. Температура max, °C	100
7. Диаметр, мм	30
8. Длина, мм	2190
9. Код телеметрии	Манчестер II
10. Длина кабеля, м	До 5000
11. Скорость регистрации, м/час	До 150
12. Тип используемой нейтронной трубки	ТНТ1415

При разработке прибора АИНК30-1Ц применены современные электронные компоненты в миниатюрном исполнении. Многие блоки прибора были усовершенствованы с учетом опыта эксплуатации аппаратуры АИНК43-

120/3Ц и АИНК36-3Ц, выпускаемой в НТУ и широко используемой в различных регионах России. В конструкцию прибора и особенно излучателя нейтронов были внесены новые технические решения, позволившие достичь сверхминимального диаметра прибора. Это оказалось весьма трудной задачей, так как в излучателе присутствует высокое напряжение до 120 кВ. Внешний титановый корпус прибора проходит специальную обработку ковкой, после чего при толщине стенки в 2 мм он способен выдерживать внешнее давление до 100 МПа. Программное обеспечение позволяет проводить запись аппаратурой АИНК30-1Ц через универсальные регистраторы «ГЕКТОР», «КОНТУР», «КЕДР» и другие в различных операционных системах.

Метрологическое обеспечение аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц

Метрологическое обеспечение при определении времени жизни тепловых нейтронов

В метрологическом центре НТУ аппаратурой АИНК30-1Ц были проведены исследования в Государственных стандартных образцах пористости и плотности горных пород, пересеченных скважиной (комплект СО-НК), внесенный в Государственный реестр с регистрационным номером ГСО 8632-2004. Результаты соответствия аттестованных значений τ (тау) (время жизни тепловых нейтронов) моделей ГСО, значениям τ (тау), полученным с использованием прибора АИНК30-1Ц приведены на рис. 1.

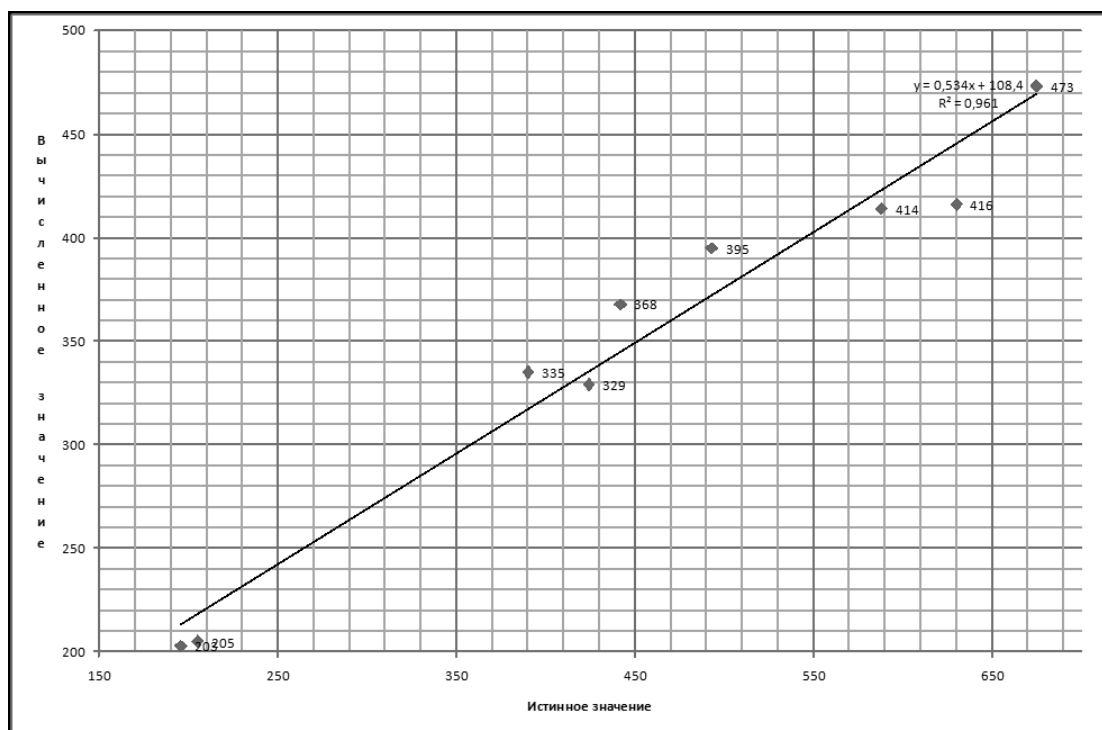


Рис. 1. Соответствие аттестованных и измеренных значений τ (тау), полученных аппаратурой АИНК30-1Ц на моделях ГСО.

Из полученных результатов видно линейное соответствие аттестованных значений времени жизни тепловых нейтронов τ (тау) с полученными значениями τ (тау) при использовании прибора АИНК30-1Ц. Абсолютная погрешность не превышает 4%.

Метрологическое обеспечение при измерении расхода жидкости

В Метрологическом Центре НТУ имеется установка УПСЖ45/В для калибровки расходомеров. Данная установка способна создавать движение жидкости в колонне и точно измерять расход в широком диапазоне. Используя установку УПСЖ45/В были проведены замеры прибором АИНК30-1Ц методом КНАМ, при различных расходах жидкости в стальной колонне диаметром 130,7 мм (5»). На основе результатов можно сделать вывод, что немеханический расходомер, реализованный в АИНК30-1Ц, чувствителен к движению жидкости в колонне и может применяться для измерения расхода жидкости в диапазоне от 5 до 60 куб.м/сут.

Опробование аппаратно-программного комплекса АИНК30-1Ц в действующих скважинах

В настоящее время с использованием аппаратуры АИНК30-1Ц были исследованы более сотни скважин на нефтяных месторождениях Республики Татарстан. Основными объектами исследования были перфорированные пласты в действующих эксплуатационных скважинах, оборудованных ШГН. Технология проведения работ заключалась в исследовании продуктивных пластов в процессе работы насоса. Для этого доставка прибора в

интервал исследования под работающий насос осуществлялась по межтрубному пространству. Принципиальным преимуществом технологии применения генераторов нейтронов для исследования действующих скважин является возможность оценки характера насыщенности перфорированных пластов в процессе их эксплуатации и выделение работающих прослоев.

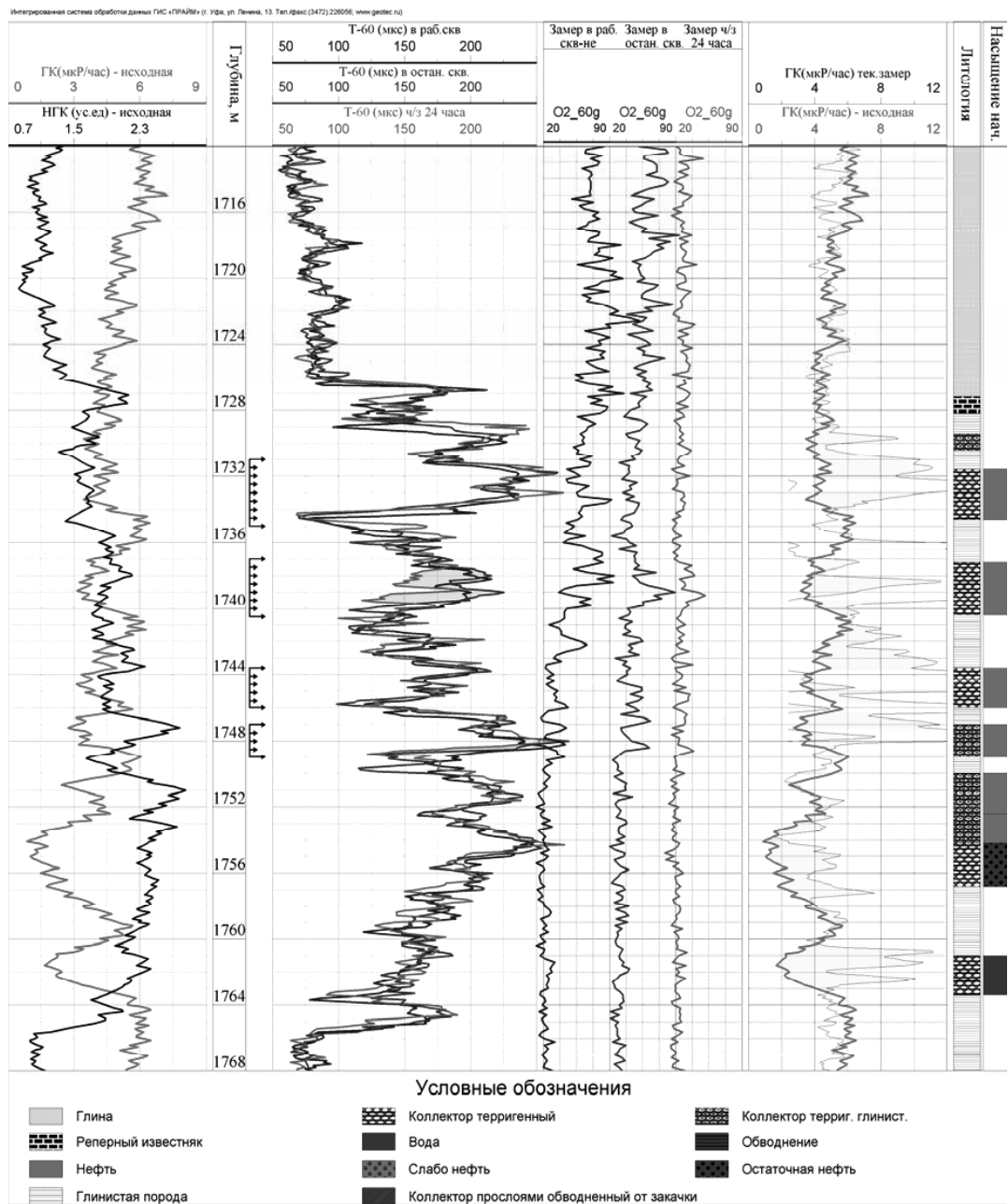


Рис. 2. Результаты исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения (4 интервала перфорации).

На рис. 2 приведен планшет результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине. В скважине 4 интервала перфорации 1731-1735; 1737-1740,5; 1743,6-1746 и 1747-1749 м. В процессе эксплуатации скважина дает 5 м³/сут продукции с обводнением 43%. Плотность попутно добываемой воды $\gamma=1,175$ г/см³. Замеры аппаратурой АИНК30-1Ц проводились в работающей и в остановленной скважине.

По результатам проведенных временных замеров «т-ИНК» установлено, что в интервале 1737-1740,5 м работает нефть с водой и является источником обводнения; интервал 1743,6-1746 м характеризуется как обводненный от закачки в кровле (0,4 м), содержащий нефть; интервал 1747-1749 м характеризуется как коллектор глинистый, прослоями обводненный от закачки. По данным ГК в интервалах 1732,4-1733 м; 1737,0-1739,4 м; 1743,6-1746,0 м и 1747-1748 м отмечаются мощные радиогеохимические аномалии, что характерно для обводненных интервалов.

По данным КНАМ вода поступает в скважину в интервалах: 1736,5-1740,0 м; 1744,5-1747,0 м и 1748,0-1748,8 м.

Неперфорированные пласты были охарактеризованы следующим образом: 1729.4-1730.4 м – коллектор глинистый слабонефтенасыщенный; 1750-1752 м-коллектор уплотненный, глинистый слабонефтенасыщенный; 1753.9-1754.9 м – коллектор глинистый слабонефтенасыщенный; 1754.9 – 1756.8 м – коллектор остаточного нефтенасыщенный в подошве (1.8 м) глинистый; 1761-1763.4 м – водоносный.

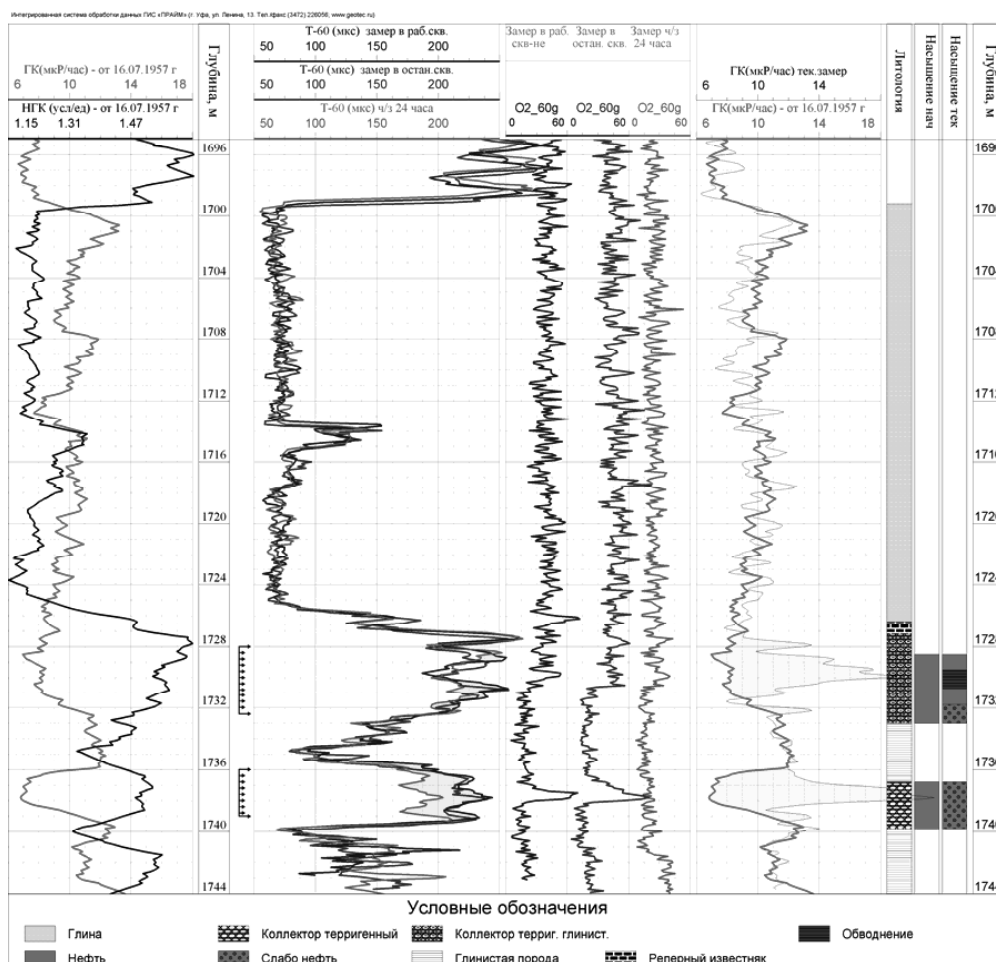


Рис. 3. Планшет результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в действующей добывающей скважине Ромашкинского месторождения (2 интервала перфорации).

Пример результатов исследований аппаратурой АИНК30-1Ц в другой действующей скважине приведен на рис. 3. В скважине 2 интервала перфорации 1729-1733.4 и 1736.8-1739.8 м. В процессе эксплуатации скважина дает 7 м³/сут продукции с обводнением 36%. Плотность попутно добываемой воды $\gamma=1,185$ г/см³. Замеры аппаратурой АИНК30-1Ц проводились в работающей и в остановленной скважине.

По результатам проведенных временных измерений «т-ИНК» верхний перфорированный пласт 1728.5-1733.4 м (имеет повышенное давление) охарактеризован по насыщению следующим образом: интервал 1728.5-1729.5 м – нефтенасыщенный; интервал 1729.5-1730.7 м – обводненный от закачки; интервал 1730.7-1731.8 м – нефтенасыщенный; интервал 1731.8-1733.4 м – глинистый слабонефтенасыщенный.

По данным временных замеров «т-ИНК» нижний перфорированный пласт 1736.8-1739.8 м может быть охарактеризован по насыщению как слабонефтенасыщенный, с пластовым давлением, меньшим, чем в верхнем перфорированном пласте.

По данным КНАМ вода поступает в скважину в интервале 1730-1730.7 м. Из нижнего перфорированного пласта по результатам КНАМ в интервале 1737.5-1738 м наблюдается слабый приток нефти в капельном режиме.

По ГК в интервалах 1728.4-1731.4 м и 1736.3-1738.5 м выявлены радиогеохимические аномалии.

Выводы

В НТУ ООО «ТНГ-Групп» разработан и используется для проведения скважинных исследований уникальный импульсный генератор нейтронов, по своим техническим параметрам не имеющий аналогов в России. Основное назначение аппаратуры АИНК30-1Ц – это исследование действующих скважин в процессе их эксплуатации. При проведении исследований в интервале продуктивных пластов при различных режимах работы насоса решаются следующие задачи:

- 1) определение положения и контроль за перемещением водонефтяного и газожидкостного контактов в процессе эксплуатации скважин;
- 2) оценка характера текущей насыщенности, выделение работающих прослоев и определение источников обводнения;
- 3) определение заколонных перетоков воды в добывающих и нагнетательных скважинах;
- 4) оценка удельных расходов воды в интервалах перфорации нагнетательных скважин.
- 5) уточнение литологического состава пород исследуемого разреза скважин.

Аппаратно-программный комплекс АИНК30-1Ц является логическим продолжением целого ряда генераторов нейтронов, выпускаемых в НТУ ООО «ТНГ-Групп» для исследования нефтегазовых скважин. С ее внедрением в производство появилась принципиально новая возможность исследования перфорированных пластов в режиме их эксплуатации и, как следствие, получение достоверной информации о динамике изменения насыщенности разрабатываемых коллекторов. В настоящее время аппаратура АИНК30-1Ц используется в производственном режиме в ООО «ТНГ-АлГИС» и ООО «ТНГ-ЛенГИС».

Литература

1. Киргизов Д.И., Воронков Л.Н., Лифантьев В.А., Юсупов Р.И., Баженов В.В., Нуретдинов Я.К. Новый аппаратно-программный комплекс скважинного импульсного генератора нейтронов АИНК36-3Ц и его применение в нефтяной геологии // Российско-Китайский симпозиум по промысловой геофизике: Тез. докл. – Уфа: Изд-во ОАО НПФ «Геофизика», 2000.

2. Киргизов Д.И., Воронков Л.Н., Лифантьев В.А., Нуретдинов Я.К., Юсупов Р.И. Использование управляемых генераторов нейтронов в каротажных технологиях на месторождениях Татарстана // Сб. докл. Международной научно-технич. конф. «Портативные генераторы нейтронов и технологии на их основе» 18–22 октября, 2004 г., ВНИИА, Москва.

РАЗВИТИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ БАЗЫ ГОРНОГО ПРАВА РФ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ Б.Д.Клюкин

Анализ законодательства о недропользовании показывает, что функционирование государственной системы недропользования отрасли законодательства о недрах РФ, дающих значительную часть поступлений в бюджеты всех уровней, существенно отстает в своем развитии. Значительную роль в этом играет отставание в развитии горного законодательства.

За десяток лет осуществления преобразований законодательство в этой отрасли не сдвинулось со стартовых позиций, определенных принятием базового закона «О недрах» в 1992 г., и нуждается в скорейшем развитии основных институтов для того, чтобы регулировать горные отношения на современном уровне.

Федеральные законы «О недрах» от 21.02.1992, «Положение о порядке лицензирования пользования недрами» от 15.06.1992, закон «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995 и несколько отраслевых законов не сформировали систему и полноценную законодательную базу для развития отношений недропользования.

Наблюдающиеся сейчас призывы к модернизации и инновациям невозможны без создания главного их фундамента – основательной законодательной базы.

При этом следует отметить, что распространяющиеся в печати заявления о необходимости свертывать развитие недропользования как препятствия, мешающего модернизации страны, несмотря на то, что средства, получаемые от этой отрасли, до сих пор обеспечивают развитие многих других отраслей экономики в стране.

Отставание в этой области тормозит не только выделение собственных ресурсов в недропользование, но и привело к тому, что мировые инвестиционные потоки, направляемые в минерально-сырьевой комплекс, обошли Россию.

Во многих случаях нормы законов о недрах декларативны и не сопровождаются законодательными актами о порядке и процедуре применения законодательных требований. Они не обеспечены сопровождающими их актами подзаконного характера, создающими механизм применения законодательных требований. В самом федеральном законодательстве о недрах масса пробелов, противоречий, несогласованностей и неточностей, что затрудняет его применение. В нормах этого законодательства масса отсылочных норм, в том числе и к не принятым актам.

Все это говорит о крупных проблемах в развитии законодательства о недрах и формировании и использовании минерально-сырьевой базы в стране. Создание такой базы является первоочередной задачей.

К этому выводу пришли участники заседания круглого стола Института современного развития при Президенте РФ 4 февраля 2010 г. и конференции, проведенной Комитетом по природным ресурсам Совета Федерации 25–26 февраля 2010 г.

Формирование законодательной базы горных отношений

При переходе к рыночным отношениям оказались упущенными целые законодательные блоки, ранее действовавшие в России и закрепленные в зарубежном горном законодательстве, которые успешно применяются сейчас. Это относится к отсутствию законодательных актов, регулирующих условия промышленной эксплуатации недр в системе ТЭК, производственных взаимоотношений внутри горных предприятий, об ответственности недропользователей за нарушения технических и технологических параметров разработки участков недр, за неквалифицированное руководство и выполнение горных работ.

Наиболее существенно сказывается во всем законодательстве отсутствие необходимых актов, обеспечивающих порядок и процедуру применения законодательства о недрах.

Думается, во многом эти недостатки в недропользовании связаны с частичной утратой функций государственного надзора и контроля за деятельностью горнодобывающих предприятий. В этой сфере нет, или очень мало, законодательных актов, формирующих отношения по исполнению своих обязанностей предприятий, действующих на лицензионной системе, не принято ожидаемое «Положение о порядке заключения и исполнения соглашения о разделе продукции», в котором можно было бы урегулировать права и обязанности сторон по СРП, установить процессуальные сроки рассмотрения проектов создания СРП, чтобы инвесторы не ждали годами решений об их создании.

Главной причиной неэффективности горного законодательства является, прежде всего, неурегулированность многих основных отношений недропользования, отсутствие необходимых законодательных актов, а в целом ряде случаев и отсутствие концепции развития отдельных даже важных отношений, нормативных актов, обеспечивающих порядок и процедуру применения законодательства о недрах. Особенно это касается законодательной базы в области добычи нефти и газа.

Имеющееся сейчас законодательство недостаточно для организации нормальной работы в отраслях ТЭК. Здесь отсутствует, как базовый кодификационный закон (Проект закона «О нефти и газе», который около 10 лет находится в стадии подготовки), так и нормативные акты о применении действующего законодательства.

В силу стратегического значения для страны добычи углеводородов, было бы целесообразно принятие законов «О государственном регулировании деятельности нефтегазового комплекса», «Об организационно-правовых формах горных предприятий и организаций в системе вертикально-интегрированных национальных компаний», особенно в системе вертикально-интегрированных нефтедобывающих компаний.

Определиться в этом отношении можно было бы с изданием таких законов, как: «О естественных монополиях в недропользовании», «Об акционерных обществах в недропользовании и усилении прав акционеров в области недропользования, в том числе государства», «О создании и деятельности вертикально-интегрированных структур в нефтегазовом секторе ТЭК».

Сравнительный анализ правового положения и отношений недропользователей с органами государственной власти и управления в сравнении с положением дел в зарубежном законодательстве свидетельствует о том, что в России недостаточна законодательная база для регулирования горных отношений в целом и регулирования отношений в нефтегазовой отрасли и создание такой базы является первоочередной задачей.¹

Помимо базового закона в недропользовании крайне необходимо издание кодификационных актов в подотраслях горного производства, требующих в силу их специфики специального правового регулирования, таких, например, как «Закон о добыче радиоактивных полезных ископаемых и захоронении радиоактивных отходов», «О добыче строительных материалов» и др.

В области добычи нефти и газа федеральное законодательство вообще отсутствует. Можно сказать, что отсутствуют правила игры, не определены права и обязанности недропользователей и органов государственной власти в конкретных ситуациях. Поэтому первоочередной задачей является создание правовой базы в недропользовании.

Создание такой системы особенно важно для нефтегазовой отрасли, имеющей важнейшее значение для страны.

На анализе нефтегазового законодательства мы и сосредоточим свое внимание. При отсутствии федерального законодательства о добыче нефти и газа в течение 10 лет не принят Федеральный закон «О нефти и газе»², и целый ряд законопроектов в этой области из года в год переносятся в планы законопроектной деятельности.

За рубежом система законодательства о регулировании в этой области имеет **полный набор необходимых нормативных актов** либо систему прецедентов, которые используются для регулирования горных отношений.

В специализированную отрасль горного законодательства за последние десятилетия за рубежом сформировалось законодательство о нефте- и газодобыче. Здесь сложилась система пользования недрами в целях разведки и разработки, отличающаяся от общей системы разрешений на разведку и добычу, утвердились иные сроки деятельности предприятия и формы отношений.

Главной задачей в развитии законодательства является наполнение нормативной базы в отраслях ТЭК и прежде всего за счет создания нормативных актов, формирующих механизм применения законодательства. В этой области в

¹ См. Журнал горнопромышленников «Берг привилегии». – 2010. – № 1.

² Закон РФ «О газоснабжении» трудно отнести к законодательству о недропользовании, т. к. он в основном регулирует отношения по реализации газа и утверждению монопольной позиции Газпрома РФ.

первостепенной разработке нуждаются отношения, направленные на учет национальных интересов России, защиту права государственной собственности, а также укрепление прав российского недропользователя.

Необходима разработка и принятие основополагающих актов и прежде всего закона «О нефти и газе», в котором необходимо урегулировать не только существенно измененный порядок предоставления и использования участков недр, но и широкий круг инвестиционных отношений. Особенно важно это в связи со значительными изменениями и поправками, недавно внесенными в этой области.

Изменение концепции права государственной собственности на недра

Наиболее сложными и запутанными в горном законодательстве являются проблемы права собственности на недра. Закрепленное в Конституции РФ и Законе «О недрах» право государственной собственности на недра в настоящее время предполагает в форме государственной собственности федеральную собственность и собственность субъектов федерации. В соответствии со ст. 72 владение пользование и распоряжение этой собственностью находится в ведении федерации и субъектов федерации.

Концепция совместного владения, пользования и распоряжения государственной собственностью, с нашей точки зрения, является тупиковой для решения. Поэтому сейчас все большее признание находит единая государственная политика использования недр, не разделенная на федеральную и политику субъектов федерации.

Главный вопрос здесь в правильном учете экономических интересов федерации, регионов и местного населения. Он может быть решен путем распределения доходов и прибыли от недропользования в определенных закрепленных в Конституции РФ пропорциях.

Зарубежное законодательство в большинстве своем также основывается на концепции права государственной собственности на недра, однако с теми поправками, которые позволяют оперировать этим правом в публично-правовых интересах. Публично-правовой характер собственности на недра предполагает возможность публичного воздействия на горные отношения органов местного самоуправления и граждан на всех этапах использования недр.

С этих позиций право собственности на недра ограничивается: в целях общественной безопасности (установление противопожарных правил, стандартов разведки и добычи полезных ископаемых, норм техники безопасности и норм, направленных на предотвращение экологического вреда); в целях получения экономических результатов для населения, запрещения добычи полезных ископаемых на площадях под городами, населенными пунктами и заповедными территориями; в целях сохранения определенного уровня добычи полезных ископаемых, для создания и сохранения стратегических запасов и резервов.

В этом же направлении развивается система защиты прав государственной собственности на недра от иностранного пользователя.

В большинстве развитых горнодобывающих стран суть споров о праве государственной собственности урегулирована установлением в законах прав на определенные пропорции доходов от эксплуатации недр между федерацией и ее субъектами, а не в дележе права собственности.

В иных случаях устанавливается четкое разграничение компетенции федерации и субъектов с четким признанием верховенства федерации, как в ФРГ.

Таким образом, переход к рыночным отношениям в регулировании недропользования требует пересмотра концепции права собственности на недра в российском законодательстве, в том числе и с учетом современных тенденций развития зарубежного горного законодательства.

Управление нефтегазовым комплексом

Анализ организации управления нефтегазовым комплексом показывает, что вследствие политики невмешательства в деятельность горнодобывающих предприятий и отсутствия надлежащей законодательной базы для регулирования контрольно-надзорной деятельности государственных органов специального управления в области ТЭК, федеральные министерства и ведомства в этой области и их органы на местах перестали осуществлять контроль за недропользованием, что отрицательно сказывается и на производстве и на бюджетных отношениях. Во многом это связано с нечеткими правами этих ведомств, отсутствием финансирования и квалифицированных кадров. Хотя, следует заметить, что и существующие обязательства лицензий и лицензионных договоров, соглашения дают правовую основу для осуществления государственного контроля за недропользованием, через систему специализированных органов управления.

Анализ зарубежного опыта показывает, что существуют жесткие системы административного контроля в сфере ТЭК, которые осуществляют производственный, экономический и финансовый контроль за деятельностью подконтрольных им отраслей горного производства.

В России, в условиях частых перестроек, управление нефтегазовым комплексом нестабильно. Сейчас в управлении нефтегазовым комплексом участвуют Минэнерго, Минприроды, Минэкономики, Министерство по делам налогов и др. Кроме федеральных органов в этом процессе одновременно участвуют органы государственной власти субъектов федерации. Функции предоставления недр в пользование нечетко разграничены, оторваны от контроля за самим недропользованием, а также от регулирования условий соглашений о добыче углеводородов.

В отличие от нашей системы управления нефтегазовым комплексом, за рубежом функции государственного управления обычно сосредоточиваются в одном органе (обычно горном или нефтяном министерстве). А нередко эти функции возлагаются на специально создаваемые публичные государственные корпорации, обладающие как делегированными государственными полномочиями по управлению нефтегазовыми отношениями от имени государства (выработкой условий концессионных соглашений и лицензирования), так и хозяйственными функциями, например по получению и сбыту государственной доли добытой нефти, ее экспорту, либо денежными расчетами за выделяемую государству нефть при СРП.

В этом законодательстве выработаны принципы и порядок принятия управленческих решений, ответственности. Обычно существует ограниченное, точно установленное количество инстанций, органов и должностных лиц, обладающих высокой ответственностью и достаточными полномочиями для выполнения своих функций, четко оговоренных в законодательстве. Показателен в этом отношении Горный закон ФРГ.¹

Как правило, для управления ТЭК за рубежом создаются специализированные государственные структуры: министерства или самостоятельные департаменты. По такому пути пошла Норвегия, которая с обнаружением около 20 лет тому назад крупных углеводородных месторождений создала Министерство нефти и энергии. И это министерство занимается администрированием в области нефтегазовой промышленности. Интересным является то, что в этом министерстве функционирует не имеющий аналога в нашей стране отдел государственного участия, отвечающий за осуществление государством полномочий собственника по отношению к государственной нефтяной компании «Статойл»² и управление специальным органом называемым «Прямой Государственный Финансовый Интерес», который получает поступающую от «Статойл» нефть как государственную долю. Намечающаяся частичная приватизация государственной компании «Статойл» предполагает закрепить за ней статус частной полугосударственной компании, которой будут делегирован ряд функций государственных органов по управлению нефтяным комплексом Норвегии.

Все чаще функции управления нефтегазовым комплексом передаются специализированным публичным (а иногда и частным) нефтегазовым корпорациям, специально создаваемым для решения множества не только управленческих, но и коммерческих проблем, несвойственных государственному аппарату управления. Таковы Канадская федеральная корпорация «Петро-Канада»³, мексиканская государственная нефтяная компания «Пемекс», в Индонезии «Петрамина», в Бразилии «Петробраз».

Все они наделяются государством специальной правоспособностью и властными полномочиями в области управления нефтегазовыми отношениями.

Развитие этой области законодательства становится особенно важным в связи с тем, что государство с переходом к рыночной экономике ослабило свое влияние на развитие Природоресурсного комплекса.

Возникает необходимость в сочетании административных и экономических методов государственного воздействия и это должно проявляться не только в создании «единого государственного координационного органа» центра, предусмотренного в рекомендациях Сахалинской международной конференции 2000 г., но и главным образом разграничить сферы влияния и ответственность министерств и ведомств, пересмотреть и уточнить компетенцию государственных органов власти и управления общей компетенции, органов управления специальной компетенции, в частности по управлению фондами недр, четко разграничить компетенцию федеральных органов и органов субъектов федерации в регулировании разведки и эксплуатации недр.

На базе принятых в виде правительственного постановления «Единых правил пользования недрами», пересмотренных положений о министерствах и ведомствах федерации может осуществляться деятельность по контролю за соблюдением условий выполнения лицензионных требований, требований к техническим проектам, планам и схемам развития горных работ, контроль за недопущением разубоживания полезных ископаемых, соблюдением правил выборочной выемки запасов полезных ископаемых, недопущением сверхнормативных потерь и т. п., для чего должны быть разработаны конкретные методики учета указанных факторов.

Поиск и разведка полезных ископаемых

В большинстве зарубежных стран в горном законодательстве сформированы блоки законодательства о правовом положении и формах государственного контроля за деятельностью предприятий и организаций в горнодобывающих отраслях.

Владелец прав на поиск и разведку, действуя в рыночных условиях, должен представлять программу работ и ежегодный отчет о проведенных работах. К основным обязанностям недропользователя в этой области относится предоставление гарантий или обеспечение возмещения возможного ущерба от деятельности горного предприятия, включая обязанность по рекультивации почв.

¹ См. Клюкин Б.Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки, Изд-во. «Городец», 2000. – С. 285.

² Несмотря на то что «Статойл» полностью принадлежит государству, все компании, входящие в группу «Статойл», осуществляют свою деятельность на тех же принципах, что и компании в частном секторе экономики.

³ Канадская федеральная корпорация «Петро-Канада», созданная в 1975 г. для обеспечения нужд страны в нефтепродуктах и в целях защиты национальной экономики, прежде всего от его могущественного соседа, является типичным примером создания смешанных управляющих и хозяйствующих структур.

Что касается самого процесса геологоразведочных работ, то он в очень незначительной мере регулируется правовыми актами. Его регулирование осуществляется чаще всего нормативными актами подзаконного характера, либо, как и у нас, направляется с помощью научно-практических рекомендаций и методик, а также разрабатываемой внутри фирм нормативной документацией.

Правовой режим добычи полезных ископаемых

Сейчас становится очевидным, что в более четком урегулировании на федеральном уровне нуждается сфера промышленной эксплуатации недр. В этой области необходимо Федеральное законодательство об условиях разработки недр и условиях горных работ по промышленной эксплуатации, о правовом положении горных предприятий, обеспечивающие их права и стабильное существование, с закреплением правовых особенностей статуса, специфических форм их деятельности.

Характерной чертой горного законодательства об эксплуатации недр в мире является то, что направлено оно главным образом не на прямое регулирование отношений по добыче полезных ископаемых, а на создание правовых условий для развития горного производства.

Наиболее подробно эти вопросы регулируются в базовых горных законах. Так, в § 16 Горного закона ФРГ 1980 г. четко определяются форма, содержание и дополнительные требования к эксплуатации недр.¹

Несмотря на сугубо рыночный характер отношений в ФРГ, в соответствии с горным законодательством обязательным является планирование горнопромышленной деятельности предприятия.

В § 53 Горного закона ФРГ планирование производственной деятельности недропользователя регулируется более детально. Германский закон предполагает обязательную подготовку плана прекращения горных работ и закрытия предприятия. В этих целях для прекращения работ должен быть составлен заключительный производственный план. Он должен содержать точное описание технического осуществления и порядка закрытия, предусматривать продолжительность намеченной приостановки работ, данные о ликвидации промышленного оборудования и сооружений или о применении их для других целей.

В законодательстве Германии устанавливается также порядок утверждения производственного плана предприятия.

По французскому горному законодательству эксплуатация шахт (рудников), в том числе расположенных на земельных участках, находящихся в частной собственности, допускается лишь на основе концессии, выдаваемой государством (ст. 21 Горного кодекса), в том числе и для собственников земельных участков, в которых обнаружены полезные ископаемые.

Горный кодекс Франции устанавливает в ст. 100, что постановление, разрешающее эксплуатацию, подтверждает исключительное право на эксплуатацию в установленном объеме, определяемом периметром и двумя отметками глубины с указанием лимита объема добычи.

Горный кодекс не устанавливает иных условий для получения права на концессию кроме требований, относящихся к финансовым и техническим возможностям заявителя эксплуатировать месторождение (ст. 25). Оценка этих возможностей предоставлена на усмотрение администрации.

Право недропользования в США приобретает на основании и в порядке удовлетворения заявки на разведку или разработку полезных ископаемых либо посредством заключения сделок.

Договорные формы недропользования

Наряду с развитием форм административно-правового регулирования горных отношений на основе разрешительной лицензионной системы, важное место должно занять и расширяющееся гражданско-правовое регулирование, предусматривающее развитие договорных условий в этой сфере.

Договорные формы отношений существуют в подавляющем большинстве зарубежных стран. Договорные формы концессий и контрактов после распада социалистического лагеря были приняты в подавляющем большинстве стран СНГ, и прежде всего в странах, входивших в состав СССР (Азербайджан, Казахстан, Туркменистан), в которых запасы нефти и газа составляют единственный реальный источник доходов и подъема экономики.

Договор в сфере горных отношений в зарубежном горном праве признается институтом, без которого вообще невозможно функционирование системы горных отношений. С их помощью регулируются отношения по добыче и разведке полезных ископаемых, связи между собственником и управляющими структурами, процессы кооперации производства и централизации капитала, инвестирования, налоговых отношений. Эти договоры все чаще приобретают характер типовых соглашений, выступая, таким образом, равноправным источником правового регулирования наряду с законом.

Важнейшей формой организации горного производства является концессия, которая в настоящее время составляет основу горных отношений во многих странах. На нее опирается французское горное законодательство, ей посвящен специальный раздел в Горном кодексе.²

¹ См. Клюкин Б. Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – Изд-во «Городец», 2000. – С. 307–318.

² Там же, с. 235–242.

Характерной чертой современного развития концессионных отношений за рубежом является то, что они строятся на базе детально разработанного законодательства о концессиях, урегулированности обязательственных отношений в гражданском праве, что позволяет в равной мере защищать интересы государства и концессионеров.

В отличие от публичного административного регулирования через разрешения на основе лицензионной системы, договорные отношения демонстрируют индивидуальный подход государства на основе конкретных договоров, например, с концессионером, соглашения о разделе продукции, арендные и другие договоры о пользовании недрами.

С государственных позиций концессия представляется весьма выгодной формой отношений государства с недропользователем. Расходы держателей концессии составляют: ежегодная собираемая государством плата за гектар концессионной территории, плата за тонну извлеченного полезного ископаемого, а также собираемое администрацией района, городской администрацией роялти за ежегодную добычу по установленным ставкам. Концессионеры облагаются общими для всех недропользователей налогами и податями, включая налог на корпоративную прибыль.

Обращаясь к мировой практике регулирования концессионных отношений, следует отметить, хотя она и урегулирована, как правило, законодательными актами, однако предоставляет широкие возможности для утверждения договорных отношений между концессионером и государством.

Предоставляющее концессию государство часто уже в законодательстве отрегулировало правовой режим концессии, основные права и обязанности сторон в концессионных отношениях. Обычно эти нормы содержатся в гражданских кодексах, общих горных законах и кодексах, а также в специальном горном законодательстве о добыче углеводородов и др.

При поиске и разведке месторождений кроме компаний (корпораций) широко применяются и другие организационно-правовые формы создания поисковых предприятий, позволяющие использовать договорные отношения, такие как товарищества, опционы и др., для привлечения инвестиций.¹

Довольно распространенной формой в недропользовании являются соглашения о предоставлении услуг с риском, обычно выражаются в двух видах: в первом риск распределяется между сторонами соглашения, во втором – падает на компанию-подрядчика, который несет весь риск поисково-разведочных работ.

Все перечисленные здесь и иные существующие в зарубежном горном законодательстве формы отношений в недропользовании могут быть использованы и в Российском законодательстве. Каждая из этих форм, установленных российским законодательством, в соответствии с Конституцией РФ, требует законодательного закрепления.

Для преодоления сложившегося отставания в регулировании горных отношений было бы необходимо:

- а) выработать план законопроектной деятельности как долгосрочный, так и на первоочередную разработку необходимых нормативных актов;
- б) усилить государственное влияние на развитие горного производства на базе уже изданного законодательства, норм и положений горного права;
- в) в рамках действующего законодательства разработать подзаконные акты о механизме применения действующих в этой отрасли законодательных и иных актов;
- г) расширить базу гражданско-правового воздействия на отношения в горнодобывающих отраслях в случаях несоблюдения сторонами договорных отношений, в случаях возмещения причиняемого ущерба, ускорить разработку законодательства о концессиях и других договорных формах в недропользовании.

Важнейшее значение приобретает сейчас разработка нормативных актов, направленных на учет национальных интересов России, а также развитие глобальных процессов сотрудничества с зарубежными партнерами в решении технических, технологических, экономических, экологических и социальных проблем.

В целом, для совершенствования горных отношений должен быть задействован весь комплекс законодательства: горного, земельного, гражданского, финансового и экологического.

Анализ зарубежного законодательства показывает, что в последние десятилетия горное законодательство зарубежных стран существенно изменилось, приспосабливаясь к новым реалиям. Этот процесс показывает, что в большинстве зарубежных стран сохраняется принцип государственной собственности на недра. Сохраняется и укрепляется функция государственного управления недропользованием, особенно в ФРГ, Франции. Современная ситуация заставила многие страны принять в последние годы законодательные акты о политике в области минерально-сырьевого комплекса либо о стратегии в области развития топливно-энергетических ресурсов и порядке их использования в своих странах. Тенденция развития этого законодательства привела к развитию интеграции и выделению таких новых отраслей в этом законодательства, как отрасль законодательства о нефти и газе, радиоактивных полезных ископаемых и др.

¹ См. Клюкин Б. Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. – Изд-во «Городец», 2000. – С. 156–167.

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТА СНПХ-9633 ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ДВИЖЕНИЯ ВОДЫ В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Ю.А. Корнильцев, О.Б. Собанова
ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

В результате длительной эксплуатации нефтяных месторождений происходит интенсивный рост обводненности продукции добывающих скважин.

В однородных по проницаемости пластах основной причиной обводнения является так называемая вязкостная неустойчивость. В неоднородных по проницаемости пластах приток воды происходит по зонам высокой проницаемости. Наличие трещин существенно осложняет разработку. Трещины вносят качественные изменения в процесс фильтрации жидкости вообще, в том числе и в процесс вытеснения нефти [1–3].

Проницаемость трещин (K_t) определяется формулой Бруссинеска:

$$K_t = b^2/12,$$

где b – раскрытость трещин.

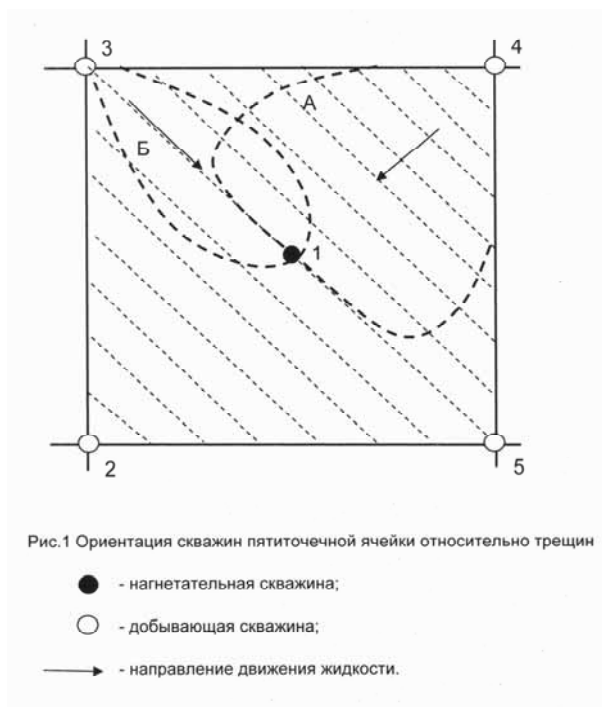
При раскрытости трещин $b = 0,012$ мм ее проницаемость – $\sim 11,5$ мкм², а при $b = 0,1$ мм – уже 830 мкм². То есть проницаемость трещин в десятки и сотни раз выше проницаемости блоков матрицы. Вклад притока жидкости по блокам и трещинам будет существенно различен, и это скажется при двухфазной фильтрации вода – нефть, так как приток воды по трещинам будет опережать приток нефти из блоков.

В соответствии с исследованиями характера влияния трещин на вытеснение нефти из трещиновато-порowych коллекторов [1] трещины можно разделить на следующие группы:

- трещины короткие и в объеме пласта расположены хаотично. Все направления трещин равновероятны. В этом случае анизотропия по гидропроводности отсутствует;
- трещины короткие, но имеют одно доминирующее направление. В этом случае имеет место различие гидропроводностей вдоль и поперек трещин;
- трещины достаточно протяженные. Они или пронизывают дренируемый элемент пласта или имеют достаточную гидродинамическую связь между собой, которые разделены небольшим элементом пористого блока.

Для первой группы все направления фильтрационного потока равноправны, как и в изотропном пласте. Влияние трещин на процесс разработки проявляется в том, что уменьшается безводный период добычи нефти. Особенность трещиноватости второй и третьей группы в том, что зависимость характера разработки резко возрастает от расстановки скважин относительно трещин, определяющих систему заводнения.

Самый плохой случай показан на рис. 1, когда направление трещиноватости совпадает с диагональю ячейки или близко к ней. Под воздействием нагнетательных скважин №№ 2 и 4 вытеснение осуществляется поперек трещин, а со стороны скважин 3 и 5 – вдоль. Если бы скважины №№ 3 и 5 не работали, то охват заводнением был бы на 20–30% выше, чем в изотропном пласте (область А рис. 1). Воздействие нагнетательных скважин №№ 3 и 5 в данном случае отрицательно: охват заводнением в этом направлении как при работающих скважинах №№ 2-4, так и без них, существенно уменьшается (область Б рис.1). Нефть из трещин быстро вытесняется водой и она начинает поступать в добывающую скважину.



В опытах на модели трещиновато-порового пласта с проницаемостью трещин $\sim 10\text{--}12 \text{ мкм}^2$ и матрицы $\sim 0,2 \text{ мкм}^2$ при поочередном воздействии со стороны скважин №№ 2 и 4 и №№ 3 и 5 разница между притоками жидкости в добывающую скважину №1 отличается в 2–3 раза. Процесс вытеснения нефти практически идет со стороны скважин №№ 2 и 4 поперек трещин.

В пятиточечной схеме расстановки (рис.1) одни и те же скважины для разных ячеек выполняют двойную роль. Например, скважины №№ 3 и 5 для рассматриваемой ячейки работают вдоль трещин, а для соседних – поперек трещин. Скважины №№ 2 и 4, наоборот, для данной ячейки действуют поперек трещин, а для соседних – вдоль трещин. Это приводит к тому, что в системе пятиточечных ячеек в каждой из них будет иметь место интенсивный приток воды к добывающей скважине.

Для ограничения притока воды к скважине или выравнивания фронта вытеснения нефти в промысловых условиях используются различные реагенты. В последние годы во многих регионах Урало-Поволжья для этих целей применяется реагент СНПХ-9633, представляющий собой углеводородную композицию поверхностно-активных веществ (ПАВ) [4], которая при смешении с водой образует эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой, устойчивые к размыванию водой и легко разрушающиеся при контакте с нефтью.

С целью подтверждения возможности блокирования трещин и ограничения притока воды по ним с помощью реагента СНПХ-9633 был выполнен ряд экспериментов. Опыты проводились на площадной модели трещиновато-порового нефтяного пласта размером $0,5 \times 0,5 \text{ м}$, имитирующей элемент пятиточечной системы расстановки скважин (рис.1). Объем модели составлял $\sim 6500 \text{ см}^3$ при среднем объеме пор $\sim 2100 \text{ см}^3$ ($V_{\text{пор}}$). Пористая среда (насыпная) – гидрофильный молотый кварцевый песок, обеспечивающий проницаемость модели $0,2\text{--}0,25 \text{ мкм}^2$ и менее. Трещины моделировались с помощью металлических сеток из нержавеющей стали. Основой трещины служила каркасная сетка с ячейкой $0,5\text{--}1,0 \text{ мм}$, обтянутая с двух сторон сеткой с ячейкой $\sim 0,05 \text{ мм}$. При этом проницаемость трещин ($K_t = 10\text{--}11 \text{ мкм}^2$) в ~ 50 раз превышала проницаемость блоков пористой среды. Моделью нефти в проведенных экспериментах служило трансформаторное масло с добавлением объемных 5 % девонской нефти Ромашкинского месторождения. В качестве остаточной и вытесняющей воды использовалась модель пластовой воды.

При проведении опытов был выбран самый сложный вариант условий разработки. Это случай, когда трещины имеют сквозную гидродинамическую связь и их направление совпадает с направлением линий, связывающих угловые нагнетательные ячейки №№ 3 и 5 (рис.1). Трещины вертикальные по всей толщине модели.

Углеводородная композиция ПАВ СНПХ-9633 – селективная, в районе добывающей скважины №1 эмульсионные системы будут разрушаться под действием нефти. При этом блокирующая способность реагента СНПХ-9633 будет подтверждаться уменьшением притока воды по трещинам со стороны скважин №№ 3 и 5.

Если разработчику неизвестно детальное строение трещиноватого пласта, то заводнение осуществляется сразу через все нагнетательные скважины №№ 2÷5.

В ходе данного исследования было проведено 5 экспериментов: один – вытеснение нефти из модели водой (базовый вариант) и 4 опыта совместно с закачкой реагента СНПХ-9633. Результаты представлены в таблице, а динамика вытеснения жидкостей показана на рис. 2–6.

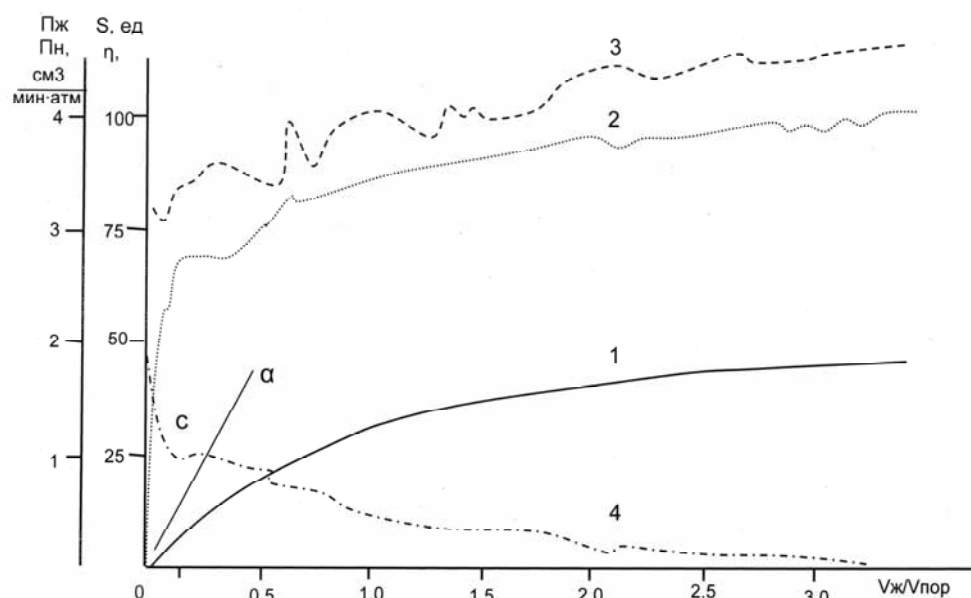


Рис. 2 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (базовый вариант)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости (Пж); 4 - продуктивность по нефти (Пн)

На рис. 2 приведена динамика вытеснения нефти водой без закачки реагента СНПХ-9633 (базовый вариант). Из-за малого объема трещин нефть из них быстро вытесняется и после закачки $0,15 V_{\text{пор}}$ воды в трещинах, примыкающих к оси диагонали в направлении скважин №№ 3 и 5, нефти практически не остается. На кривой продуктивности по нефти 4 это точка С. Обводненность продукции к этому моменту составляет 72 %, а при закачке $0,5 V_{\text{пор}}$ – 80 %. Поскольку имеет место ранний прорыв воды в добывающую скважину, то кривая нефтеотдачи (1) не имеет прямолинейного участка, соответствующего безводному периоду разработки и проходит намного ниже линии α . Продуктивность по нефти снизилась (кривая 4), в то время как продуктивность по жидкости возросла (кривая 3). То есть темп разработки по отношению к темпу закачки упал. Нефтьевытеснение практически осуществлялось под действием скважин №№ 2 и 4 поперек трещин, где скорость фильтрации определяется проницаемостью блоков и вязкостью нефти. Трещины в зоне действия скважин №№ 2 и 4 способствуют выравниванию фронта и увеличению охвата заводнением. В итоге после прокачки $\sim 3,5$ поровых объемов воды коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,45 (кривая 1 рис. 2, табл.) при обводненности продукции 98 % (кривая 2). Но КИН оказался ниже, чем если бы пласт был изотропен и трещины отсутствовали. Это связано с тем, что в зоне действия скважин №№ 3 и 5, хотя и в узкой зоне заводненных трещин, нефть из блоков полностью не вытесняется.

Таблица

Результаты опытов по вытеснению нефти из модели трещиновато-пористого пласта водой (базовый вариант) и с применением реагента СНПХ-9633

Параметры	Базовый вариант	С закачкой реагента СНПХ-9633			
		Опыт № 1	Опыт № 2	Опыт № 3	Опыт № 4
Объем пор ($V_{\text{пор}}$), см ³	2210	2164	2075	2115	2110
Пористость, ед.	0,34	0,33	0,319	0,325	0,32
Начальная. водонасыщенность, %	27,2	26,8	26,7	27,5	25,4
Вязкость нефти, МПа·с	23	21,5	20,16	20,55	23
Отношение продуктивностей (П) до закачки оторочки реагента					
по воде*	1,84	2,5	2,5	2,17	1,9
по нефти*	2,0	2,33	3,0	2,4	2,0
Объем воды, закачанной до реагента ($V_{\text{воды}}/V_{\text{пор}}$), ед	-	0,7 (0 ₁); 1,46 (0 ₂)	1,5	0,88	0,3
Обводненность продукции (S) перед закачкой реагента, %	-	79 (0 ₁); 90 (0 ₂)	94	83	84
Объем оторочки реагента ($V_{\text{реагента}}/V_{\text{пор}}$), ед	-	0,013 (0 ₁); 0,015 (0 ₂)	0,018	0,014	0,025
КИН перед закачкой реагента, ед.	-	0,2 (0 ₁); 0,3 (0 ₂)	0,45	0,26	0,15
Максимальное снижение обводненности продукции (S), на %	-	23	54	68	57
Конечный КИН, ед.	0,45	0,62	0,58	0,56	0,46
Прирост КИН по сравнению с базовым вариантом, на ед.	-	0,17	0,13	0,11	

*отношение продуктивностей $\xi = P_{\text{в}}/P_{\text{н}}$, где

$P_{\text{в}}$ – продуктивность, замеренная вдоль трещин от скважин №№ 3 и 5, см³/мин·атм;

$P_{\text{н}}$ – продуктивность поперек трещин от действия скважин №№ 2 и 4, см³/мин·атм.

Последующие опыты №№ 1–4 проводились аналогично базовому, но с использованием углеводородной композиции ПАВ СНПХ-9633. В опытах №№ 1–3 реагент закачивался через добывающую скважину №1, а в опыте № 4 – через нагнетательные №№ 2–5.

Опыт № 1. Через трещиновато-поровую модель пласта по нагнетательным скважинам №№ 2–5 прокачивалась вода (в количестве $0,72 V_{\text{пор}}$) до достижения обводненности продукции ~ 80 %, при этом коэффициент извлечения нефти составил 0,2. Затем в добывающую скважину № 1 вводилась оторочка композиции ПАВ (0₁). Ее закачка осуществлялась до появления реагента по трещинам в скважинах №№ 3 и 5 (в количестве 28 см^3 или $0,013 V_{\text{пор}}$). После этого процесс останавливался на сутки (как и во всех последующих опытах), после чего продолжали вытеснение водой через нагнетательные скважины №№ 2–5 до стабилизации обводненности продукции (~ 90 % через $1 V_{\text{пор}}$). Однако снижение обводненности продукции в данном случае было кратковременным, что, по-видимому, связано с недостаточным количеством введенного в пласт реагента (табл., рис. 3 кривая 2), хотя темп прироста нефтеизвлечения вырос (кривая 1). Это объясняется тем, что продуктивность по жидкости (приток воды по трещинам) снизилась (кривая 3), тогда как продуктивность по нефти уменьшилась несущественно (кривая 2). То есть наблюдалось резкое уменьшение поступления воды в скв. №1. В целом соотношение притока воды и нефти оказалось таковым, что темп

вытеснения нефти (кривая 1) возрос. Поскольку после закачки вслед за оторочкой реагента (O_1) $1,06 V_{\text{пор}}$ воды на кривой нефтеотдачи наметилось выполаживание, через скважину №1 была введена дополнительно вторая оторочка СНПХ-9633 (O_2) объемом $0,015 V_{\text{пор}}$ (32 см^3). После этого при последующем вытеснении водой приток последней по трещинам еще снизился, что привело к постепенному уменьшению обводненности продукции вплоть до 67 % (на 23 %) через $0,7 V_{\text{пор}}$, тогда как продуктивность по нефти почти не изменилась. Темп нефтewытеснения резко возрос (кривая 1) вследствие того, что воздействие со стороны скважин №№ 2 и 4 увеличилось, а паразитарный приток воды по трещинам от скважин №№ 3 и 5 ослаб. В дальнейшем обводненность продукции стала увеличиваться, а КИН стабилизировался. В итоге КИН после прокачки $2,5-3 V_{\text{пор}}$ воды достиг 0,62 (против 0,45 в базовом варианте), то есть существенно вырос (на 0,17).

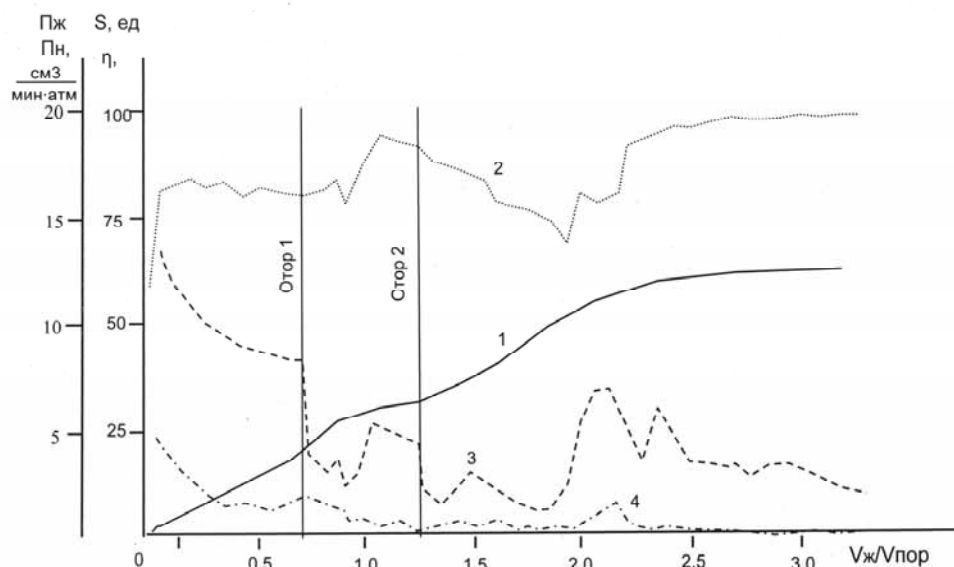


Рис. 3 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №1)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости ($P_{\text{ж}}$); 4 - продуктивность по нефти ($P_{\text{н}}$)

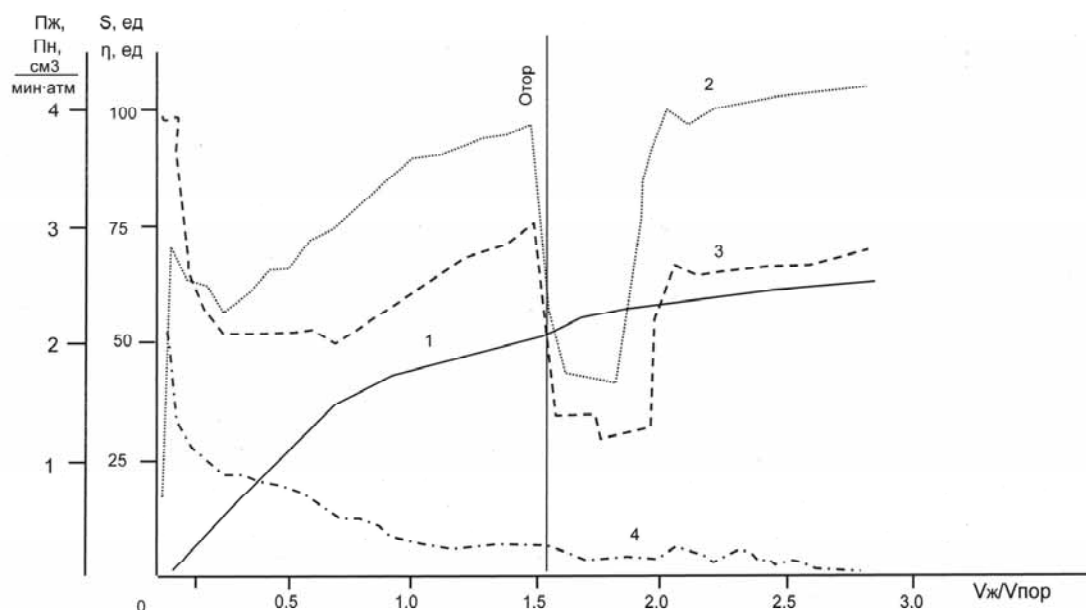


Рис. 4 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №2)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (s); 3 - продуктивность по жидкости ($P_{\text{ж}}$); 4 - продуктивность по нефти ($P_{\text{н}}$)

Опыт № 2. В этом опыте объем оторочки, закачанной через добывающую скважину № 1, составил $0,018 V_{\text{пор}}$ (37 см^3). Оторочка реагента была введена на стадии, когда заводнение составило $1,5 V_{\text{пор}}$ пласта, а текущее значение КИН достигло 0,46 (табл., рис. 4). Если сравнивать с базовым вариантом, то в этом случае перед закачкой реагента в пласте подвижной нефти практически не осталось. Максимальное снижение обводненности продукции после

воздействия реагентом и последующего вытеснения водой составило 54 % (уменьшилась с 94 % до 40 %). То есть применение композиции СНПХ – 9633 и при высокой степени выработанности позволило увеличить коэффициент нефтевытеснения (на 13 % по сравнению с базовым вариантом). Интересно, что хотя продуктивность по нефти при закачке воды после оторочки реагента не возросла, продуктивность по жидкости (и особенно по воде) резко снизилась, причем она осталась ниже, чем до воздействия и после введения $1,5 V_{\text{пор}}$ воды вслед за оторочкой СНПХ-9633.

Опыт № 3. Реагент подавался через добывающую скважину № 1 после закачки $0,88 V_{\text{пор}}$ воды, когда КИН достиг значения 0,26 при обводненности продукции 82 % (табл., рис. 5). Объем оторочки реагента составил до $0,014 V_{\text{пор}}$ (29 см^3). Снижение обводненности в результате воздействия СНПХ-9633 оказалось существенным – до 12% (уменьшилась на 68 %). КИН после закачки $1,5 V_{\text{пор}}$ воды достиг значения 0,56, а его прирост по сравнению с базовым вариантом составил 0,1.

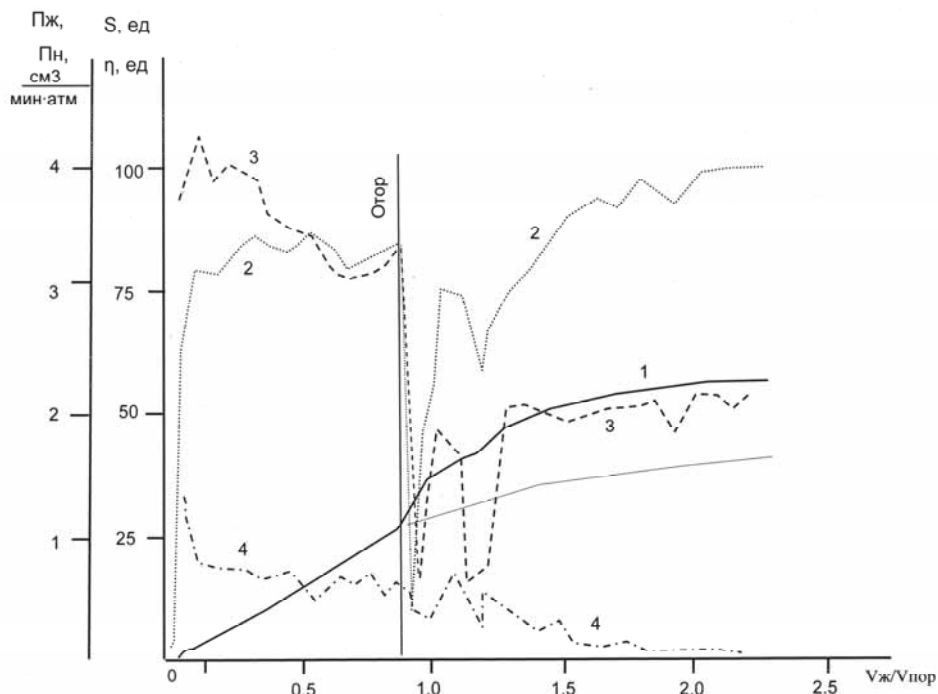


Рис.5 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №3)

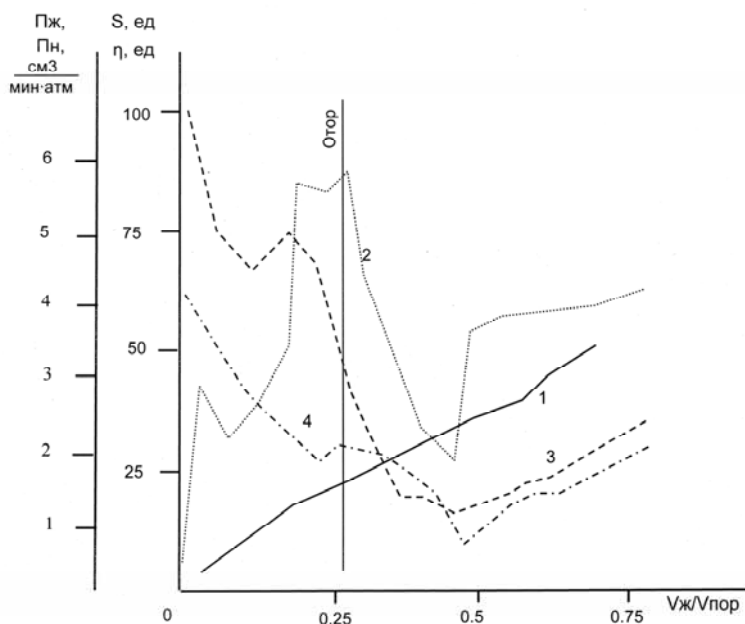


Рис.6 Динамика вытеснения нефти минерализованной водой из пятиточечного элемента трещиноватого пласта (опыт №4)
1- коэффициент извлечения нефти (η); 2 - обводненность (S); 3 - продуктивность по жидкости ($P_{ж}$); 4 - продуктивность по нефти (P_n)

Опыт № 4. В отличие от предыдущих опытов реагент подавался в модель через нагнетательные скважины №№ 3 и 5 с целью блокирования трещин в призабойной зоне этих скважин. Реагент вводился после прокачки через модель 0,3 поровых объемов воды при достижении обводненности продукции ~ 86 % и коэффициенте нефтеизвлечения - 0,2. После закачки 10 см³ реагента в результате преимущественной фильтрации по центральным трещинам он появился в добывающей скважине № 1. Дальнейшая закачка СНПХ-9633 позволила охватить часть блоков и трещин, примыкающих к центральным, но в целом ширина зоны заполнения композицией составила ~ 0,08 расстояния между нагнетательными скважинами №№ 2 и 4 в ячейке. После введения 53 см³ (0,025 V_{пор}) реагента в пористой среде осталось его только 40 см³ (0,02 V_{пор}). Затем процесс, как и в предыдущих опытах, был приостановлен на сутки, после чего закачку воды продолжили во все нагнетательные скважины №№ 2–5. Как видно из таблицы и рис. 6, после возобновления закачки воды обводненность продукции (кривая 2) постепенно стала снижаться вплоть до 26% (на 51%). То есть приток воды по трещинам уменьшился и начался рост коэффициента нефтевытеснения (кривая 1). К сожалению, при закачке воды в количестве около 0,2 V_{пор} после ввода реагента опыт по техническим причинам был прекращен. К этому моменту КИН составил 0,46.

На основании проведенной серии экспериментов окончательные выводы пока делать преждевременно, поскольку различный характер трещиноватости и расположение скважин относительно них, а также объем закаченного реагента вносят коррективы в характер изменения обводненности и процесс вытеснения нефти.

Тем не менее выполненные опыты однозначно показывают, что использование реагента СНПХ – 9633 в трещиновато - поровом коллекторе способствует увеличению коэффициента нефтеизвлечения и сокращению добычи попутно-извлекаемой воды как при закачке углеводородной композиции ПАВ через добывающие, так и через нагнетательные скважины. Реагент СНПХ-9633 способен значительно снижать гидропроводность трещин даже в тех случаях, когда характер трещиноватости и расстановка скважин относительно трещин наименее благоприятны для разработки.

Литература

1. Корнильцев Ю.А. Гидродинамический анализ разработки залежей нефти горизонтальными скважинами. – Казань: «Плутон», 2002. – 230 с.
2. Корнильцев Ю.А. Результаты экспериментально-теоретических исследований по применению ГС для повышения нефтеотдачи пластов // Сб.тр. «Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий». – Казань: «Новое знание», 1998.
3. Корнильцев Ю.А., Волков Ю.А., Шарипов Э.А. Результаты изучения процессов нефтеизвлечения из пластов сложного строения через системы вертикальных и горизонтальных скважин // Тез.докл.конф. «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения». – Казань, 2003. – С.27–28.
4. Собанова О.Б., Федорова И.Л., Краснов Д.В., Былинкин Р.А. Особенности применения углеводородных композиций ПАВ (реагент СНПХ-9633) для увеличения нефтеизвлечения // Материалы Второго междунар. научн. симпозиума «Теория и практика методов увеличения нефтеотдачи пластов». – М.: ОАО «ВНИИ», 2009. – Т.1. – С.218–223.

ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИ АКТИВИРОВАННАЯ ВОДА КАК СРЕДСТВО ДОСТИЖЕНИЯ ПОВЫШЕННОЙ СТАБИЛЬНОСТИ КОМПОЗИЦИЙ НА ЛАТЕКСНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

С.В. Крупин, П.И. Церажков

Казанский государственный технологический университет

При изучении технологий ЭХА очень важную роль играет способность активированных систем к релаксации, т.е. к самопроизвольному возвращению к состоянию равновесия физико-химических показателей активированной среды. Наиболее хорошо исследованы и хорошо практически используются процессы анодной и (или) катодной обработки воды (пресной или слабоминерализованной) [1] в электрохимической системе, где только электроны являются переносчиками заряда через границу раздела фаз «электрод-электролит». Вода в метастабильном состоянии называется электрохимически активированной и характеризуется аномальной физико-химической активностью, медленно убывающей во времени.

На стабильность латексов оказывает влияние множество факторов, в том числе и природа дисперсионной среды. Естественно, если оказывать какое-либо активирующее воздействие на последнюю, то становится возможным изменение свойств дисперсии в целом. Феномен электрохимически активированной воды занимает особое место среди объектов исследования физической и коллоидной химии. Несомненно, введение такой воды будет оказывать влияние и на электрокинетические параметры латексов. В данной работе также была поставлена цель – изучить влияние ввода различных количеств электрохимически активированной воды на показатели, оказывающие непосредственное

воздействие на стабильность эмульсии бутадиенстирольного каучука. Зависимости pH и электропроводимости от содержания ЭХА воды в системе представлены на рис. 1, 2.

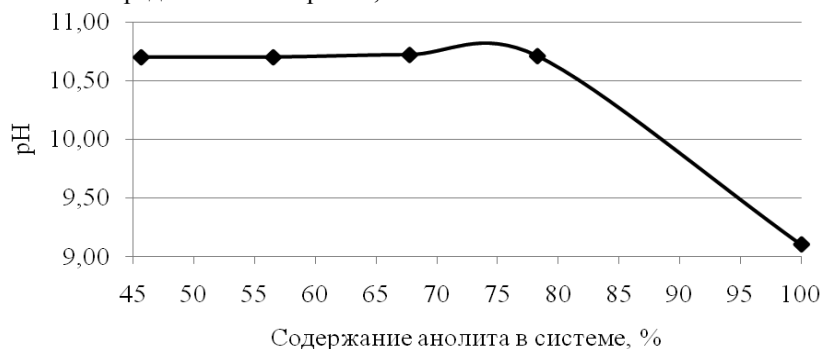


Рис. 1. Влияние анолита на pH латекса ГПБ.

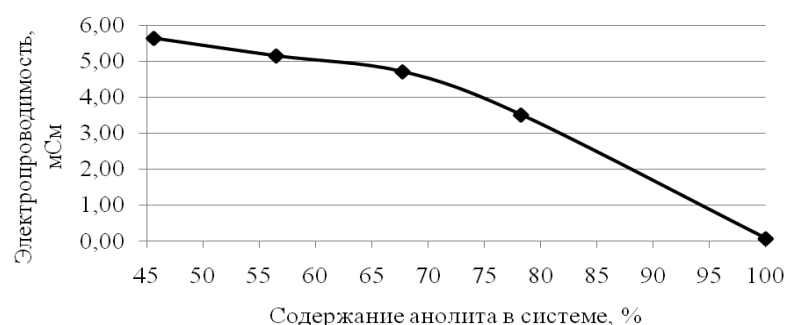


Рис. 2. Влияние анолита на электропроводимость латекса ГПБ.

Результаты данного исследования могут быть полезными при рассмотрении их совместно с изучением природы коллектора, в который производится введение систем с добавлением анолита, ведь внутри порового пространства любого нефтяного пласта создана своя среда, которая характеризуется собственными значениями pH и электропроводимости. Подбирая свойства системы, используемой в качестве агента ограничения водопритокков, в соответствии с параметрами, характерными для пластовой матрицы, можно также влиять на дальность проникновения композиции внутрь пласта, а также на равномерность ее распределения. Кроме того, активированная вода сама по себе может влиять на параметры вытеснения нефтяных флюидов, временно изменяя свойства вытесняющих жидкостей (воды, растворов полимеров, ПАВ и т.п.).

Также в результате эксперимента было показано влияние ввода анолита на значения электрокинетического (ξ) потенциала частиц исследуемой марки латекса (рис. 3).

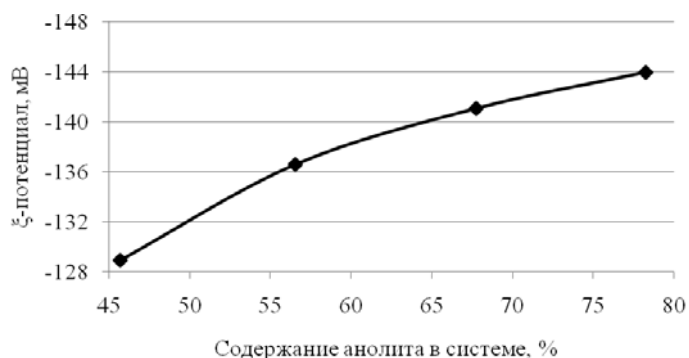


Рис. 3. Влияние анолита на электрокинетический потенциал латекса ГПБ.

Судя по приведенным значениям электрокинетического потенциала в результате ввода ЭХА воды (анолита) можно временно (обычно эффект активации длится до 80 часов) повысить стабильность системы. При помощи технологий, основанных на подобных воздействиях, можно оказывать существенное влияние на дальность проникновения потокоотклоняющих реагентов внутрь пластовой матрицы. Стоит отметить и тот факт, что вода является самым распространенным веществом в нефтедобывающих технологиях и влияние на ее структуру и свойства при использовании ЭХА не является статьей особых затрат, кроме того это экологически чистый продукт. В связи с вышесказанным, следует рекомендовать анолит для дальнейшего изучения в комплексе с латексными изоляционными агентами.

В работе показана возможность временного повышения агрегативной устойчивости латексов при их обработке продуктами электрохимического активирования воды, необходимой при однократной доставке водоограничительного материала на большую дистанцию от нагнетательной скважины.

Литература

1. Бахир В.М. Электрохимическая активация: очистка воды и получение полезных растворов / под ред. д-ра техн. наук, проф. В.М. Бахира. – М.: ВНИИИМТ, изд-во «Маркетинг Саппорт Сервисиз», 2001. – 176 с.

КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Н.П.Кузьмичев

ООО «Нефть XXI век»

Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) – эффективный способ эксплуатации мало- и среднедебитных добывающих скважин ($Q_0 = 5\text{--}80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), а также мало- и среднеприемистых нагнетательных скважин нефтяных месторождений с помощью УЭЦН. При КЭС кратковременная откачка жидкости из скважины (5–10 минут) чередуется с ее накоплением в скважине (0,5–1,0 час). Забойное давление меняется незначительно (2–5 атм). Поэтому гидродинамические процессы в пластах не отличаются от процессов при непрерывной эксплуатации скважин и, наоборот, существенно отличаются от процессов при периодической эксплуатации скважин. КЭС – квазинепрерывный способ эксплуатации скважин. Он не оказывает отрицательного воздействия на пласты. При КЭС объемы добычи нефти не снижаются, как при периодической эксплуатации скважин.

Для КЭС используют высокопроизводительные УЭЦН ($Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$), станции управления (СУ) с преобразователями частоты (ПЧ) и, как правило, системы погружной телеметрии (ТМС). Плавный пуск с повышенным пусковым моментом, при использовании ПЧ, полностью снимает проблему частых и осложненных пусков.

Главное конкурентное преимущество КЭС – снижение себестоимости добычи нефти. Оно достигается за счет увеличения межремонтного периода (МРП), увеличения объемов добычи нефти, сокращения расхода электроэнергии, сокращения номенклатуры используемого оборудования, сокращения затрат на исследование скважин и технологические операции по повышению дебита скважин. КЭС – наиболее эффективный способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин.

Уникальной особенностью КЭС является ослабление или полное исключение негативных проявлений всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов. В ходе промысловых испытаний доказано, что с помощью КЭС можно эффективно эксплуатировать скважины с выносом мехпримесей, с отложением солей, с высоким газовым фактором, с высокой температурой, с нестабильным притоком, с образованием вязких водонефтяных эмульсий (ВНЭ). КЭС – единственный способ добычи нефти, который с успехом применяется на скважинах, осложненных одновременным воздействием нескольких осложняющих факторов. КЭС незаменима при эксплуатации скважин часторемонтируемого фонда (ЧРФ), а также на скважинах, вводимых в эксплуатацию после бурения и КРС. КЭС дает возможность вернуть в разряд рентабельных значительную долю скважин бездействующего (БД) фонда. КЭС – единственный универсальный способ снижения себестоимости добычи нефти на скважинах осложненного фонда.

Применяя КЭС, конечный потребитель получает скважины с регулируемым УЭЦН, работающие в автоматическом режиме. При КЭС, даже на скважинах с нестабильным дебитом, стабилизируется важнейший технологический параметр – забойное давление. КЭС является предпосылкой широкого внедрения современных информационных технологий (ИТ-технологий) и практической реализации концепции «интеллектуализации разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» с минимальными затратами.

При КЭС используется серийное оборудование отечественных производителей. Во всех нефтяных и сервисных компаниях имеется развитая инфраструктура для эксплуатации УЭЦН, необходимая при внедрении КЭС. Поэтому для масштабного внедрения КЭС не потребуется значительных финансовых и временных затрат.

КЭС защищена 3 патентами РФ (№ 2293176, № 2315860, № 2332559) и Евразийским патентом (№ 012683) на изобретения. Патентуется в США и Канаде.

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ СОЮЗНОГО ГОСУДАРСТВА БЕЛАРУСИ И РОССИИ

Р.А.Курбанов

Российский государственный торгово-экономический университет

Углубление сотрудничества России и Беларуси в рамках Союзного государства в инвестиционной сфере зависит, несомненно, от сложившегося в настоящее время инвестиционного климата в этих странах, инвестиционного

законодательства, существующей инвестиционной политики, гарантий для национальных и иностранных инвесторов. Сотрудничество в инвестиционной сфере должно являться одним из стратегических аспектов экономической интеграции двух государств, так как только такое сотрудничество и взаимодействие может обеспечить хозяйствующим субъектам широкий доступ к различного вида ресурсам (энергетическим, материальным, финансовым и др.), существенно расширить возможности сбыта и реализации продукции на объединенном рынке, а также обеспечить экономическое сближение России и Беларуси в рамках Союзного государства.

Исходя из актуальности, в соответствии с Договором о создании Союзного государства¹, развития интеграционных процессов и формирования единого экономического пространства Беларуси и России, нам бы хотелось остановиться на рассмотрении инвестиционной законодательной базы Республики Беларусь и перспектив ее развития, в том числе и в сфере топливно-энергетического комплекса.

Необходимо отметить, что, находясь еще в составе СССР, Республика Беларусь была наиболее тесно экономически связана с российской экономикой. Тесные кооперационные связи между белорусскими и российскими предприятиями, существовавшие еще ввремя СССР, сохранились до настоящего времени.

Выгодное географическое расположение, благоприятные природно-климатические условия, политическая стабильность, относительно дешевые трудовые ресурсы, высокий научно-технический и промышленный потенциал и емкий внутренний рынок являются основными конкурентными преимуществами Республики Беларусь как потенциального реципиента иностранного капитала. Иностранные инвестиции в экономику Беларуси в первом полугодии 2010 г. возросли на 4,4% по сравнению с аналогичным периодом 2009 г. и составили порядка 4,4 млрд. долл. США, при этом прямые иностранные инвестиции составили около 60,2% всех иностранных инвестиций и их объем увеличился на 7,2% до 2,6 млрд. долл. США². По данным Федеральной службы государственной статистики РФ (Росстат), Беларусь в первом полугодии текущего года заняла первое место в СНГ и пятое в мире по объему привлеченных российских инвестиций, а сама, в свою очередь, числится крупнейшим инвестором в российскую экономику по такой позиции, как «производство кокса и нефтепродуктов»³.

Немаловажно, что те же самые конкурентные преимущества имеет и Российская Федерация, при этом Беларусь, в отличие от России, не обладает сколько-нибудь экономически значимыми запасами нефти и газа. С учетом этого, представляется актуальным рассмотрение инвестиционного законодательства Республики Беларусь, принимая во внимание то, что одной из основных задач инвестиционной политики России является диверсификация структуры экономики.

Задача привлечения иностранных инвестиций в экономику Республики Беларусь не была бы выполнима без соответствующей правовой базы. Законодательное регулирование деятельности иностранных инвесторов в топливно-энергетическом комплексе представляет собой совокупность законодательных актов, принятых и действующих в различных отраслях права. Не ставя перед собой задачу детального рассмотрения содержания всех актов, регулирующих эту сферу, хотелось бы остановиться на некоторых из них.

Важнейшим нормативным актом, регулирующим отношения в сфере иностранных инвестиций, является Конституция Республики Беларусь от 15 марта 1994 г. № 2875-ХІІ⁴. Необходимо обратить внимание на ст.8 Конституции РБ. Во-первых, Беларусь признает приоритет лишь общепризнанных принципов международного права⁵. Во-вторых, ст.8 Конституции РБ прямо запрещает заключение международных договоров, противоречащих ей⁶. Ст.11 закрепила принцип национального режима для иностранных граждан и апатридов – они пользуются теми же правами, что и граждане Республики Беларусь за изъятиями установленными Конституцией, законами и международными договорами.

Ст.13 Конституции РБ провозгласила равные права для осуществления хозяйственной и иной деятельности и гарантировала равные условия для развития всех форм собственности.

Недра, воды и леса составляют исключительную собственность государства. Гарантируя каждому право собственности, ст. 44 Конституции РБ обуславливает возможность принудительного отчуждения имущества по мотивам общественной необходимости при соблюдении условий и порядка, определенных законом, со своевременным и полным компенсированием стоимости отчужденного имущества, а также согласно постановлению суда.

¹ Подписан 8 декабря 1999 г.

² Интернет-ресурс: www.government.by

³ Газета «Белорусский партизан» от 23 августа 2010 г.

Под белорусскими инвестициями подразумеваются средства, направляемые Республикой Беларусь на закупку российской нефти.

⁴ Опубликована в газете "Звезда" от 27 ноября 1996 г.

⁵ В отличие от ч.4 ст. 15 Конституции РФ, также посвященной соотношению национального и международного права и устанавливающей приоритет международных договоров над федеральными законами, текст белорусской Конституции не содержит упоминания о правовом статусе международных договоров в иерархии источников права Беларуси. Приоритет международных договоров усматривается из текста лишь при ознакомлении со ст. 116, посвященной компетенции Конституционного Суда РБ, который уполномочен давать заключения в том числе «... о соответствии законов, декретов, указов Президента, международных договоров и иных обязательств Республики Беларусь, Конституции и международно-правовым актам, ратифицированным Республикой Беларусь».

⁶ Российская Конституция не содержит такого правила, и приоритет Конституции РФ над международными договорами был выведен доктриной и судебной практикой путем толкования.