

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ДИССИПАЦИИ ЭНЕРГИИ ВОЛН В ПЕРФОРИРОВАННОЙ СКВАЖИНЕ

А.А. Абдрашитов¹, Е.А. Марфин¹, С.Я. Коханова²

¹Исследовательский центр проблем энергетики Учреждения Российской академии наук КазНЦ РАН, г.Казань, abdary@mail.ru

²Казанский государственный технический университет им. А.Н.Туполева

Стабилизация объемов добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений, а тем более увеличение дебита скважин невозможны без применения инновационных методов добычи нефти. Известно, что нефтяные ресурсы Российской Федерации в значительной степени (по некоторым оценкам – более, чем на 80%) состоят из трудноизвлекаемых запасов, освоение которых связано с существенным повышением материальных и энергетических затрат. В этих условиях доля рентабельно извлекаемых запасов нефти в общем объеме нефтедобычи снижается, стоимость разработки нефтяных месторождений растет.

Интенсификация добычи нефти и природных битумов на поздних стадиях разработки месторождений требует использования различных методов воздействия на нефтеносный пласт. Процесс фильтрации в продуктивном пласте, представляющем собой пористую среду, пропитанную нефтью, битумом, сопутствующими компонентами, зависит как от геолого-физических свойств нефти, так и от микроструктуры пористой среды пласта. Наибольший эффект при решении проблемы интенсификации добычи тяжелых нефтей может быть достигнут при оптимальном сочетании двух или нескольких перспективных методов воздействия на продуктивные пласты.

Многолетний опыт исследования и разработки новых решений, направленных на создание методов и средств интенсификации добычи и повышение отдачи нефтяных и битумных пластов, проведенных учеными Исследовательского центра проблем энергетики КазНЦ РАН свидетельствует, что перспективным направлением повышения отдачи нефтяных и битумных пластов является применение интегрированного воздействия на пласт [1]. Сущность такой технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличения нефтеотдачи с волновым. С помощью этого метода в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума [2]. При этом, как показано проведенными исследованиями, могут быть достигнуты синергетический эффект и кратное улучшение определяющих показателей качества процесса. Снижение материальных и энергетических затрат на единицу продукции является одним из важнейших требований к новым технологиям и средствам их реализации.

Технология интегрированного воздействия осуществляется размещением на забое нагнетательных скважин излучателей, с помощью которых в потоке нагнетаемого в пласт агента возбуждаются колебания давления. При этом в пласте формируется волновое поле, которое интенсифицирует процессы, протекающие в нем. За счет этого увеличивается зона воздействия, повышаются коэффициенты охвата и замещения.

Эффективность реализации такой технологии зависит от многих факторов. В первую очередь, – от мощности формируемого в пласте волнового поля. Последняя, в свою очередь, зависит от мощности излучателя колебаний и от того, какая часть энергии возбуждаемых упругих волн теряется при переходе из скважины в пласт. Кроме того, для интенсификации внутрипластовых процессов необходимы определенные частоты колебаний.

Вопросами повышения мощности генерируемых колебаний и оптимизации параметров и режимов работы излучателей посвящено достаточно публикаций, в том числе [3]. В настоящей работе исследуется возможность повышения эффективности интегрированного воздействия на продуктивные пласты за счет снижения потерь энергии колебаний в процессе перехода их из скважины в пласт.

Объектом исследования является скважина, в которой размещается излучатель и генерируются колебания давления. На рис.1 приведена схема рассматриваемого участка скважины. Указанная система представляет собой емкость определенного объема, которая ограничена забоем скважины и торцом излучателя или размещенными в обсадной колонне отражателями. Эта емкость снабжена узкими перфорационными отверстиями, через которые она сообщается с окружающей средой – продуктивным пластом. Перфорационные отверстия проходят через стенку обсадной колонны и цементный камень.

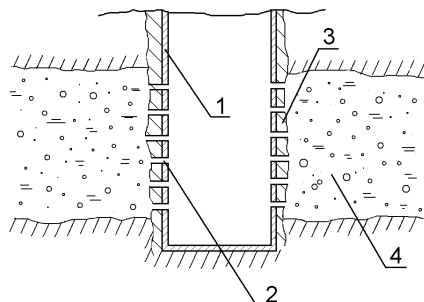


Рис.1. Схема забоя скважины: 1 – обсадная колонна, 2 – перфорационные отверстия, 3 – цементный камень, 4 – продуктивный пласт.

Ранее проведенные теоретические исследования представленной системы позволили сделать вывод о том, что перфорированный участок обсадной колонны скважины представляет собой акустический резонатор [4]. Как любая другая акустическая система, этот резонатор характеризуется частотами собственных колебаний и добротностью. При этом установлено, что перфорированная труба обладает собственными колебаниями аналогично собственным колебаниям в трубах, а также собственными колебаниями, связанными с перфорацией. В первом случае частоты собственных колебаний (основной и кратные ей гармоники) зависят от длины трубы – чем больше длина трубы, тем ниже частота колебаний. Во втором случае частота собственных колебаний не зависит от длины трубы, а связана с геометрией скважины и перфорационных отверстий и их числом.

Целью настоящего исследования является экспериментальное подтверждение установленных ранее результатов теоретических исследований, а также определение потерь энергии колебаний из скважины в пласт.

Для экспериментальной проверки полученных результатов была создана установка (рис. 2), с помощью которой моделируется поведение волнового поля в обсадной колонне скважины.

Экспериментальная установка состоит из трубы 1 (обсадной колонны) и сменных перфорационных отверстий 2, размещенных на поверхности трубы. Расположение отверстий на трубе – двухвинтовое с шагом, обеспечивающим размещение 10 отверстий на каждой линии на протяжении 1 метра трубы. Перфорационные отверстия выполнены в виде втулок натурной длины и диаметра, вворачиваемых в приваренные к трубе патрубки. Изменяя типоразмер отверстий, моделируются забойные условия, приближенные к промышленным.

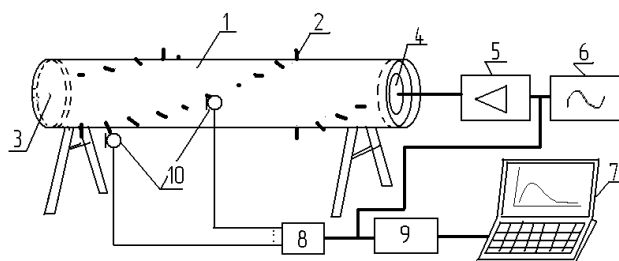


Рис.2. Схема экспериментальной установки.

- 1 – обсадная колонна, 2 – перфорационные отверстия, 3 – заглушка колонны, 4 – крышка с излучателем колебаний, 5 – усилитель сигнала низкочастотный, 6 – генератор звуковых колебаний, 7 – компьютер, 8 – микрофонный усилитель, 9 – АЦП, 10 – микрофоны.

С одной стороны труба закрывается крышкой с расположенным на нем излучателем колебаний (динамической головкой), позволяющей создавать в трубе звуковое поле. С другой стороны труба закрывается жесткой крышкой. Электрическое обеспечение (5, 6) позволяет возбуждать в трубе звуковые колебания с заданной амплитудой и частотой, или же определенного спектрального состава. Система измерения (7, 8, 9, 10) обеспечивает регистрацию и сбор данных с микрофонов, расположенных вблизи перфорационных отверстий.

Работа на стенде заключается в замере параметров волнового поля в трубе изменяемой длины при переменном количестве отверстий и сравнение их с данными расчета. Это позволяет получить резонансную кривую исследуемого объекта, на основе которой определяются значения частоты собственных колебаний столба жидкости в обсадной колонне и добротности системы. Сравнение полученных результатов позволяет экспериментально подтвердить адекватность разработанной ранее математической модели реальному процессу.

Зависимость частоты собственных колебаний перфорированной обсадной колонны от геометрических характеристик скважины и перфорационных отверстий представлена на рис.3. Полученные экспериментальные данные хорошо согласуются с полученной ранее формулой [4]:

$$f = c d (n_0 / (l_0 + 0,25 \pi d))^{1/2} / (2\pi D) \quad (1)$$

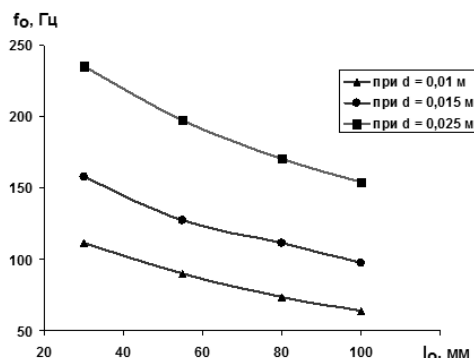


Рис.3. Зависимость частоты собственных колебаний столба жидкости в обсадной колонне от длины и диаметра перфорационных отверстий.

Как следует из представленных данных, значение частоты собственных колебаний столба жидкости в колонне возрастает при увеличении длины перфорационного отверстия и уменьшении его диаметра.

В то же время при анализе экспериментальных данных обнаружены собственные колебания, связанные с длиной трубы. Как и ожидалось, частота таких колебаний увеличивается с уменьшением длины трубы.

Полученные данные позволяют выбрать две частоты для исследования поведения системы. Первая частота основной гармоники собственных колебаний исследуемой геометрии скважины, связанная с длиной трубы, равна 167 Гц. Другая частота, связанная с перфорацией, равна 80 Гц. В следующих сериях экспериментов исследована амплитуда колебаний внутри скважины на различных расстояниях от излучателя колебаний, который генерировал колебания частотой 167 Гц и 80 Гц соответственно. На рис.4 показана зависимость амплитуды колебаний внутри скважины по длине скважины.

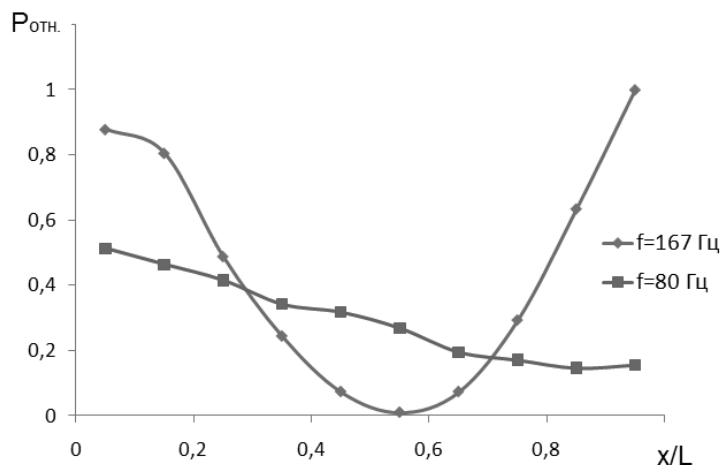


Рис.4. Зависимость относительного значения амплитуды колебаний по длине скважины.

Уменьшение амплитуды колебаний в середине длины скважины на частоте 167 Гц подтверждает факт возбуждения собственных колебаний основной моды и согласуется с теорией акустических резонаторов (труба закрыта с двух концов). Амплитуда колебаний на частоте 80 Гц не столь сильно меняется по длине трубы. Это свидетельствует о генерации собственных колебаний резонатора с перфорационными отверстиями (резонатор Гельмгольца). Незначительное уменьшение амплитуды колебаний может быть объяснено тем обстоятельством, что частота вынужденных колебаний близка к частоте четвертьволновому резонатору (в данном случае 83 Гц).

Для оценки потерь энергии колебаний на перфорационных отверстиях были измерены уровни амплитуды колебаний внутри скважины и на выходе отверстий. Зависимость коэффициента уменьшения амплитуды колебаний по длине скважины представлена на рис.5.

Анализ полученных данных позволяет сформулировать следующие рекомендации по выбору режима воздействия:

- частота генерируемых колебаний излучателя должна соответствовать частоте собственных колебаний, связанных с перфорацией;
- глубина установки излучателя должна выбираться такой, чтобы значение частоты генерируемых колебаний излучателя находилось между значениями основных гармоник четвертьволновых и полуволновых резонаторов.

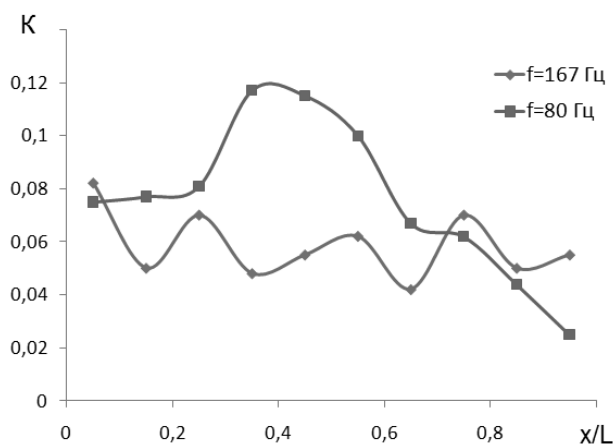


Рис.5. Зависимость коэффициента уменьшения амплитуды колебаний по длине скважины.

Заключение

На основе проведенного исследования экспериментально определены частотные характеристики перфорированного участка обсадной колонны скважины. Установлено, что скважина ведет себя как акустический резонатор и способствует увеличению амплитуды возбуждаемых колебаний на частотах, близких к частоте собственных колебаний, а также поглощению энергии колебаний на других частотах. Определены потери энергии колебаний на перфорационных отверстиях. Сформулированы рекомендации по выбору режима воздействия.

* Работа проводится в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (гос. контракт №П511 от 14.05.2010 г.).

Литература

1. Муслимов Р.Х., Волков Ю.В., Хавкин А.Я., Петраков А.М., Алемасов В.Е., Кравцов Я.И., Буторин Э.А., Марфин Е.А., Самбурава Л.И., Шестернин В.В. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении // Бурение&Нефть. – М., 2003. – №1. – С. 18–23.

2. Марфин Е.А., Кравцов Я.И. Совмещение методов воздействия на пласт как эффективный способ совершенствования технологии добычи нефти // Тр. Междун. Форума по проблемам науки, техники и образования. Том 2 / Под ред.: В.П.Савиных, В.В.Вишневого. – М.: Академия наук о Земле, 2004. – С. 133–134.

3. Марфин Е.А. Математическая модель процесса генерации колебаний давления в струйном излучателе на основе резонатора Гельмгольца // IV Школа-семинар молодых ученых и спец. под рук. акад. РАН В.Е. Алемасова «Проблемы теплообмена и гидродинамики в энергомашиностроении»: Материалы докл., – Казань: Изд-во КГУ, 2004. – С. 530–537.

4. Кравцов Я.И., Марфин Е.А., Гатауллин Р.Н. О повышении эффективности интегрированного воздействия на продуктивный пласт // Тепловые процессы в технике. – №2. – 2009.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ В ГИДРОГЕОЛОГИИ

И.С. Абросимова, А.В. Христофоров, Д.А. Христофорова

Казанский федеральный университет

В настоящее время термометрия, как один из геофизических методов, не нашла широкого применения в гидрогеологии. Хотя геотермические методы могут быть использованы для решения таких гидрогеологических задач, как расчленение геологического разреза, выделение водоносных горизонтов и водоупорных толщ; определение скорости фильтрации подземных вод и качественная оценка фильтрационных свойств отдельных толщ пород в зоне активного водообмена; выявление областей питания, стока и разгрузки подземных вод; определение скрытых очагов разгрузки восходящих горячих подземных вод и многих других. В свою очередь, гидрогеологическая информация необходима, например, при освоении новых и при доразведке старых нефтегазоносных областей, при планировании мероприятий по охране недр и использовании подземных вод для водоснабжения и других нужд.

Методы определения гидрогеологических характеристик

В каждой работе, так или иначе связанной с проблемами геотермии, подчеркивается, что в верхних частях литосферы движение флюидов является одним из наиболее активных факторов, влияющих на температурное поле [1, 2, 3].

Два вида движения флюидов в земной коре наиболее тесно связаны с тепловым режимом недр. Это гидродинамическая фильтрация подземных вод под действием градиента давлений и термодиффузия под действием градиента температур. Природа их связи с тепловым полем различна – если в первом случае фильтрационные воды обуславливают появление конвективной составляющей теплового потока и связанные с этим движением ее вариации по вертикали и горизонтали, то во втором случае сама горизонтальная составляющая теплового потока является причиной миграционного движения флюидов. Поэтому неоднородные тепловые поля, динамика подземных вод и распределение областей концентрации определенных веществ являются взаимозависимыми и взаимоопределяемыми.

Исследование водоносных горизонтов с помощью высокоточного термокаротажа дает возможность получить определенную гидрогеотермическую и гидрогеологическую информацию. На ее основе осуществляется ряд профилактических мероприятий, таких как изучение природных факторов защищенности подземных вод (наличие в разрезе слабопроницаемых отложений, их мощности, литологии, фильтрационных параметров); выявление и учет потенциальных источников загрязнений: выбор местоположений объектов, при которых их отрицательное воздействие будет минимальным и другие.

Геотермические параметры (термоградиент, конвективный и глубинный тепловой поток и др.) являются основой для получения следующей информации гидрогеологического характера.

1) *Зоны питания и разгрузки подземных вод.* Устанавливаются двумя методами: по вогнутости-выпуклости геотерм и по конвективному тепловому потоку в вышележащем малопроницаемом пласте – прогретость его свидетельствует о разгрузке подземных вод в нижележащей проницаемой толще, охлаждение – о нисходящем движении.

2) *Степень гидрогеологической раскрытости-закрытости недр.* Обозначим СГРП и СГЗП. Понятие СГРП и СГЗП в гидрогеологии используется как качественная характеристика. Количественно определяется по величинам конвективного и глубинного тепловых потоков $q_{кв}$ и $q_{гг}$. Так, СГРП определяется по формуле $G = (q_{кв} / q_{гг}) \cdot 100 \%$, соответственно СГЗП по формуле $Z = 100 \% - G$. Здесь условно принято, что полностью закрытыми являются пласты с минимальными значениями $q_{кв} = 0$, а полностью раскрытыми являются пласты у которых $q_{кв} = q_{гг}$ [3].

3) *Направления движения подземных вод.* Направление движения подземных вод можно определить по термограммам, показанным на рис. 1.

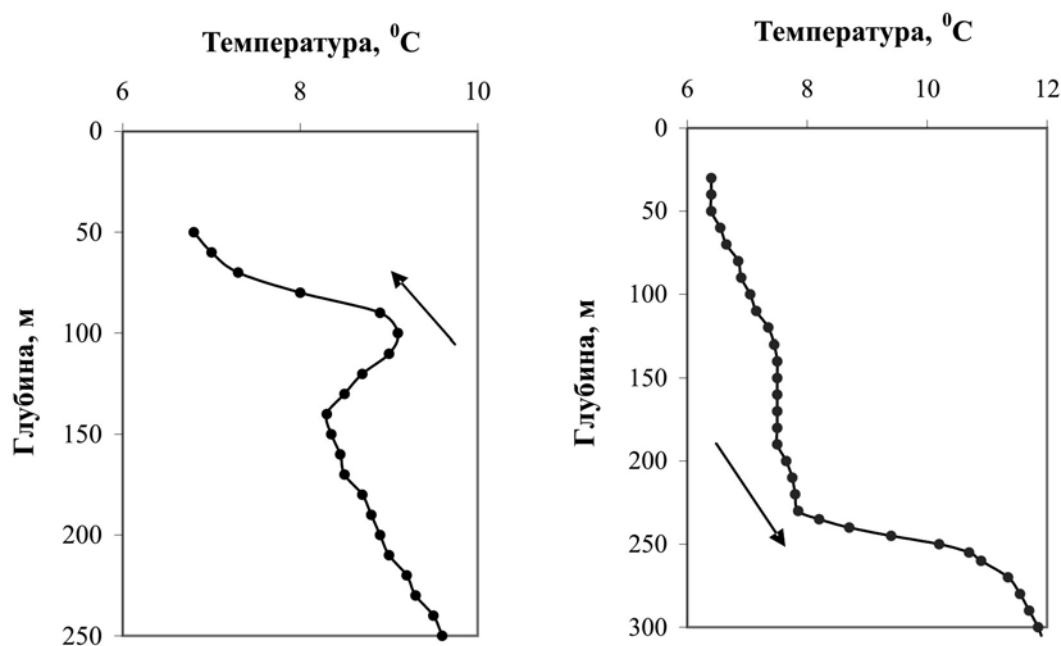


Рис. 1. Термограммы скважин: № 16 Шугурово, № 15047 Шугурово.
Стрелками показано направление фильтрации воды.

4) *Зоны с разным типом водообмена.* Геотермический метод (анализ кривых изменения температуры с глубиной) позволяет определить глубину проникновения инфильтрационных вод, отделяющую предположительную зону с активным типом водообмена от зоны с замедленным. Соответственно выделяются стратиграфические толщи, нарушенные вертикальной фильтрацией, определяются региональные и местные водоупоры.

5) *Участки с локальными аномалиями гидрогеологической природы, обусловленными латеральным движением вод.*

Некоторые результаты анализа термограмм

На юго-востоке Татарстана смыты все отложения вплоть до пермских. Воды пермских отложений достаточно широко используются для водоснабжения в нашей республике. Поэтому важно изучение гидрогеологических особенностей региона. Отложения пермской системы включают два отдела: нижнепермский P_1 с ярусами ассельским, сакмарским, артинским и кунгурским и верхнепермский P_2 с уфимским, казанским и татарским. Верхнепермские водоносные горизонты залегают выше уровня вреза речных долин и образуют многочисленные родники. Запасы подземных вод данного комплекса пополняются атмосферными осадками через проницаемые приповерхностные отложения, а также артезианскими водами с глубины по некачественно зацементированным скважинам.

Согласно изложенным методам определены некоторые гидрогеологические характеристики Шугуровской и Куак-Башской площади Ромашкинского месторождения.

Проведенное сравнение результатов гидрогеологической интерпретации геотермической информации с материалами гидродинамики и гидрогеохимии показало хорошее соответствие гидрогеотермических параметров с распределением пьезометрических уровней и степени минерализации подземных вод [4]. Анализ результатов гидрогеологической интерпретации геотермической информации проводился путем сравнения данных по основным определяемым параметрам (зонам питания и разгрузки подземных вод, степени гидрогеологической раскрытости пластов, скорости фильтрации подземных вод, водоупорам, зонам с разным типом водообмена) с известными данными

пространственного распределения (по вертикали и горизонтали) приведенных уровней и степени минерализации подземных вод.

Так, одной из выявленных нами закономерностей регионального плана является то, что верхняя часть осадочной толщи P_2 повсеместно является зоной интенсивной инфильтрации холодных поверхностных вод даже в областях региональной разгрузки (рис. 1,2). Почти для всей территории это толща P_2 охлаждена. Верхнепермские отложения промываются атмосферными водами.

Это хорошо согласуется с гидродинамическими данными работы [5], а также с данными работы [6]. Гидродинамические особенности Волго-Уральского бассейна связаны с тем, что в его осадочные отложения непрерывно поступают инфильтрационные воды [5]. Отложения P_2 , залегающие, как правило, выше местного базиса эрозии, по всему Урало-Поволжью хорошо промываются атмосферными водами. Это воды пресные, гидрокарбонатно-натриевого и сульфатнонатриевого типов. То есть верхнепермские отложения повсеместно представляют собой гидрогеологически раскрытую зону [6].

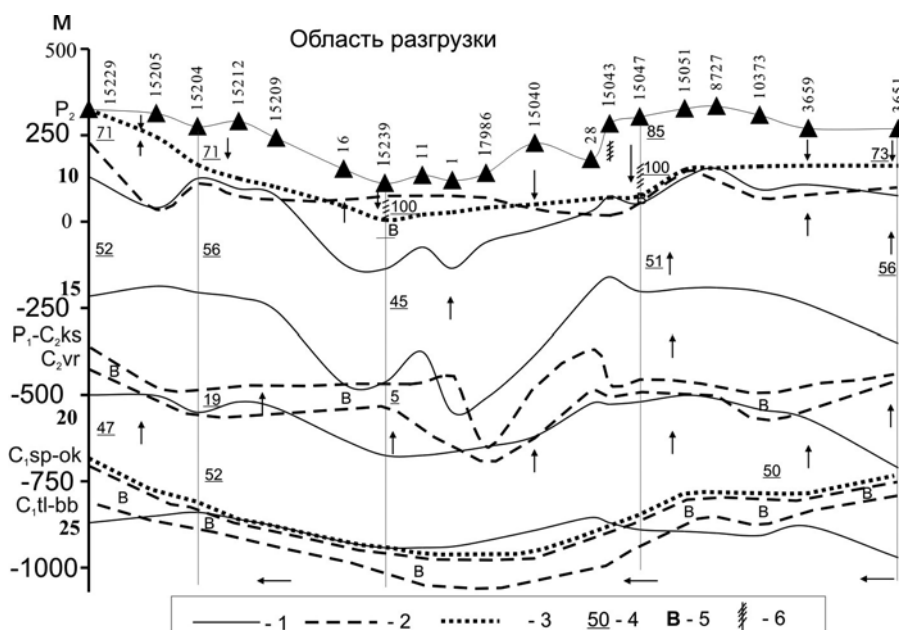


Рис. 2. Схематический гидрогеотермический профиль через Шугуровскую и Куак-Башскую площади. Масштаб 1:100000. 1 - изотермы, °C; 2 - границы отложений; 3 - границы зон активного и замедленного водообмена; 4 - степень гидрогеологической раскрытости, %; 5 - водоупор; 6 - высокопроницаемые толщи. Стрелками показано направление фильтрации.

Наличие в верхней части пермских отложений известняков и песчаников, а в нижней части водоупорных глин, благоприятно для накопления подземных вод за счет местного питания. Все водоносные горизонты пермских отложений отделяются друг от друга глинистыми водоупорами, более или менее выдержанными по простиранию. На отдельных участках эти водоупоры нарушены, вследствие чего нижнепермские сероводородные воды поднимаются на поверхность и образуют родники. Так в результате размыва глинистых водоупорных образований пермских отложений в районе села Шугурово поверхностные воды проникают до глубины 800-900 м [6].

Совместный анализ значений конвективного теплового потока и формы геотерм позволяет точно выделить зоны питания и разгрузки подземных вод и установить локальные и региональные направления движения вод от областей нисходящей фильтрации к областям восходящего движения.

В случае инфильтрации, т.е. движения вод сверху вниз, распределение температуры с глубиной имеет вогнутый характер. Фильтрационное движение снизу вверх фиксируется на геотермограммах участками, выпуклыми в отношении оси глубин. Разумеется, из рассмотрения должны быть исключены случаи (на основе анализа конвективного теплового потока), когда нелинейный характер геотермы отражает лишь изменение литологического состава. На рис. 1 приведены термограммы, иллюстрирующие эту закономерность. Также на термограмме скв. 15240 (рис. 3) в верхней части разреза фиксируется движение вод сверху вниз.

В региональном плане участки повышенной трещиноватости и разломной тектоники должны быть приурочены к зонам аномально высоких температур. Температурные максимумы разделяют участки пониженных температур, которые зачастую приурочены к долинам рек. На рис. 2 представлен гидрогеотермический профиль через долину реки Шешма (село Шугурово) [7]. На нем хорошо прослеживаются отмеченные закономерности – «падение» изотерм в долине реки Шешма, резкое их поднятие в районе Куак-Баша и Шугурово, т.е. на участках повышенной трещиноватости и разломной тектоники.

В изменении степени гидрогеологической раскрытости пласта по площади определяющую роль играет структурно-тектонический фактор – своды и поднятия характеризуются высокими значениями степени гидрогеологической раскрытости пласта, а впадины и прогибы – низкими. Этот вывод прекрасно согласуется с нашими данными (рис. 2). На большей части геотермограмм в верхней зоне фиксируются слабопроницаемые отложения с СГРП > 30 %. Естественно, такие отложения в какой-то степени предохраняют попадание загрязненных веществ с поверхности в водоносные пласты. Однако часть термограмм показывает, что в ряде районов сверху залегают хорошо проницаемые отложения с СГРП > 90 % до определенных глубин. В этом случае мы можем наблюдать загрязнение водоносного пласта, а если районы загрязнения и выхода пласта на поверхность расположены достаточно близко друг от друга, то и загрязнение родников, колодцев и других водоносных точек. Поэтому для расположения объектов потенциальных загрязнителей среды должны быть выбраны районы с минимальной величиной СГРП с поверхности и вглубь.

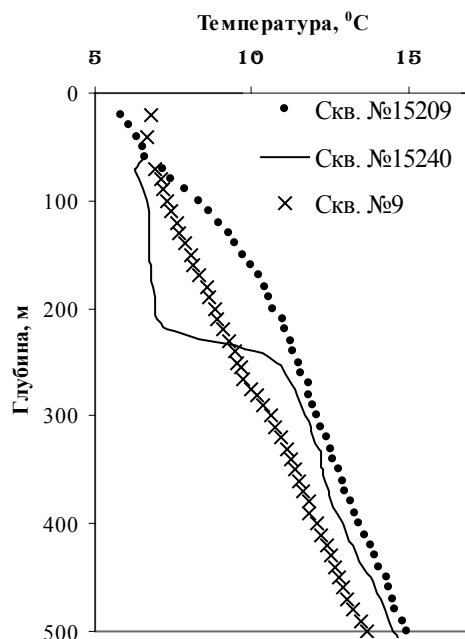


Рис. 3. Различный характер термограмм при наличии сверху непроницаемых (скв. №15209, Шугурово), слабопроницаемых (скв. №9, Шугурово) и проницаемых (скв. №15240, Шугурово) отложений.

Как видно из рис 2, граница, разделяющая зоны активного и замедленного водообмена, сильно варьирует по площади в зависимости от литологии и коллекторских свойств пород, залегающих сверху. Особенно это хорошо видно по Шугуровской и Куак-Башской площадям (рис. 3). Водоупором является тульско-бобриковский горизонт. Верейские глины надежным водоупором здесь не являются, они проницаемы для инфильтрующихся вод.

В заключение мы хотели бы подчеркнуть возможность и перспективность применения в гидрогеологии геотермических методов в комплексе с другими методами.

Литература

1. Фролов Н.М. Гидрогеотермия. – М.: Недра, 1976. – С. 280.
2. Непримеров Н.Н., Ходырева Э.Я., Елисеева Н.Н. Геотермия областей нефтегазоаккумуляции. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1983. – С. 138.
3. Христофорова Н.Н. Тепловой режим литосферы в зонах нефтегазоаккумуляции на примере Волго-Уральского и Предкавказского регионов: автореф. дис. ... д.г.-м.н. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2002. – С. 34.
4. Христофорова Н.Н., Абросимова И.С., Бергеманн М.А. Геотермия областей нефтегазоаккумуляции: теоретические и практические аспекты поисково-разведочных работ. Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов», Казань, 10-12 сентября 2008 г. – Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С. 462–465.
5. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции/ Под. ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1970. – 138 с.
6. Богомолов Г.В., Герасимов В.Г. и др. Гидрогеология Волго-Уральской нефтегазоносной области. – М.: Недра, 1967. – С. 424.
7. Абросимова И.С. Результаты исследований водоносных горизонтов геотермическими методами (на примере Шугуровской и Куак-Башской площадей Ромашкинского месторождений). Георесурсы (научно-технический журнал), №2(34). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2010. – С. 22–24.

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ГЛУБОКИМ БОКОВЫМ СВЕРЛЕНИЕМ

П.О.Александров, А.А.Воскобойников, Г.К.Мубаракшин

ООО «НЕФТЕГАЗСЕРВИС», г. Октябрьский.

E-mail: magiservis@yandex.ru

В докладе освещается технология вторичного вскрытия продуктивного горизонта с использованием специального сверлящего перфоратора. Авторами создан простой, мобильный и легко ориентируемый, не требующий дополнительных операций и тяжелого оборудования, недорогой сверлящий перфоратор с глубиной проникновения в пласт на 1...2 м.

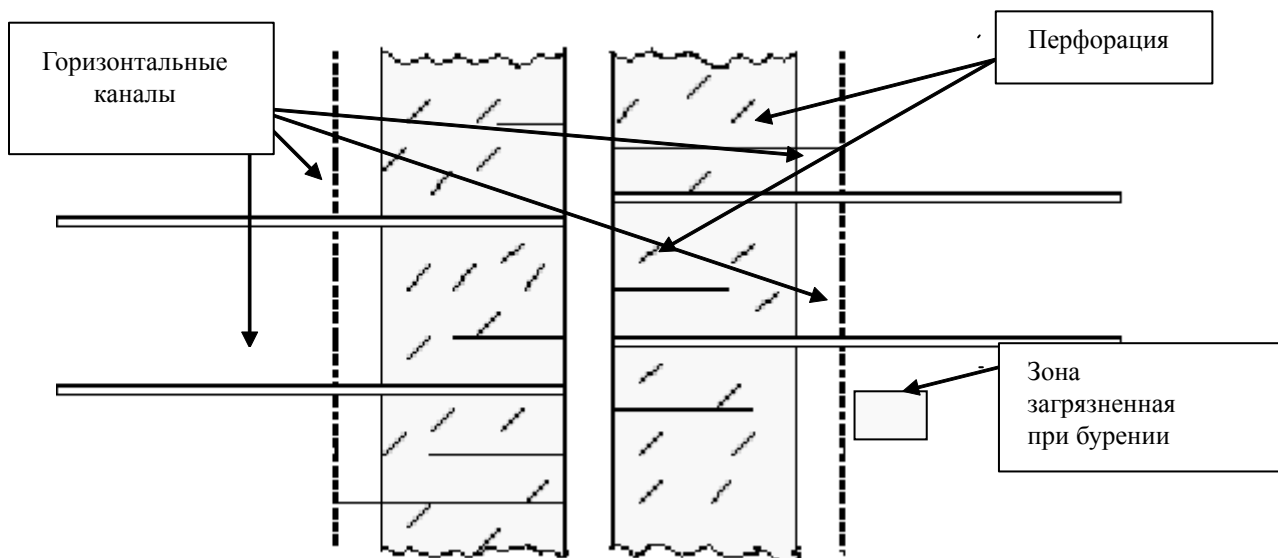
Перфоратор представляет из себя устройство, спускаемое в скважину на погружном кабеле, либо трубах НКТ вертикально от горизонта, которое автоматически закрепляется в обсадной колонне или на стенке скважины и сверлит горизонтальные или наклонные каналы длиной 1...2 м. Последующее сверление каналов не требует подъема оборудования т.к перфоратор оснащен спец. датчиками.

Сроки обработки одной скважины – от одного до трех суток с учетом спуска и подъема оборудования.

Замена запчастей может производиться прямо на скважине.

Схематичный рисунок с пояснениями

Нефтенасыщенные коллекторы мощностью 0,5...3,0 м вскрываются 6...8 горизонтальными каналами диаметром 22...28 мм и длиной 1...2 м, пробуренных на депрессии, что позволяет производить отбор нефти в широкой воронке стока, расположенных вне кольматационной зоны околоскважинного пространства продуктивного пласта.



Преимущество перед другими технологиями:

- * - возможность вскрытия небольших по мощности нефтенасыщенных пропластков;
- * - вскрытие пласта на депрессии;
- * - возможность вскрытия наклонными каналами диаметром 30-50 мм.;
- * - не требует дополнительной тяжелой техники;
- * - мобильность;

**РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ
НОВЫХ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ
ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ**
**М.И.Амерханов (к.т.н.), А.Н.Береговой, Ш.Г.Рахимова (к.т.н.), В.С.Золотухина, В.Н.Лакомкин,
О.И.Афанасьева**
ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть»

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России и, в частности Республики Татарстан, находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи нефти и ростом обводненности добываемой продукции, что является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда.

Снижению обводненности добываемой продукции и интенсификации добычи нефти способствует проведение работ по ограничению водопритока в добывающие скважины, обеспечивающих решение следующих проблем:

- продление рентабельной эксплуатации добывающих скважин;
- регулирование выработки нефтеносных коллекторов неоднородного эксплуатационного объекта за счет отключения или селективной изоляции обводненных пластов;
- уменьшение добычи попутной воды со снижением энергозатрат.

В зависимости от влияния на показатели разработки извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида. К первому виду относится вода, закачиваемая с целью поддержания пластового давления. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке добывающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

В настоящее время для проведения водоизоляционных работ на скважинах применяются множество различных методов и составов. Особое место в этом ряду занимают гелеобразующие композиции.

Водоизоляционные композиции, входящие в данную группу, после структурирования в пласте образуют высокопрочный гель. К гелеобразующим можно отнести используемые как в России, так и за рубежом составы на основе полиакриламида (ПАА), биополимеров, метилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, высоко- или низкомолекулярного жидкого стекла (силиката натрия) и других. Несмотря на неоспоримые достоинства, известные составы обладают и существенными недостатками: ограничения по минерализации воды как попутно-добываемой, так и используемой для приготовления композиций, высокая микробиологическая деструкция и недостаточная сдвиговая прочность композиций на основе биополимеров. Исходя из вышеизложенного, исследования были направлены на получение высокопрочных полимерных систем (ВПС) на воде любой минерализации, позволяющей проводить работы всевозможными, кроме того, состав и свойства попутно-добываемой воды не должны были ограничивать применение новых композиций.

Разработка высокопрочных составов велась в направлении модификации структурообразующих композиций на основе водорастворимого полиакриламида ДР9-8177 (ПАА) различными добавками, позволяющими улучшить прочностные свойства гелей.

На первом этапе лабораторных исследований проводились испытания с целью определения оптимальных условий образования вязкоупругих составов в свободном объеме.

Массовое содержание полиакриламида в исследуемых композициях находилось в пределах (0,6-1,0) %, экзополисахарид гуар в пределах от 0 % до 0,2 %. Объемное содержание ацетата хрома (АХ) варьировалось от 0,01 % до 0,14 %. В качестве добавок к полимерным композициям, позволившим значительно улучшить прочностные свойства гелей использовались окиси цинка массовой долей от 0,02 % до 0,1 % или магния массовой долей от 0,01 % до 0,06 %. [1]. Возможность применения окисей металлов в качестве индукторов гелеобразования впервые была предложена институтом «ТатНИПИнефть» в технологии применения композиционных систем на основе гуаровой камеди (смола) для увеличения нефтеотдачи неоднородных заводненных пластов (ГУАР) [2].

Приготовление композиций осуществлялось во всем спектре минерализации воды (от пресной до пластовой), закачиваемой с целью поддержания пластового давления. Качество сшивки определялось визуально по подвижности системы.

Кроме того, в течение 30 суток осуществлялось наблюдение за состоянием системы: помутнение, выделение из геля свободной воды (проявление эффекта синерезиса).

По результатам первого этапа работ сделаны следующие выводы:

- прочные, практически неподвижные или малоподвижные гели образуются в широком диапазоне концентраций;
- сшитые полимерные системы образуются в водах любой минерализации;
- время гелеобразования находится в пределах от 2 до 36 часов.

Кроме того, в течение 12 месяцев вели визуальное наблюдение за состоянием ВПС. В течение этого времени полимерные системы оказались устойчивыми к окислительной микробиологической и солевой деструкции (особенно это проявляется в минерализованных водах).

На рис. 1 приведены прочностные характеристики разработанных составов при разном соотношении компонентов в композициях в сопоставлении со сшитой полимерной системой и вязкоупругим составом, определенные на приборе Полимер РПЭ-1М.

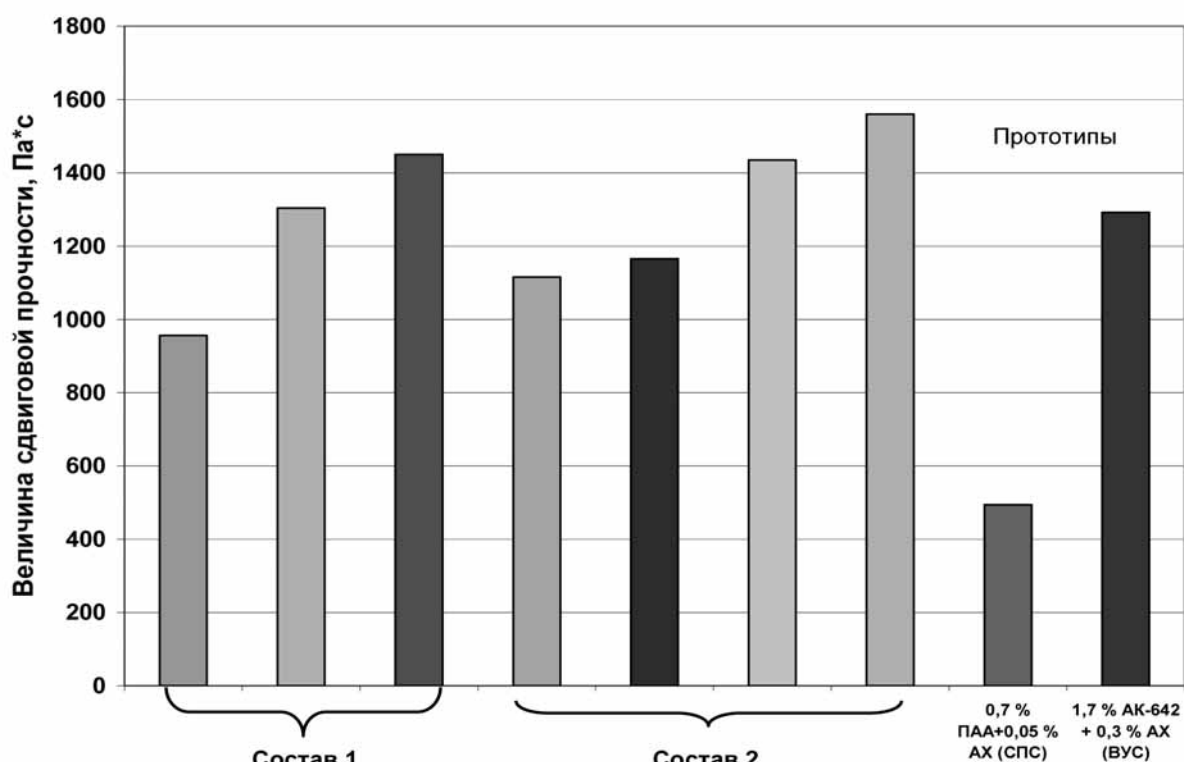


Рис.1. Сдвиговая прочность.

С целью определения нефтевытесняющих и водоизоляционных свойств ВПС нами были проведены фильтрационные испытания на образцах естественного керна с использованием компьютеризированной насосной установки фирмы Core Laboratories. Использовались керны терригенных девонских пород диаметром 2,7-3,0 см и длиной 3,5-4,0 см проницаемостью в пределах от 0,6 до 0,8 мкм². Основные условия и результаты тестирования на естественных девонских кернах разработанных составов в сравнении с известными композициями представлены в таб. 1. Низкие значения по снижению подвижности воды для СПС, по всей видимости, объясняются непродолжительностью технологической паузы, которая в экспериментах составляла от 36 до 48 часов.

Таблица 1. Основные условия и результаты тестирования на девонских кернах разработанных составов

Состав композиции	Абсолютная проницаемость кернов, мкм ²	Пористость, %	Фактор сопротивления	Коэффициент вытеснения, %	Снижение подвижности воды
Состав 1	0,604	21,5	28,83	85,4	250,91
	0,715	21,9	28,65	86,0	168,15
	0,596	20,3	88,20	95,1	332,27
	0,753	20	19,68	88,2	163,08
Состав 2	0,675	18,8	13,16	77,8	117,75
	0,643	21,1	21,19	91,7	190,59
СПС	0,603	20,1	37,81	64,07	4,38
ВУС	0,820	20,1	26,73	83,88	108,19

Также фильтрационные и водоизоляционные свойства разработанных составов исследовались на физических моделях слоисто-неоднородных пористых сред с непроницаемыми границами раздела.

Лабораторные двухслойные насыпные модели представляют собой две одинаковые трубки из нержавеющей стали длиной 150 см, внутренним диаметром 2,7 см или длиной 170 см, диаметром 1,8 см. Трубки плотно заполнены молотым кварцевым песком, с общим входом и отдельными выходами. При этом одна трубка (более проницаемый пропласток) содержала песок, проницаемость которого по нефтикратно превышала проницаемость песка в другой трубке (менее проницаемый пропласток). Менее проницаемый пропласток создавался смесью молотого песка с добавкой глинопоршка.

Результаты лабораторных исследований подтвердили эффективность разработанных составов, и в 2009 г. начались промышленные испытания технологии применения высокопрочных полимерных систем для ограничения водопритока в добывающие скважины.

Технология предназначена для ограничения притока воды как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или из непосредственно прилегающего к нефтенасыщенному нижележащего водонасыщенного пласта.

Технологический процесс реализуется путем закачки в пласт композиции, включающей полимеры и индукторы гелеобразования. Гелеобразующий состав может закрепляться закачкой тампонирующих составов (тампонирующей оторочки) на основе цемента или карбамидоформальдегидной смолы.

Изолирующие свойства ВПС предопределяются способностью удерживаться в объеме пор, трещин, каверн за счет образования химических связей-мостиков между функциональными группами полимера и активными группами на поверхности породы, цемента, металла, а также из-за вязкоупругих свойств, присущих таким системам. Сущность изолирующего действия ВПС обуславливается высоким начальным градиентом давления сдвига геля в поровом пространстве и гидравлическим сопротивлением течению жидкостей через коллектор при наличии геля.

Технологический процесс осуществляется с применением стандартного (существующего) нефтепромыслового оборудования, обеспечивающего транспортировку, приготовление (перемешивание) и закачку рабочих жидкостей в скважину, специализированных на проведение работ по закачкам технологических растворов специального назначения.

На рис. 2 представлены: количество скважино-операций в процентах и дополнительная добыча нефти по объектам разработки.

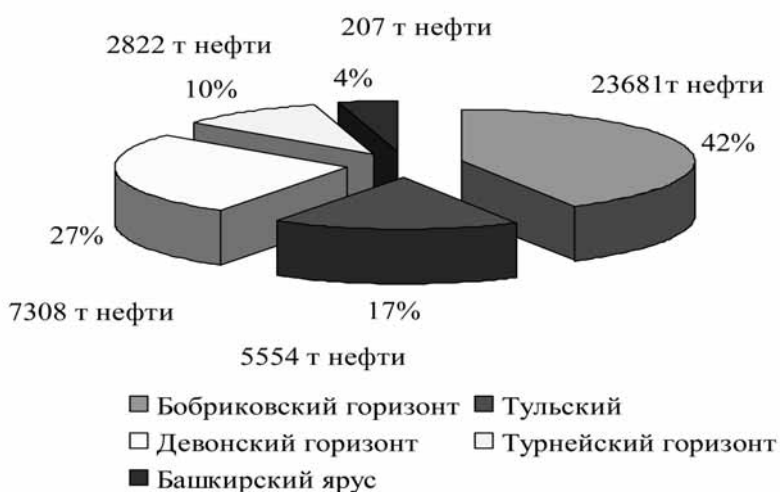


Рис. 2. Дополнительная добыча нефти по объектам разработки.

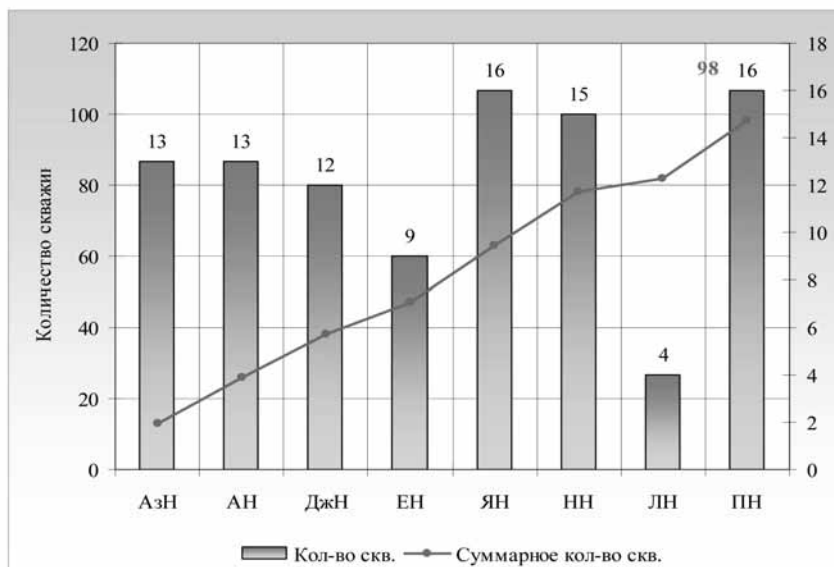


Рис. 3. Количество мероприятий по НГДУ.

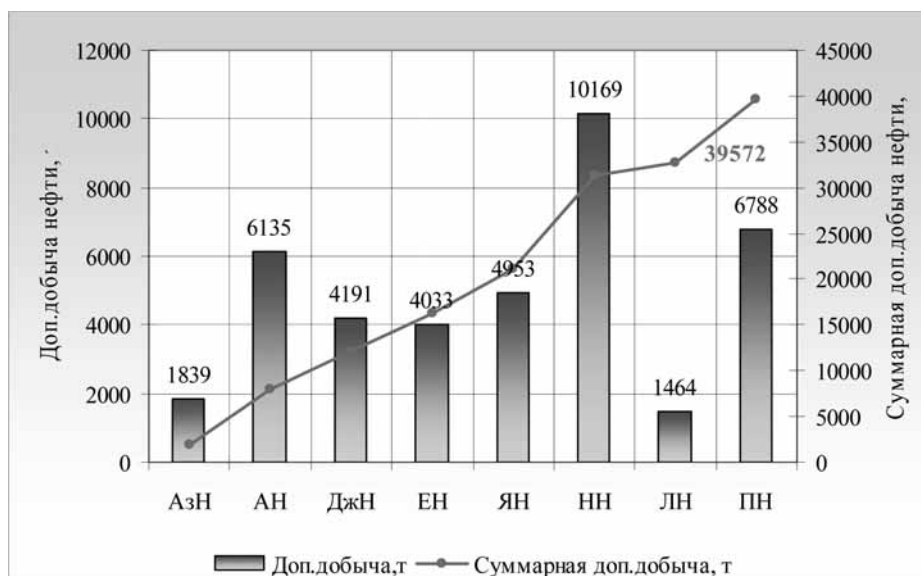


Рис. 4. Дополнительная добыча нефти по НГДУ.

На рис. 3 и 4 представлено количество мероприятий и дополнительная добыча нефти по НГДУ.

Промысловые испытания подтвердили эффективность разработанных составов для ограничения водопритока в добывающих скважинах. На 01.07.2010 проведено 98 скважино-операций, текущая дополнительная добыча составляет 39,5 тыс. тонн нефти или свыше 400 тонн при средних затратах 350 тыс. руб. на одну скважину. По многим скважино-обработкам эффект еще продолжается.

По результатам опытно-промышленных работ технология принята к промышленному внедрению с названием «Высокопрочная полимерная система для ограничения притока воды в добывающие скважины (ВПСД)».

Литература

1. Пат. 2382185 Российская Федерация, Е21В 43/22. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающих скважинах (варианты) [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н., Золотухина В.С., Латыпов Р.Р., Рахимова Ш.Г., Хисамов Р.С. опублик. 20.02.10, Бюл. №5.

2. Пат. 2346151 Российская Федерация, Е21В 43/22. Способ регулирования разработки нефтяных месторождений (варианты) [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Золотухина В.С., Береговой А.Н., Хисамов Р.С. опублик. 10.02.09, Бюл. № 4.

СТРУКТУРНАЯ МОДЕЛЬ МЕЛКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПРИМЕРЕ АДЕЛЯКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.М. Арэфьев, А.Г. Баранова, С.Е. Салун

ГБУ ИПЭН АН РТ

Svetlana.Salun@tatar.ru

Геологическое моделирование является основой для дальнейшего изучения месторождения и проведения на нем геологоразведочных работ. Использование моделирования и его роль определяются особенностями геологического строения и изученности месторождения.

При разработке месторождений с залежами нефти в терригенных и карбонатных коллекторах важным этапом является всестороннее изучение геологического строения месторождения. Для этой цели необходимо провести комплексную интерпретацию всей геологической и геофизической информации, которая накоплена по месторождению.

Применение современных программных средств при построении структурной модели позволяет использовать в полном объеме данные глубокого бурения, материалы сейсморазведки, магниторазведки, гравиразведки. Это позволяет провести достоверную корреляцию межскважинного пространства, построить карты по опорным поверхностям, а на их основе выполнить и структурное моделирование.

Под структурной моделью авторы понимают набор послойных поверхностей, построенных по результатам интерпретации и корреляции ГИС, комплексной интерпретации результатов сейсморазведочных и магнито-гравиметрических работ, согласованных с геологическим представлением о строении территории.

Наиболее перспективной технологией, позволяющей осуществить комплексное внедрение информационных ресурсов с целью управления разработкой нефтяного месторождения, является создание структурной модели данного месторождения. Построение модели мелких месторождений требует индивидуального подхода с повышенными требованиями к качеству и детальности информации, что отличает данный процесс от моделирования крупных объектов. Построение модели включает цикл следующих операций: наполнение программы исходными данными, фильтрацию ошибок, адаптацию программных средств и корректировку геологической модели.

При структурном моделировании проводится сопоставление опорных поверхностей на их соответствие с тектоническими и литолого-стратиграфическими характеристиками объекта.

Применение программного комплекса ROXAR позволяет, при качественно подготовленных данных, оперативно показать результаты комплексной интерпретации геолого-геофизической информации и выполнить построение структурной модели месторождения.

На начальном этапе построения геологической модели месторождения нефти в программный комплекс ROXAR загружается следующая цифровая информация: фактический материал геофизических исследований скважин (реальная глубина залегания маркирующих горизонтов и мощность толщи, залегающей между структурными поверхностями); глубина залегания отражающих горизонтов по данным сейсморазведки; данные магниторазведки и гравиразведки.

На основании загруженных в программу данных выполняется автоматическая интерполяция и корреляция структурных построений в межскважинном пространстве и, в конечном итоге, построение структурной модели месторождения, которая дает возможность:

- построить разрез по вертикальной, горизонтальной или другой поверхности;
- выделить геологическое тело;
- построить объемные карты с тектоническими нарушениями, литологией или пористостью, обводненностью, геохимическими характеристиками нефтемещающего резервуара и т.п.

В процессе построения 3D моделей в программном комплексе ROXAR можно выявить неточности в интерпретации и обработке данных. Программный комплекс позволяет скорректировать структурные построения и получить согласованную структурную модель месторождения и отдельных его элементов.

Нефтеносными на месторождении являются карбонатные отложения каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса среднего карбона; терригенные отложения бобриковского горизонта и карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона. Все залежи контролируются выявленными поднятиями и зонами замещения пластов-коллекторов уплотненными и глинистыми породами-неколлекторами.

Пласты-коллекторы каширского горизонта сложены в основном известняками с прослоями доломитов. В пределах каширского горизонта нефтеносными по ГИС признаны пласты Скш-1 и Скш-4.

Породами-коллекторами верейского горизонта являются пористо-проницаемые и трещиноватые известняки в разной степени глинистые и доломитизированные. Основными нефтесодержащими и наиболее выдержанными по площади и по разрезу пластами являются пласты Свр-5, Свр-3 и Свр-2.

По данным ГИС и по положению в разрезах скважин в отложениях башкирского яруса выделяется 2 пласта-коллектора (Сбш-1 и Сбш-2), разделенные пачкой уплотненных известняков различной толщины. Залежь нефти в башкирском ярусе массивно-пластового типа. Для продуктивных пластов характерно переслаивание пористо-проницаемых и плотных прослоев. Пласты сложены доломитизированными известняками. Нефтенасыщенным является верхний пласт Сбш-2 и верхняя часть Сбш-1.

Тульский горизонт на месторождении сложен глинистыми породами. Пласты-коллекторы в нем отсутствуют.

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта являются основным объектом добычи Аделяковского месторождения. В разрезе горизонта представлены 4 пласта-коллектора: Сбр-3, Сбр-2, Сбр-1 и Сбр-0, но только верхний из пластов (Сбр-3) – хорошо выдержан по площади и по разрезу и прослеживается в большинстве скважин месторождения. Пласт сложен песчаниками и расчленяется на несколько эффективных прослоев. Пласты Сбр-3 и Сбр-2, по данным некоторых скважин, сливаются в один пласт, образуя единый резервуар. Пласты Сбр-1 и Сбр-0 развиты лишь в пределах визейского вреза и от пласта Сбр-3+2 отделяются пачкой аргиллитов.

На рис.1 видно, что в пределах месторождения четко вырисовывается 5 куполов, которые прослеживаются по всем структурным поверхностям. Два купола разбурены сеткой эксплуатационных скважин, еще два – единичными разведочными скважинами и одно поднятие остается непоискованным. Поднятия отделены друг от друга прогибами, которые хорошо трассируются по осевой зоне повышенных значений магнитного поля.

Для формирования структурных планов по маркирующим поверхностям нижнего карбона большое значение имели условия осадконакопления в турнейско-визейское время. Образование турнейской толщи происходило в условиях относительно глубоководного морского бассейна с хорошо прогретыми водами, что способствовало развитию в нем богатой органической жизни. Смена обстановки произошла в визейское время с установлением прибрежно-континентального режима осадконакопления в бобриковско-радаевское время. В елховское время установившиеся субконтинентальные условия привели к развитию эрозионно-карстовых процессов, весьма сильно повлиявших на оформление турнейской поверхности. Перепады глубин на южном куполе Аделяковского поднятия достигают 60 м. Образовавшиеся врезы имеют небольшую ширину (200–250 м), извилистое очертание

в плане и заполнены терригенными осадками бобриковско-радаевского возраста. Последние залегают на разных по возрасту турнейских отложениях – от кизеловских до малевско-упинских. Характер отложений, выполняющих врез (или денудационно-карстовые полости) и представленных песчаниками, алевролитами, аргилитами, углисто-глинистыми сланцами, прослоями углей и карбонатных пород, свидетельствуют об обстановке прибрежно-морского осадконакопления, которое характеризуется частой сменой береговой линии, появлением и исчезновением лагун и заливов, образованию заболоченных субконтинентальных участков.

Следствием этой седиментационной обстановки является линзовидное залегание песчаных тел, значительное колебание их мощности вплоть до выклинивания на коротких расстояниях, расслоенность пластами аргиллитов, которые, в свою очередь, также не выдержаны по разрезу и простираю. Весьма характерным элементом строения бобриковско-радаевской толщи является залегание на одном уровне в соседних скважинах нефтенасыщенных песчаников и прослоев углей, как бы переход одних в другие. Режим прибрежно-мелководного бассейна в тульское время сменился режимом устойчивого морского бассейна с отложением глинистых осадков, перекрывших бобриковско-радаевскую толщу повсеместно в регионе в целом и служившую покрывкой для бобриковской залежи. Однако денудационно-карстовый рельеф турнейской поверхности привел к частичному и неравномерному проседанию тульской поверхности над наиболее пониженными участками турнейского рельефа в случае некомпенсированного их заполнения бобриковско-радаевскими осадками.

Таким образом, моделирование турнейской, бобриковской и тульской поверхностей будет способствовать более полному и объективному пониманию строения бобриковско-радаевского нефтесодержащего резервуара и распределению в нем нефтенасыщенных толщин, имеющих весьма важное значение для точности подсчитываемых запасов нефти.

Используя возможности п/к ROXAR, был построен визейский врез. За основу построения взята структурная поверхность турнейского горизонта с выделенной линией вреза. Результаты комплексной интерпретации данных позволили наметить зону трещиноватости и показать ее на структурной карте в виде линий. После преобразования зона трещиноватости учтена в процессе построения структурной модели месторождения.

Построенная модель наиболее реально и полно отражает геологическое строение нефтесодержащих толщ и позволяет обосновано рекомендовать дальнейшие геологоразведочные работы на Аделяковском месторождении.

Структурная модель Аделяковского месторождения является основой при выполнении работ по подсчету запасов и оценке прогнозных ресурсов нефти.

Технология построения структурной модели, выполненной в п/к ROXAR на примере Аделяковского месторождения, может быть рекомендована и для других мелких нефтяных месторождений РТ.

Литература

1. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.:Недра, 1996. – 382 с.
2. Ганиев Р.Р. Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений/ метод указания к практич. занятиям в 3-х кн. – Сост. Р.Р. Ганиев – Казань: Казан. гос. ун-т, 2007.
3. Теория и практика моделирования разработки нефтяных месторождений в различных геолого-физических условиях / Р.С.Хисамов, Р.Р.Ибатуллин, А.И.Никифоров и др. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2009. – 239 с.

ВТОРИЧНАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩ КАК ОСНОВА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ

Ю.В. Афанасьев

Самарский государственный технический университет

Из материалов исследований, направленных на изучение фильтрационно-емкостных свойств, газового фона, особенностей нерастворимого органического вещества (НОВ) непродуктивных осадочных пород (А.М. Акрамходжаев и др., 1985; Н.А. Еременко и др., 1985; И.С. Старобинец и др., 1985; В.С. Вышемирский и др., 1986), следует, что в коллекторских породах ловушек перед поступлением в них флюидов из внешнего источника присутствует сингенетичное рассеянное ОВ (РОВ), подвижные продукты катагенеза которого частично адсорбированы породами и НОВ, а частично обеспечивают так называемый газовый фон пород и насыщающих поровое пространство пластовых вод. Состав газов суммарно может быть охарактеризован как азотно-углеводородно-углекислотный или азотно-углекислотно-углеводородный с относительно повышенным содержанием водорода, преобладанием гомологов над метаном и значительным количеством непредельных углеводородов (УВ) (В.П. Исаев, 1991; М.С. Кавеев, 1963; Э.Е. Лондон, 1975).

По всему разрезу осадочного чехла за пределами продуктивных ловушек и разломов вплоть до сводов крупных поднятий иных форм присутствия подвижных продуктов катагенеза ОВ кроме рассеянной не обнаружено. Фактов, подтверждающих сегрегацию рассеянных углеводородов в процессе миграции в проницаемых пластах, ни в объеме пластов, ни под региональными покрывками не установлено.

Вторичные (наложенно-эпигенетические) изменения, вызванные аккумуляцией в ловушках продуктов катагенеза РОВ и эндогенных флюидов, проявляются в форме вторичной неоднородности и прослежены в продуктивных породах по вариациям: фильтрационно-емкостных свойств, вторичной цементации новообразованными минералами и твердым битумом, содержания гаммы микроэлементов, в том числе U, Th, Ra, плотности нефти, дефектности кристаллической структуры кальцита, глинизации алюмосиликатов и др. Указанные изменения установлены на Оренбургском месторождении.

В карбоне (среднем и верхнем) и нижней перми на цоколе Соль-Илецкого тектонического выступа в обстановке мелководного эпиконтинентального морского бассейна сформировалась седиментационная рифовая постройка. Наиболее интенсивно рифостроение происходило на территории Оренбургского вала, к которому приурочено Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение.

Вскрытая мощность продуктивных пород составляет 546 м. В продуктивном разрезе установлены преимущественно следующие типы известняков: комковато-сугустковые, органогенные, органогенно-обломочные и смешанные. Кристаллические разности пород и доломиты имеют подчиненное значение.

В продуктивном разрезе Оренбургского месторождения (скв. 323), сложенном известняками чистыми и доломитистыми (рис. 1), на основе результатов термоаналитических и литолого-петрографических исследований по методике ВНИГРИ (Л.П. Гмид, 1972) по распределению твердого битума (ТБ), аутигенных минералов, микроэлементов и фильтрационно-емкостных свойств пород выделены 15 интервалов мощностью от 20 до 50 м.

В кровле каждого интервала содержание ТБ достигает десятков процентов (по шлифу), что и позволило расчленить продуктивный разрез. От интервала к интервалу среднее содержание ТБ в кровле как увеличивается с глубиной, так и уменьшается совершенно случайным образом. Обращает на себя внимание весьма широкий диапазон вариаций (5-30%). Однако эти особенности согласуются с данными битуминологических (Е.Н. Галян, 1996) и петрографических (С.П. Максимов и др., 1979) исследований вторичной битуминозности пород, а также γ -каротажа (Ф.А. Алексеев и др., 1977). Иной особенности в вариациях содержания ТБ по разрезу не выявлено. Подошва интервалов прослежена по наличию SiO_2 и(или) FeS_2 .

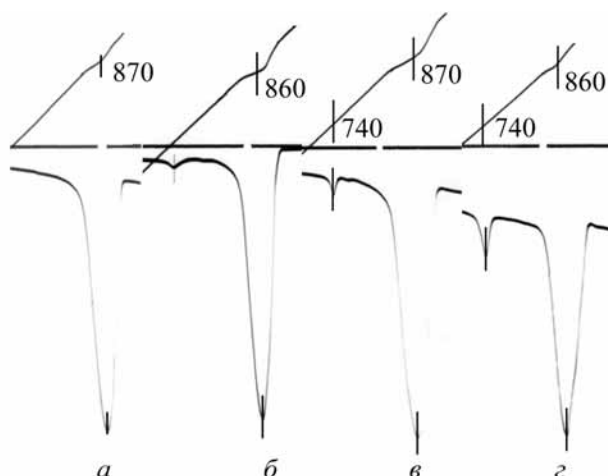


Рис. 1.

Типы пород по данным дифференциального термического анализа. Оренбург, скв. 323, а – известняк, б, в, г - известняки доломитистые, интервалы: а – 1411,6-1416,1 м, б – 1496,0-1501,9 м, в – 1459,2-1463,0 м, г – 1483,5-1487,2 м.

Детальными f-радиографическими исследованиями распределения урана в породе установлено (Ф.А. Алексеев и др., 1977), что концентрированный уран приурочен к порам, трещинам, кавернам, стилолитовым швам, полостям форменных элементов и ассоциирован с черным или темно-коричневым асфальтоподобным окисленным битумом, по которому иногда развита вторичная сульфидизация.

Пористые проницаемые прослои, сложенные, судя по керну, плитчатыми и рыхлыми породами, приурочены, как правило, к середине выделенных интервалов (табл.). При сопоставлении этих данных с литературными (И.П. Жабрев, М.А. Политыкина, 1979) по распределению пластов плитчатого известняка в разрезе (табл., скв. 311, 321) установлена их четкая согласованность.

Кроме того, при анализе распределения данных (И.П. Жабрев, М.А. Политыкина, 1979; Н.И. Вареничева и др., 1973) о зонах повышенной трещиноватости пород и поглощений промывочной жидкости по разрезу и площади (61 скважина, из них 21 на крыльях и периклиналях) нами выделено 13 глубин (табл., столбец H^*/n , где H^* – среднее арифметическое из n значений), к которым приурочено наибольшее число зон. Отсюда следует, что зоны (прослои) выдержаны по площади. При наличии такого рода неоднородности становится оправданным, на наш взгляд, развитие строительства горизонтальных скважин с целью интенсификации освоения запасов сырья (М.Р. Назыров и др., 2009).

Таблица. Распределение по разрезу цемента, трещиноватости и зон поглощения

№ п/п	Интервал (абс.отм.), м	Вторичный цемент, %				Плотность		Н, м скв. 311, 321	Н*/п, м
		CaCO ₃	CaSO ₄	$\frac{SiO_2}{FeS_2}$	Тв. битум	Т*, м ⁻¹	Т _с , м ⁻¹		
1	Кровля -1293,7				2	18	45	1300/2	
	Подошва -1313,7	5	10		+	27	80		
2	Кровля -1313,7				3	25			
	Подошва -1332,7		5	+	+	70	40		
3	Кровля -1332,7	5	5		30	40	1350,0 – 1353,5	1345/3	
	Подошва -1379,7				7	80			100
4	Кровля -1379,7	2	15		+	28	1388,5 – 1393,5 1414,0 – 1415,0	1400/9	
	Подошва -1427,7	10			10	53			50
5	Кровля -1427,7	15	15	15	15	70	1435,6 – 1436,6 1449,0 – 1459,0	1455/10	
	Подошва -1464,7	15	15	70/+	5	100			150
6	Кровля -1464,7	5			10	50	1486,0 – 1491,0	1500/18	
	Подошва -1504,7		15	+/+		110			50
7	Кровля -1504,7	5	+		5	40	1518 – 1521 1553 – 1556	1545/12	
	Подошва -1557,1	15		3/2	2	65			
8	Кровля -1557,1	5			10	30	1568,0 – 1568,6		
	Подошва -1593,7	10-25		+/+	15	50			80
9	Кровля -1593,7	5		+	2	35	1607,4 – 1609,0	1600/17	
	Подошва -1619,7	7		+	+	60			
10	Кровля -1619,7	5-15		+/+	4	28	1623,6 – 1627,0	1640/15	
	Подошва -1644,7	3-10		+	+	45			90
11	Кровля -1644,7				7	33	95		
	Подошва -1659,7			40/5	15	65			
12	Кровля -1659,7	5			7	42	1664,0 – 1665,5 1698,4 – 1700,0	1680/8	
	Подошва -1703,7	5			2	75			100
13	Кровля -1703,7	10		+/+	10	70	1717,4 – 1717,9	1720/10	
	Подошва -1728,7			+	+	100			110
14	Кровля -1728,7				10	35		1740/10	
	Подошва -1761,7			+/1	10	60			108
15	Кровля -1761,7	15	+	40/20	30	42		1780/10	
	Подошва -1814,5	15			+	72			

С позиций принципиальной модели упорядочения (Ю.В. Афанасьев, 1999) формирование вторичной неоднородности продуктивной толщи Оренбургского месторождения можно представить следующим образом. В своде центрального блока ловушки, как наиболее гипсометрически приподнятого, формирующийся вследствие аккумуляции флюид достигает при сложившихся термобарических условиях неравновесной критической точки расслоения. Возникающее интенсивное макроскопическое конвективное движение флюида, подобное ячейкам Бенара (Г. Хакен, 1980), завершается обособлением углеводородной (УВ) и водной фаз. Исходя из имеющегося фактического материала можно предположить, что на первом этапе расслоением охватывается весь флюид, аккумулированный в пустотном пространстве коллектора в интервале от кровли свода -1271,5 м до кровли второго интервала включительно (-1320,0 м). В УВ-фазе, локализованной в интервале -1271,5 – -1293,7 м, вследствие резкого увеличения при ее обособлении концентрации веществ возрастает скорость реакций в направлении образования нефти.

На границе раздела фаз (интервал -1293,7 – -1300,0 м) и в водной фазе, локализованной в интервале -1300,0 – -1320,0 м, развивается анаэробное восстановление сульфатов, сопровождающееся ростом концентраций сероводорода, диоксида углерода, окисленных агрессивных по отношению к породе органических соединений и развитием выщелачивания карбонатных пород. Аккумулированные на границе раздела фаз при расслоении, а также образовавшиеся в процессе сульфатредукции полярные высокомолекулярные смолисто-асфальтеновые компоненты вследствие поверхностной активности адсорбируются на границе раздела фаз жидкость-жидкость и жидкость-порода. В ходе дальнейшей геологической истории ловушки эти компоненты преобразуются в твердый пленочный или консолидированный битум.

Продукты жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий являются энергетическим субстратом для находящихся с ними в симбиозе метанобразующих (А.И. Германов и др., 1981). Поэтому в зоне их

существования (интервал -1313,7 – -1320,0 м) геохимическая обстановка изменяется, сопровождаясь минералообразованием.

После завершения совокупности процессов в указанном интервале формируются две зоны: продуктивная (интервал -1271,5 – -1293,7 м) (зона локализации углеводородной фазы) и водонасыщенная (интервал -1293,7 – -1320,0 м) (зона локализации водной фазы и перехода к ней). Кровля последней отмечается твердым битумом (битумная подзона), а подошва – новообразованным цементом (подзона цементации). Указанные подзоны разделяются подзоной выщелачивания (разуплотнения) без битума (табл., интервал -1300,0 – -1313,7 м). Мощность и степень выщелоченности зоны определяются интенсивностью процессов на границе раздела фаз. Цементация приводит к их затуханию.

Далее расслоением охватывается критический флюид, аккумулированный в интервале от подошвы продуктивной зоны (-1293,7 м) до кровли 3 интервала включительно (-1340,0 м, табл.). Продуктивная зона формируется в интервале -1293,7 – -1313,7 м, а водонасыщенная – -1313,7 – -1340,0 м. Таким образом, продуктивная зона второго этапа смыкается с продуктивной зоной первого. Когда приподнятые участки (купола) коллектора оказываются заполненными (ориентировочно к отметке -1540 м, присводовая скв. 9), далее расслоением охватываются интервалы аналогичной мощности по всей площади ловушки или по площади отдельных блоков.

Таким образом, формирование залежи представляет собой последовательную трансляцию совокупности процессов, инициируемых расслоением критического флюида, проявляющуюся в возникающей стационарной упорядоченной пространственной структуре. Исходя из числа выделенных интервалов, в формировании залежи прослеживаются 15 последовательных этапов аккумуляция-расслоение. При разработке залежи стационарное состояние существенно нарушается. Для его восстановления целесообразно периодически производить энергетическую накачку продуктивного разреза. Одним из наиболее эффективных способов накачки является импульсное электрогидравлическое воздействие на продуктивный пласт.

Обогащение углеводородной фазы легкими углеводородами переводит теперь уже ее в критическое состояние, сопровождающееся переходом в двухфазное состояние газ-жидкость. Поверхность раздела газ-жидкость выявлена на отметках -1283, -1359, -1481, -1543, -1604, -1705 м по наличию в пустотном пространстве каплевидных скоплений высокометаморфизованного с алмазным блеском твердого битума, сгущению стилолитов до 200-250 м⁻¹ и эффекту хроматографического фракционирования по микротрещинам тяжелых углеводородов. Характерные каплевидные формы твердого битума (С/Н>15) обнаружены в продуктивном разрезе Шебелинского газо-конденсатного месторождения (О.В. Зарицкая и др., 1962). На наш взгляд, образование таких форм битумов обязано происходящей при расслоении деасфальтизации.

Критическое состояние обособившейся углеводородной фазы по газу и ее расслоение достигается и происходит реже. Современный ГНК определен на отметке -1750 м. При этом расслоением был охвачен поровый флюид в интервале от -1705,0 м до подошвы современного ВНК (-1770 м).

Расслоением удовлетворительно объясняется распределение по разрезу микроэлементов (МЭЛ), в том числе урана. С помощью эмиссионного спектрального анализа в тяжелых фракциях нефти и конденсата установлено (Е.Н. Галян, 1996) высокое содержание большого числа МЭЛ, в том числе каталитически активных. Максимум оно достигает в тяжелых высокомолекулярных осадках, отобранных с забоев, стволов скважин, сепараторов, и превышает концентрацию в промышленных рудах. Поскольку растворимость полярных, в том числе металлоорганических, соединений в углеводородной фазе невелика, то при расслоении лишь небольшая их часть поступает в продуктивную зону, где и обнаруживается в рассеянной форме. Большая часть МЭЛ аккумулируется на границах раздела углеводородной и водной фаз в ассоциации со смолами и асфальтенами и обнаруживается, соответственно, в концентрированной форме в ассоциации с твердым битумом как преобразованной формой смолисто-асфальтеновых компонентов.

Выводы

1. Вторичная, наложенно-эпигенетическая, по Б.А. Лебеву, неоднородность состоит в относительно регулярном распределении по продуктивному разрезу флюидов, фильтрационно-емкостных свойств пород, цемента и ассоциированного с микроэлементами твердого битума и, по сути, является проявлением упорядочения (самоорганизации).

2. Модель формирования упорядоченной пространственной структуры раскрывает внутренние источники развития открытой системы порода – флюид при налагаемых покрывкой ограничениях.

3. При проектировании технологии разработки залежей и последующей ее оптимизации необходимо выявлять и учитывать характер вторичной неоднородности, а также осуществлять периодическую энергетическую накачку продуктивного разреза.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

В.В. Ахметгареев

Институт «ТатНИПИнефть»

Введение

В настоящее время в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья главным резервом становятся запасы тяжелой нефти и природных битумов, остаточные запасы которых в 5-6 раз превышают запасы средней и легкой нефти. По данным различных источников суммарные геологические запасы тяжелой нефти и природных битумов в мире оцениваются от 500 до 1 трлн м³, причем порядка 20% из них сосредоточены в России. Из этих 20 % также по различным оценкам на долю Татарстана приходится до 70%. Поэтому для компании ОАО «Татнефть», разрабатывающей в основном месторождения поздней стадии (порядка 60 лет), поиск наиболее экономически привлекательных методов разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов является одним из основных.

В мировой практике известны два основных способа извлечения тяжелой нефти и природных битумов: скважинный и рудничный. В Республике Татарстан применение рудничного способа отпадает ввиду экономической и экологической нецелесообразности, т.к. месторождения представлены множеством небольших залежей, разбросанных на значительной площади.

При скважинном способе добычи, для перемещения продукции, необходимо значительно уменьшить ее вязкость. Наибольшее влияние на вязкость оказывает температура. Поэтому в мире большинство месторождений битумов и тяжелой нефти разрабатывается тепловыми методами. В Татарстане в настоящее время ведутся работы по опытно-промышленной разработке таких месторождений различными модификациями тепловых методов. Однако для компании разработка их существующими методами экономически не рентабельна. Поэтому целью данной работы является изучение возможности повышения технологической и экономической эффективности разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов.

Существующие способы разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов

Среди тепловых методов добычи тяжелой нефти и природных битумов наибольшее распространение в мире нашли методы парогравитационного воздействия (ПГВ), разработанные в США и Канаде еще в 80-х годах.

Так, имеется патент Канады 1982 г. (№ 1130201, кл. E21B 43/24) «Способ добычи залежи углеводородов из подземной залежи гудронного песка или залежи тяжелой нефти». Способ включает бурение и подготовку к эксплуатации пары скважин, которая состоит из нагнетательной скважины, заканчивающейся в залежи, и добывающей скважины, заканчивающейся в залежи ниже уровня нагнетательной скважины, создание проницаемой зоны между нагнетательной и добывающей скважинами за счет нагнетания водяного пара в нагнетательную скважину и добывающую скважину. После создания между нагнетательной и добывающей скважинами проницаемой зоны подачу пара в добывающую скважину прекращают и подают водяной пар только в нагнетательную скважину, а по добывающей скважине извлекают углеводороды. Пар, который был нагнетен в скважину, образует паросодержащую нагретую зону вдоль нагнетательной скважины, и углеводороды, которые становятся подвижными в нагретой залежи, дренируют через нагретую зону к добывающей скважине, которую располагают ниже нагнетательной скважины. Эффект пара заключается главным образом в продвижении продукции в вертикальном направлении вниз.

Известен способ непрерывной добычи вязких углеводородов в гравитационном режиме с нагнетанием нагретых жидкостей (патент США №4344485, МПК E21B 43/26, опублик. 25.06.1980 г.) Способ разработки месторождения высоковязкой нефти, включающий пару горизонтальных добывающей и нагнетательной скважин, размещенных параллельно одна над другой в вертикальной плоскости, оснащенных колонной насосно-компрессорных труб (НКТ); осуществляют закачку теплоносителя, прогрев продуктивного пласта с созданием паровой камеры, отбор продукции и контроль технологических параметров пласта и скважины. Процесс направлен на придание подвижности и извлечение обычно неподвижной высоковязкой нефти из залежи битуминозного песчаника, которая вскрывается добывающей и нагнетательной скважинами. Первоначально осуществляют нагнетание теплоносителя в нагнетательную скважину с высокой скоростью так, что между скважинами устанавливается тепловая связь и создается нагретая проницаемая (паровая) камера. На границе камеры пар конденсируется, и тепло передается путем проводимости в более холодные окружающие области. Температура нефти рядом с камерой увеличивается, и она течет вниз вместе с горячим пароконденсатом. Нефть непрерывно удаляется в точке ниже паровой камеры. Теплоноситель заставляет нагретую проницаемую камеру расширяться при непрерывном стоке нефти в добывающую скважину. В качестве теплоносителя используется пар. Добыча нефти регулируется так, что поддерживаются отдельные потоки нефти и воды и устраняется избыточный прорыв пара.

Недостатком данных способов является низкая эффективность разработки месторождения высоковязкой нефти из-за отсутствия контроля равномерности прогрева продуктивного пласта тепловым воздействием. Также возможен преждевременный прорыв конденсата пласта и подошвенных пластовых вод к добывающей скважине.

За прошедшие 30 лет данные способы всячески модернизировались как отечественными, так и зарубежными специалистами. Большой вклад внесли также ученые Татарстана в связи с повышенным интересом к разработке битумных месторождений на ее территории. Приведем наиболее близкие технические и технологические решения к предлагаемому в данной работе.

Способ разработки залежей вязких нефтей и битумов (патент РФ №2322576, кл. E21B 43/24, опубл. 20.04.2008 бюл. №11) обеспечивает исключение возможности оседания песка и образования песчаной пробки в горизонтальной добывающей скважине, повышение производительности способа, а также повышение его эффективности за счет обеспечения инструментального контроля и регулирования процесса тепловой обработки продуктивного пласта. Способ включает бурение добывающей двухустьевого скважины, крепление ее эксплуатационной колонной с перфорированным участком, расположенным в продуктивном пласте, размещение в полости скважины поршня с силовыми тягами, которые на устьях скважины соединены с приводным узлом. При этом поршень выполняют с возможностью реверсивного перемещения в скважине, подъема и подачи продукции скважины в выкидную линию на одно из устьев добывающей скважины. Согласно изобретению дополнительно бурят нагнетательную скважину с профилем, параллельным профилю добывающей скважины, крепят ее эксплуатационной колонной с перфорированным участком, расположенным в том же продуктивном пласте выше добывающей скважины. Поршень устанавливают с возможностью взаимодействия непосредственно с эксплуатационной колонной добывающей скважины и реверсивного перемещения в ее пределах. Скоростью перемещения поршня обеспечивают отбор вязкой нефти и битума со скоростью, превышающей скорость обратной фильтрации нефти из полости скважины перед движущимся поршнем в пласт. На силовых тягах с обеих сторон поршня устанавливают глубинные приборы для контроля температуры и давления в процессе отбора из добывающей скважины продукции, которую отбирают в выкидную линию и на втором устье добывающей скважины. При этом закачку теплоносителя ведут одновременно по каналам двух, по крайней мере, концентрично размещенных насосно-компрессорных труб, из которых меньшие по диаметру выполняют большей длины.

Недостатком способа является то, что установленные в добывающей скважине приборы для контроля температуры показывают лишь температуру продукции в скважине, а не в пласте, а они могут значительно отличаться. Поэтому заявляемый способ корректировки расположения зон прогрева продуктивного пласта может не дать результата. Кроме того, в способе предлагается использовать две концентрически расположенные НКТ в нагнетательных скважинах, что является довольно металлоемким и технически сложным способом.

Способ разработки залежи вязкой нефти и битума (патент РФ №2387819, кл. E21B 43/24, опубл. 27.04.2010 бюл. №12) обеспечивает повышение эффективности вытеснения вязкой нефти и битума, увеличение охвата пласта по площади или разрезу, увеличение объема добычи нефти, повышение темпа прогрева пласта и темпа отбора продукции. Способ включает бурение пары непрерывных горизонтальных скважин: добывающей и расположенной выше нее нагнетательной скважины, установку обсадной колонны с фильтром в интервале продуктивного пласта, закачку теплоносителя в нагнетательную скважину и отбор продукции через добывающую скважину. Согласно изобретению добывающую горизонтальную скважину размещают в интервале наиболее проницаемого прослоя на 6-8 м выше подошвы продуктивного пласта или водонефтяного контакта. Нагнетательную горизонтальную скважину размещают на расстоянии 6-7 м от добывающей скважины. Через каждые 20-30 м в этих скважинах создают каналы длиной от 40 до 100 м параллельно водонефтяному контакту или подошве продуктивного пласта и перпендикулярно горизонтальным стволам. Каналы размещают один над другим в одной плоскости. Закачку теплоносителя осуществляют с устья и забоя нагнетательной скважины, а отбор продукции – с устья и забоя добывающей скважины.

Недостатком способа является сложность процесса и при этом низкая эффективность при больших расходах пара, т.к. закачиваемый пар уходит в основном в несколько первых каналов, в остальные попадает уже более охлажденный пар и в итоге происходит неравномерный нагрев пласта, вырабатывается только запасы вдоль первых 100-150 м скважины.

Применяемые в настоящее время в НГДУ «Нурлатнефть» способы ПГВ для добычи битума оказываются не достаточно эффективными. Так, после проведенных исследований и построения планшетов вдоль пласта через каждые 20-30 см стало ясно, что вырабатывается участок, близко расположенный к выходу пара из НКТ. Об этом также свидетельствует термограмма, в общем виде представленная на рис. 1 (термограмма прототипа). По термограмме видно, что температура, необходимая для нагрева продукции обеспечивается лишь на участке в 50 м в обе стороны от точки выхода пара из НКТ.

Таким образом, основной технической задачей способа разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов является выравнивание градиента температуры, т.е. равномерный прогрев пласта вдоль пробуренной пары добывающей и нагнетательной скважин (рис. 2, термограмма изобретения).

Суть предложения

Техническая задача решается путем применения в нагнетательной скважине гибкой НКТ, способной перемещаться периодически вдоль ствола скважины посредством силовых тяг, с частотой перемещения, обеспечивающей поддержание необходимого для добычи битума равномерного и достаточного градиента температуры вдоль пласта при нагнетании пара. На конце гибкой трубы предлагается устанавливать насадку особой конструкции, обеспечивающую

более направленную подачу пара через НКТ и перфорированный участок обсадной колонны в пласт, что позволит уменьшить расход пара. Также данную насадку предлагается снабдить ультразвуковым парогенератором (УЗПГ), работающим от струи прокачиваемого через него пара. При этом УЗПГ обеспечивает равномерное облучение в межскважинном пространстве ультразвуковыми колебаниями продуктивную залежь, которые способствуют более эффективному извлечению битума вдоль добывающей скважины.

Новыми являются следующие положения:

- применение перемещающейся вдоль ствола скважины гибкой НКТ;
- применение устройства ультразвукового парогенератора;
- расположение гибкой НКТ на подвижных центраторах;
- равномерный прогрев пласта вдоль пары горизонтальных скважин за счет равномерной подачи пара в пласт;
- облучение ультразвуковыми колебаниями межскважинного пространства для увеличения скорости дренирования нагретого битума;
- снижение потерь тепла за счет применения гибкой НКТ из материала с малой теплопроводностью;
- применение специальной насадки на конце гибкой НКТ и более направленная подача пара в пласт.

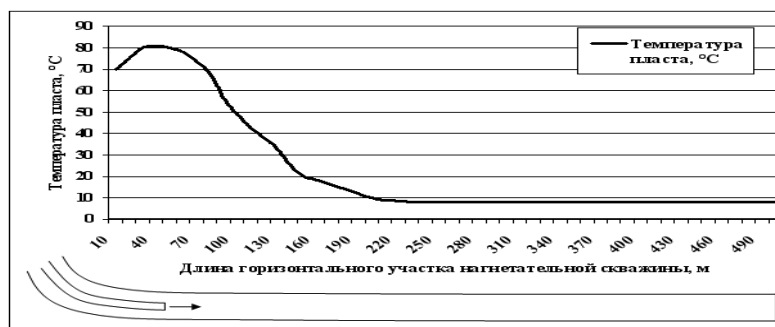


Рис. 1. Фактическое распределение температуры вдоль пары скважин в продуктивном пласте.

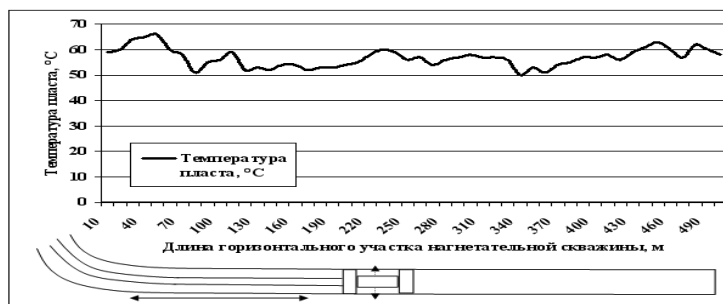


Рис. 2. Распределение температуры вдоль пары скважин в продуктивном пласте согласно предлагаемому способу.

Пример реализации идеи на битумных пластах Ашальчинского месторождения

Продуктивные пласты Ашальчинского месторождения представлены неоднородными песчаниками шешминского горизонта уфимского яруса мощностью 20-30 м. Глубина залегания 90 м, температура пласта 8°C, пластовое давление 0,5 МПа, нефтенасыщенность 0,70 д.ед., пористость 30%, проницаемость 0,265 мкм², плотность нефти 956 кг/м³, вязкость 12206 МПа·с.

Залежь вязкой нефти и битума разбуривают по редкой сетке скважин. Уточняют геологическое строение залежи, определяют вязкость нефти и битума, проницаемость пласта, распределение продуктивных толщин пласта по площади залежи, строят карты эффективных нефтенасыщенных толщин. Выбирают участок залежи массивного типа с максимальными значениями эффективных нефтенасыщенных толщин в сводовых частях куполов поднятий, контролируемых залежь. Нижней границей для битумонасыщенного пласта является водо-битумный контакт (ВБК). Он имеет ступенчатый характер. Устанавливают зоны развития максимальных и минимальных толщин битумонасыщенного коллектора по залежи. К периферии залежи толщины уменьшаются. Осуществляют геологическое и гидродинамическое моделирование процесса разработки.

Бурят пару непрерывных горизонтальных скважин с расположением забоев в пласте (рис. 3). Расстояние между точками входа в продуктивный пласт нагнетательной и добывающей горизонтальных скважин составляет 25 м.

Добывающую горизонтальную скважину 1 размещают в интервале наиболее проницаемого прослоя, при этом она располагается выше подошвы пласта вязкой нефти и битума или водобитумного контакта 2 на 6-8 м – минимальном расстоянии, увеличивающем безводный период эксплуатации скважин. Это расстояние определяется на основе гидродинамического моделирования пласта. Нагнетательную горизонтальную скважину 3 размещают

параллельно добывающей горизонтальной скважине 1 и выше нее в вертикальной плоскости, на расстоянии 6-7 м, предотвращающем преждевременный прорыв конденсата к добывающей скважине, которое определяется по гидродинамическому моделированию. На обеих скважинах устанавливают кондуктор 4 от дневной поверхности до кровли продуктивного пласта 5, цементируют затрубное пространство термостойким цементом, спускают перфорированную обсадную колонну 6 и 16 с центрираторами 7.

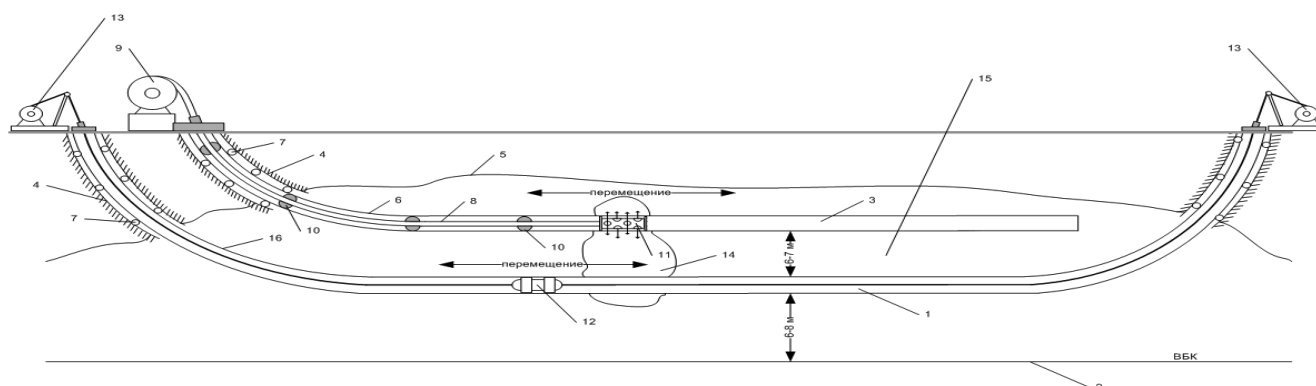


Рис. 3. Схема размещения скважин и оборудования по предлагаемому способу.

В нагнетательной скважине внутри обсадной колонны устанавливают гибкую насосно-компрессорную трубу 8, способную перемещаться с помощью силовых тросов лебедки 9 вдоль обсадной колонны, и центрируют посредством подвижных центрираторов 10. Материал, из которого изготовлена гибкая НКТ, должен отвечать следующим требованиям: выдерживать температуру подаваемого через нее пара и обладать как можно меньшей теплопередачей для того, чтобы тепловая энергия пара не переходила, растрачиваясь, через стенки гибкой трубы для нагревания межтрубного пространства. Либо гибкая НКТ должна быть термоизолирована. На конце гибкой трубы 8 устанавливают насадку 11, обеспечивающую более направленную подачу пара через НКТ и перфорированный участок обсадной колонны, в котором находится в данный момент времени насадка 11, непосредственно в пласт.

Процесс работы пары скважин следующий. В нагнетательную скважину 3 подают теплоноситель – пар, причем степень сухости закачиваемого пара периодически чередуют. В пласт 15 вначале нагнетают пар высокой степени сухости, равной 0,8-0,9 д.ед., который при рабочем давлении нагнетания 0,8 МПа за счет высокой подвижности преимущественно поступает в высокопроницаемую часть продуктивного пласта 15. При этом пар, выходящий из насадки 11, прогревает зону 14 продуктивного пласта 15.

При увеличении приемистости нагнетательной скважины 3 и доли пара в отбираемой продукции добывающей скважины 1 переходят на закачку пара малой степени сухости, равной 0,2-0,4 д.ед. Пар малой степени сухости с большим содержанием жидкой фазы внедряется в прогретый паром высокой степени сухости высокопроницаемый интервал пласта 14 и закупоривает ее. Закачку пара малой степени сухости прекращают при повышении давления до 2,1 МПа и переходят на закачку пара высокой степени сухости пара, равной 0,8-0,9 д.ед., который заполняет свободный интервал пласта 14.

В процессе закачки пара гибкая труба 8 перемещается вдоль обсадной колонны 6 с частотой перемещения, обеспечивающей поддержание необходимого для добычи битума равномерного и достаточного градиента температуры вдоль пласта при нагнетании пара. Расчеты показали, что для нагнетательной скважины 3 с горизонтальным участком ствола в 500 м движение насадки 11 в одну сторону должно составлять 30 минут. Именно при таком полупериоде обеспечивается равномерный прогрев пласта и при этом он не успевает остыть.

После создания проницаемой зоны и увеличения температуры пласта, вязкость битума уменьшается и под действием гравитационных сил стекает вниз, попадая в обсадную колонну 16. Для лучшего дренирования битума предлагается использовать установку УЗПГ, встроенную в насадку 11. Облучение ультразвуковыми волнами породы и битума в сочетании с их прогревом позволяет значительно снизить вязкость битума, уменьшить поверхностное натяжение на границе порода-жидкость и таким образом увеличить подвижность битума. По проведенным расчетам, для залежей битума Ашальчинского месторождения, применение ультразвукового воздействия совместно с паротепловым методом позволяет снизить вязкость продукции на 17 % по сравнению с применением лишь паротеплового воздействия, а скорость дренирования увеличить на 32 %. Также по расчетам для геолого-физических условий битумного пласта рассматриваемого месторождения УЗПГ должен генерировать волны с преобладающей частотой 12 кГц. Именно данная частота обеспечивает максимальный эффект от применения УЗПГ.

Отбор продукции осуществляют по добывающей скважине 1 путем транспортирования ее к поверхности методом свабирования с помощью поршня 12 по обсадной колонне 16, имеющей два выхода на поверхность. Устье и забой добывающей скважины снабжены силовыми тросами 13 для перемещения поршня 12. Метод свабирования в обе стороны для Ашальчинского месторождения наиболее эффективный способ добычи, т.к. продукция содержит

30% песка и в связи с этим срок эксплуатации насосов не превышает 2-3 месяца. Добычу ведут до полной выработки продуктивного пласта 15.

За счет равномерного прогрева пласта обеспечивается увеличение охвата пласта в 3 раза. Сравнение эффективности применения предлагаемого способа по сравнению с прототипом приведено в табл. 1. Из таблицы следует, что предложенный способ позволяет добыть дополнительно 162,25 тыс.т. нефти. Применение предложенного способа позволит увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 0,275 д.ед. и сократить энергетические затраты на проведение процесса теплового воздействия по закачке пара (предлагается закачивать на 30% меньше пара). При этом дополнительные затраты идут на применение гибкой НКТ, центраторов и барабана с силовыми тягами, приводом и электродвигателем, а также электроэнергии на эксплуатацию данной установки. Экономический эффект при применении данного способа закачки на рассматриваемой залежи составит 1178,0 млн. руб.

Таблица 1

Технико-экономическая эффективность предлагаемого способа

Показатели	Прототип	Предлагаемый способ
Балансовые запасы, тыс.т.	590	590
Средний дебит по нефти, т/сут	6	20
Коэффициент охвата, д.ед.	0,30	0,85
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,50	0,50
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,150	0,425
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	88,50	250,75
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	-	162,25
Затраты, млн. руб.	-	120,0
Экономический эффект, млн. руб.	-	1178,0

Таким образом, предложенное техническое решение позволяет создать равномерный прогрев пласта вдоль пары горизонтальных скважин, а соответственно и повысить охват и коэффициент нефтеизвлечения. Расчет экономического эффекта показал значительный положительный результат. Благодаря гибкости процесса и возможности его применения на уже пробуренных парах горизонтальных скважин, предложенный способ является особо актуальным при проведении опытно-промышленных работ по отработке технологии разработки месторождений тяжелой нефти и битума ОАО «Татнефть».

ПРИМЕР ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММЫ «ROXAR»

А.Р.Ахметов

ГБУ ИПЭН АН РТ, Казань

ar4ik@rambler.ru

В процессе эксплуатации месторождения на одном из объектов с целью поддержания пластового давления на необходимом уровне недропользователем была проведена пробная закачка воды в скважинах 1, 3 и 4. В результате проведенных мероприятий в скважине 7 объекты эксплуатации обводнились (рис. 1).

Для разработки мероприятий по повышению пластового давления при добыче нефти из залежи, приуроченной к карбонатному резервуару, состоящему из полуизолированных пористых «камер» с затрудненной гидродинамической связью, были проведены необходимые расчеты и с использованием программного продукта «Roxar RMS» выполнены следующие построения: структурные карты по кровлям основных объектов эксплуатации, карты суммарных нефтенасыщенных толщин (рис. 3, 4).

По результатам корреляции пористых участков разреза по всему фонду пробуренных на залежи скважин было выделено 5 основных объектов, имеющих различный геологический возраст и различную коллекторскую характеристику (рис. 2). Наибольшей суммарной нефтенасыщенной толщиной характеризуется объект №4 (рис. 5). Область максимальных значений нефтенасыщенной толщины объекта приурочена к северной части ловушки.

Полученная модель ловушки позволяет предположить вероятность гидродинамической связи пористых интервалов, принимающих закачиваемую воду в нагнетательных скважинах с пористыми интервалами в обводнившейся скважине 7. Было также установлено отсутствие таковой в пластах, вскрытых скважинами 1 и 4 по причине их замещения плотными породами в соседних добывающих скважинах 2, 5, 6 и 8, где ожидалось получить повышение пластового давления. Большинство пористых пропластков в нагнетательной скважине 3 коррелируются с пористыми пропластками в обводнившейся добывающей скважине 7, расположенной в зоне влияния закачки.

По результатам исследований выяснилось, что закачку в скважинах 1 и 4 целесообразно отменить, а в скважине 3 необходимо изменить режим.

Использование программного продукта «Rohar RMS» в данном конкретном случае позволяет наглядно продемонстрировать геологическую модель объектов эксплуатации (рис. 6), оценить ее с позиции выделения в пределах ловушки наиболее продуктивных участков и корректировки мероприятий по поддержанию пластового давления.

Полученная модель позволяет оперативно проводить анализ изменений параметров после внесения в базу новых данных и вносить корректировки.

Дальнейшее наполнение базы данными по пористости коллекторов, величинам пластовых давлений позволит использовать программу для построения гидродинамических моделей, карты оценок аномального давления, карты флюидных потоков, карты прогнозной пористости, а также проведения подсчета запасов.

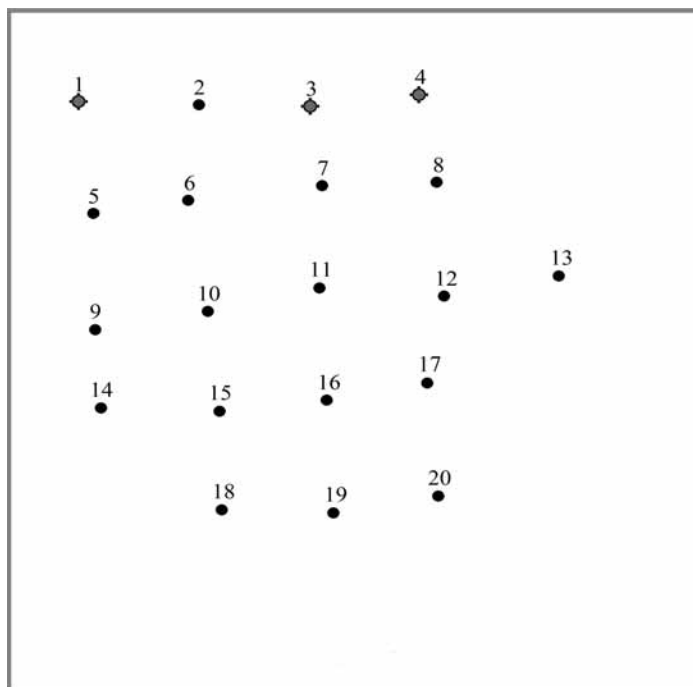


Рис. 1. Граница месторождения.

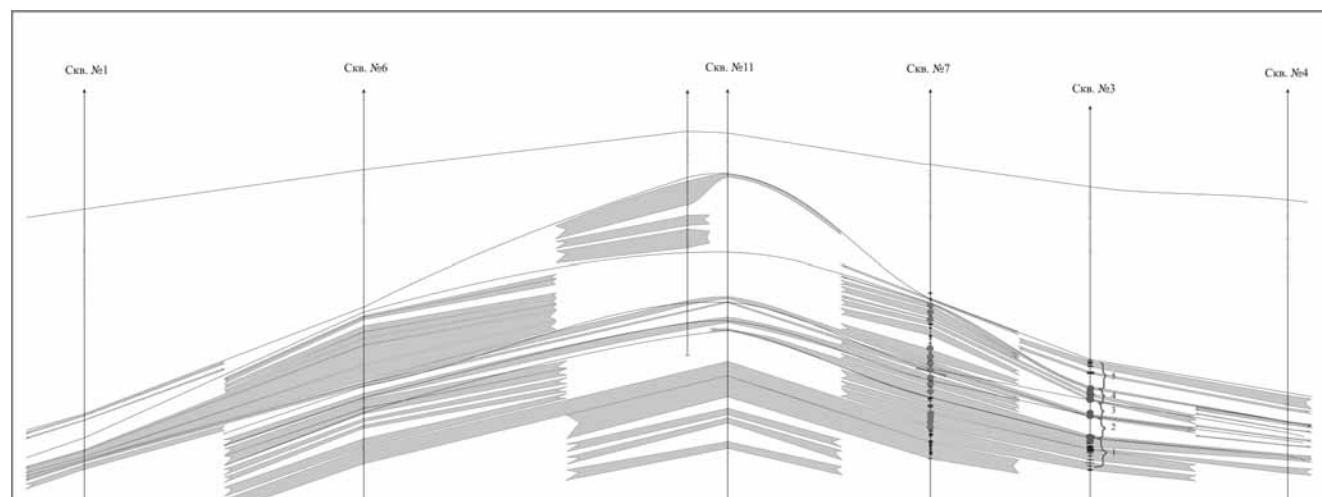


Рис. 2. Геологический профиль по линии скважин 1-6-11-7-3-4.

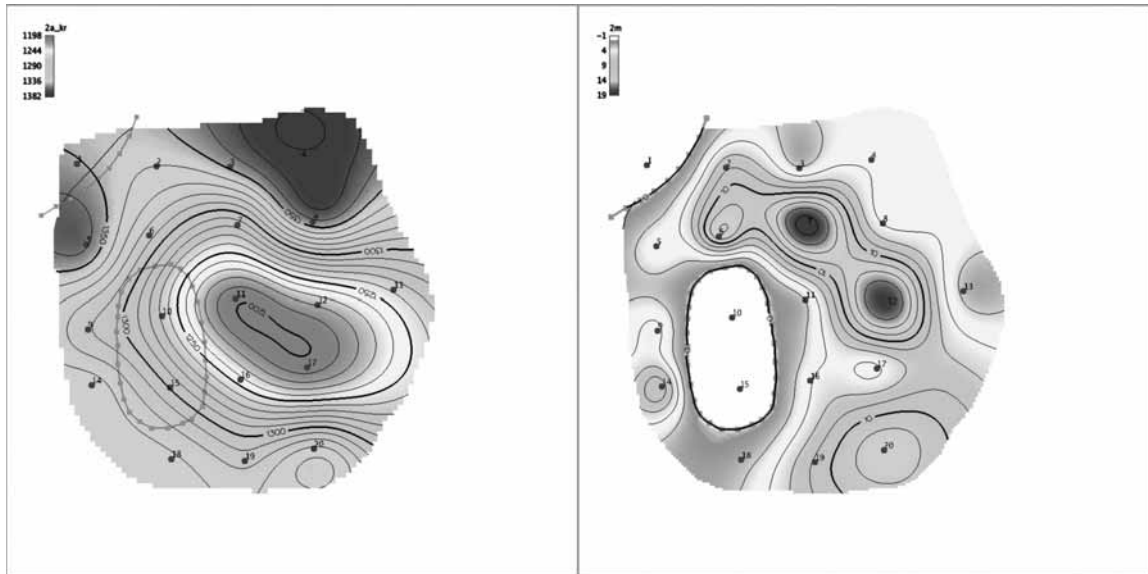


Рис. 3. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №2.

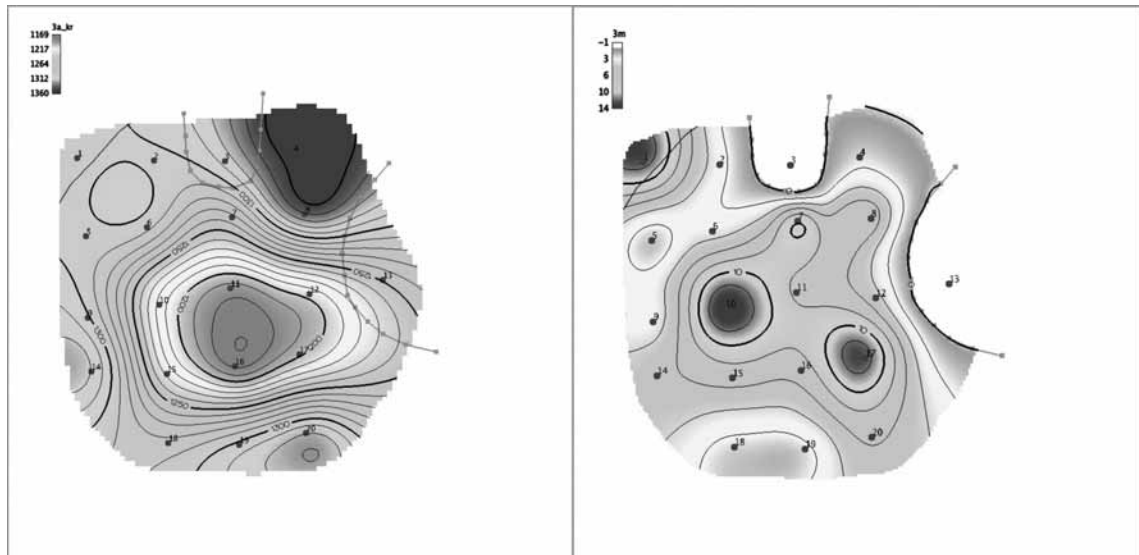


Рис. 4. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №3.

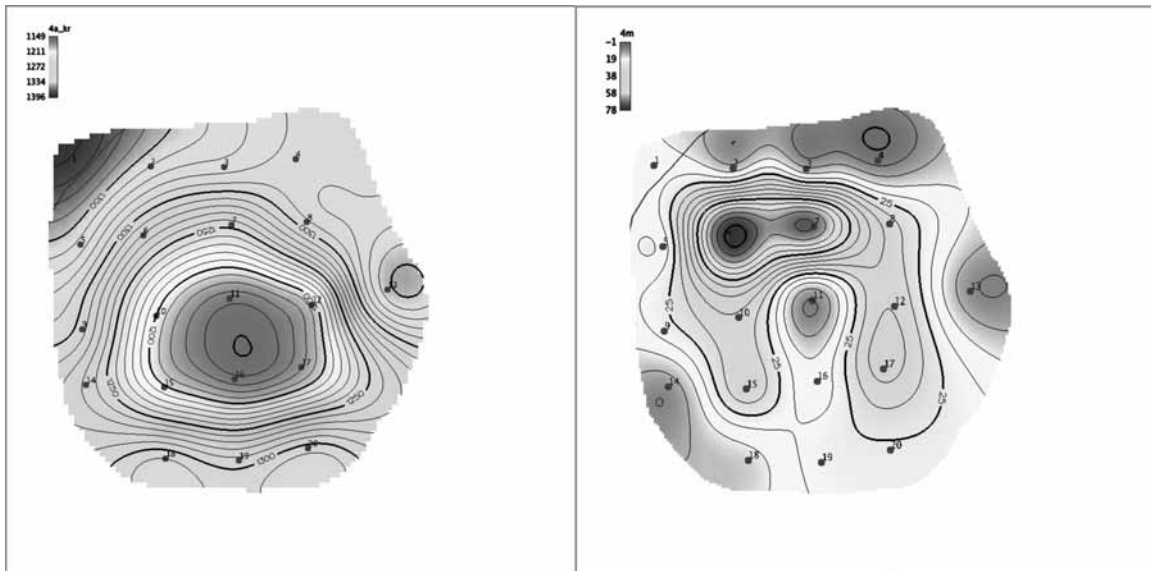


Рис. 5. Структурная карта и карта суммарных нефтенасыщенных толщин эксплуатационного объекта №4.

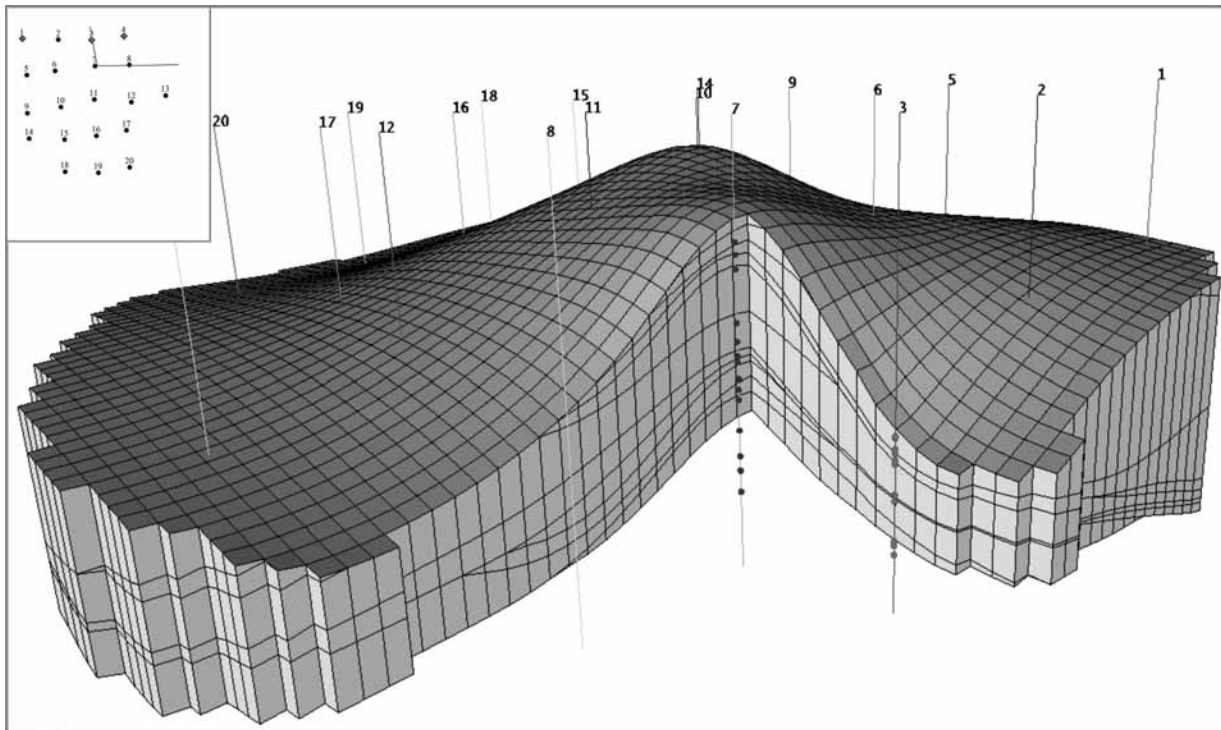


Рис. 6. 3D модель с разрезом по линии скважин 3-7-8 .

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ТУРНЕЙСКИМИ КАРБОНАТАМИ И БОБРИКОВСКИМИ ПЕСЧАНИКАМИ

В.Г.Базаревская, Т.И.Тарасова, Р.Р.Тимергалеева, Н.А.Бадуртдинова, Г.С.Галимова

ТатНИПИнефть

Несмотря на высокую изученность визейских врезов на территории как Урало-Поволжья, так и Татарстана, вопрос о гидродинамической связи между залежами нефти в терригенных бобриковских и карбонатных турнейских продуктивных отложениях, остается актуальным и спорным до настоящего времени.

Визейские врезы формировались преимущественно в радаевско-бобриковское время, денудация охватывает глины елховского горизонта и карбонатные породы турнейского яруса вплоть до заволжского надгоризонта. На территории РТ «врезы» распространены на западном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС) и восточном борту Мелекесской впадины. Характер распространения врезовых зон на западном склоне и в пределах Мелекесской впадины сильно отличается.

Радаевско-бобриковские продуктивные отложения характеризуются сложным строением: различной стратиграфической полнотой, фациальной изменчивостью разрезов, значительным изменением толщины коллекторов.

Пласты Сбр-3 и Сбр-2 выделяются в кровле бобриковского горизонта под пачкой тульских глин. Определенные трудности в расчленении или, вернее, отбивки кровли бобриковского горизонта возникают лишь в тех случаях, когда в основании тульского горизонта появляется пласт-коллектор, индексируемый как Стл-1, который сливается с пластом Сбр-3. На этом основании, а также по причине общего ВНК с пластом Сбр-3, пласт Стл-1 рассматривают в составе радаевско-бобриковских отложений.

Ниже пласта-коллектора Сбр-2 встречаются пласты, индексируемые группой Сбр-1 и Сбр-0, которые распространены преимущественно в зонах размыва – областях увеличенных толщин отложений радаевско-бобриковского возраста.

В «нормальном» разрезе толщина песчаников бобриковского разреза в среднем составляет 3-5 м, но во врезе она может увеличиваться до 25-30 м. Общая толщина осадков, выполняющая врез, изменяется от 6 до 75 м, иногда достигает 98-120 м. Наиболее широко развиты врезы с амплитудой размыва от 10 до 30 м. Толщина бобриковско-радаевских отложений во врезях не всегда соответствует амплитуде размыва турнейских пород: она может быть как меньше, так и больше этой величины.

Врезы выполнены терригенным комплексом пород и представлены хорошо отсортированными песчаниками, крупнозернистыми алевролитами, аргиллитами с прослоями углей, углисто-глинистых сланцев и реже – карбонатных пород. Толщина карбонатных пород во врезях изменяется от 1,2 до 15 м. В основном встречается один прослой, реже

количество карбонатных прослоев возрастает до 3-х. Некоторые исследователи утверждают, что это уплотненные песчаники с карбонатным цементом.

Толщина песчано-алевролитовых пород во врезях изменяется от 1 до 45 м, суммарная нефтенасыщенная толщина – 1,6-23 м, дебиты нефти варьируют от 0,5 до 67 т/сут. Средние значения пористости составляют 21,4-27 %, проницаемости – 0,447-2,23 мкм², нефтенасыщенности – 82,2-90 %.

Карбонатные отложения турнейского яруса по сравнению с терригенными пластами тульского и бобриковского горизонта характеризуются значительно худшими емкостно-фильтрационными свойствами. Средняя пористость по керну изменяется от 12,5 до 15,1 %, проницаемость – 0,102-0,353 мкм², нефтенасыщенность – от 69 до 77,4 %.

Визейские врезы не только осложняют нефтяные залежи турнейского яруса, но и сами являются дополнительным нефтяным резервуаром. В результате исследований выявлено, что в пределах западного склона ЮТС лишь в 33% случаев поисково-разведочными скважинами вскрыта нефтенасыщенная часть разреза, выполненного терригенными отложениями, заполняющими визейский врез.

Несмотря на то, что многие ученые придерживаются мнения о существовании гидродинамической связи между отложениями бобриковского горизонта в карстово-эрозионных зонах и отложениями турнейского яруса, есть и противники данного утверждения.

Первая группа ученых считает, что визейские эрозионные врезы оказывают существенное влияние на распределение и накопленную добычу нефти. Это обуславливается присутствием терригенных пластов-коллекторов толщиной до 30 м и более, значительным усилением ими расчлененности турнейского рельефа. В связи с этим врезы контролируют и нефтеносность турнейской карбонатной толщи, так как способствуют боковой миграции нефти из песчаников в смежные карбонатные породы и, наоборот, формированию в них массивных залежей нефти.

В исследованиях, проведенных в ПермНИПИнефть [1, 2], при анализе начальных пластовых давлений в скважинах и накопленных отборах из карбонатных турнейских и терригенных бобриковских отложений показано наличие гидродинамической связи на Уньвинском, Ярино-Каменноложском и Сибирском месторождениях.

Основные доводы наличия гидродинамической связи заключаются в следующем:

1. Установлена гидродинамическая связь между фаменско-турнейской и бобриковской залежами нефти Уньвинского месторождения, что подтверждено уходом 5000 м³ закачиваемой воды непосредственно под ВНК фаменско-турнейской залежи.

2. Результаты электромоделирования, проведенного на Ярино-Каменноложском месторождении также свидетельствуют о гидродинамической связи. При толщине глинистого раздела между радаевскими и турнейскими отложениями, равной 4 м, в турнейские пласты может перетекать до 22 % дебита, в бобриковские залежи при гидропроводности 1 %, а при гидропроводности около 5 % - до 47 % дебита.

3. Интересные данные получены при закачке трассирующего индикатора – флуоресцина в нагнетательные скважины на Уньвинском месторождении. Расчетами установлено, что в скважины бобриковской залежи поступило суммарно 47,8 % закачанной меченой жидкости, в а скважины фаменско-турнейской – 52,2 %. Соответственно в таком соотношении распределяются и объемы закачиваемой воды в нагнетательные скважины.

Исследования проведенные в отделе разработки института «ТатНИПИнефть» [3] подтверждают этот вывод.

При совместной эксплуатации по группе месторождений западного склона ЮТС тульско-бобриковских и турнейских отложений происходит существенное ухудшение показателей разработки по сравнению с их отдельной эксплуатацией (продуктивность скважин снижается на 28 %, доля работающей толщины уменьшается в два и более раз, вовлекаемые запасы ниже на 52,6 %, ожидаемое конечное нефтеизвлечение ниже на 30 %, вовлекаемые запасы ниже в среднем на 52,6 %).

Исследования разработчиков показали, что подключение к турнейскому тульско-бобриковского пласта увеличивает добычу нефти примерно на 44 %, а при отказе от эксплуатации турнейского пласта добыча нефти падает примерно на 12 %, т.е. турнейские отложения принимают небольшое участие в разработке. Доля участия турнейской залежи в общем дебите нефти за время эксплуатации скважин снизилась с 56 до 12 %.

Вторая группа ученых ставит под сомнение существование гидродинамической связи между отложениями бобриковского горизонта в зоне вреза и отложениями турнейского яруса. Так, по теории Гутмана И.С. зона размыва турнейских отложений является литологическим экраном и поэтому никакой гидродинамической связи между терригенными бобриковскими отложениями во врезе и карбонатными отложениями турнейского яруса быть не может.

Для определения существования или отсутствия перетоков из карбонатных отложений турнейского яруса во врезные песчаники бобриковского горизонта и, наоборот, проанализирована группа скважин в пределах карстово-эрозионных врез, которые непосредственно работают на отложения бобриковского горизонта (пласты Сбр-1, Сбр-0), и скважин, граничащих с врезом и эксплуатирующих отложения турнейского яруса на территории Шегурчинского, Березовского и Пионерского месторождений нефти (рис. 1-4).

Рассмотрим две залежи на Шегурчинском месторождении, условно обозначенные I и II участки. Несмотря на то, что в пределах участка I во врезе расположено 14 скважин, на бобриковский горизонт работают только 4 скважины, на участке II во врезе – из 9 скважин пять работают на бобриковский горизонт.

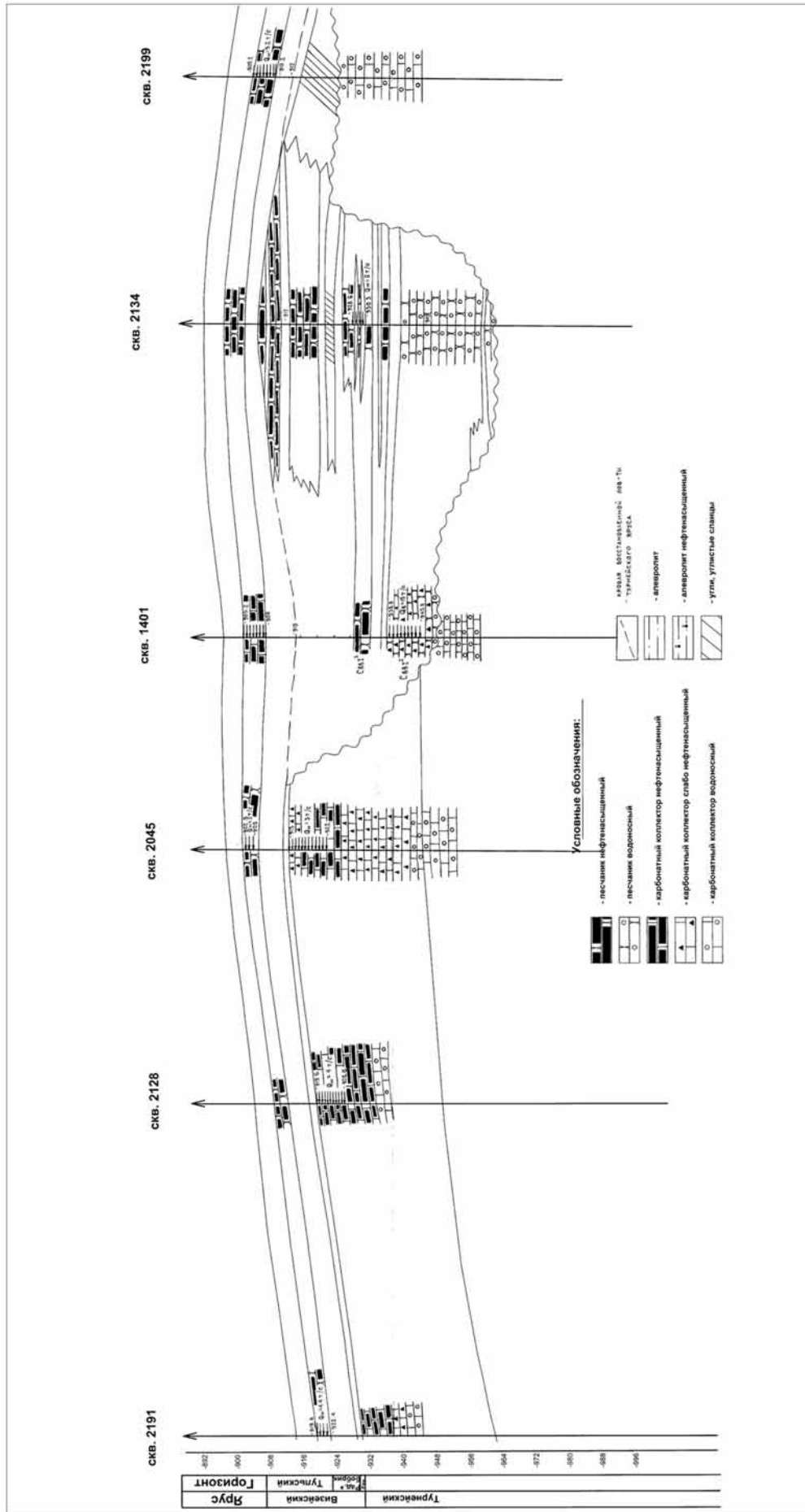


Рис.2. Березовское месторождение.
Геологический профиль по линии скважин 2191-2128-2045-1401-2134-2199.

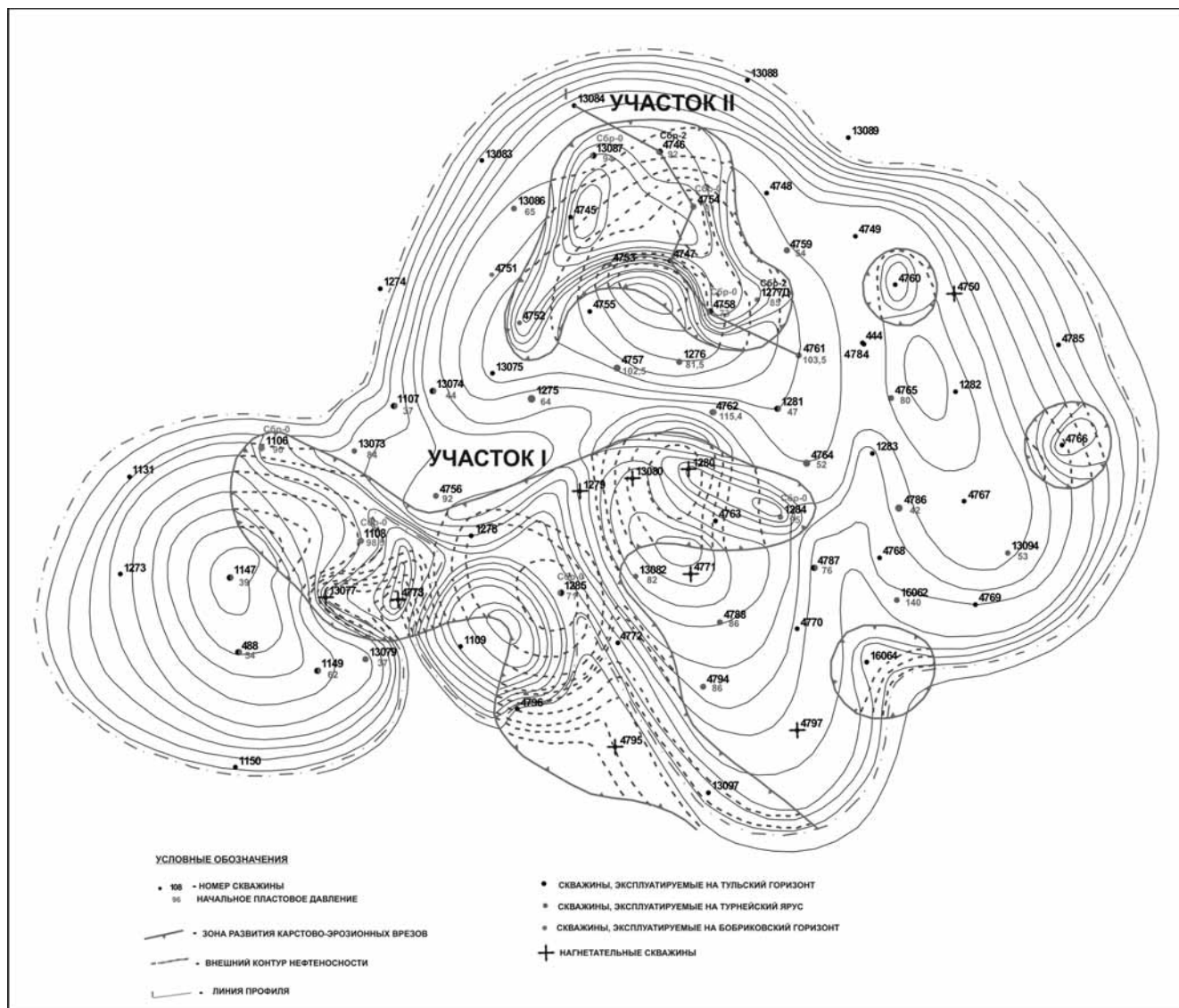


Рис.5. Шегурчинское месторождение.
Структурная карта по кровле турнейского яруса.

Проведенный анализ показывает, что начальное пластовое давление на участке I во врезе в бобриковских отложениях варьирует от 71 МПа (восточная часть вреза) до 90-98,5 МПа (юго-западная и юго-восточная части), на участке II во врезе – от 73-85 МПа (юго-восток) до 94 МПа (юг), тогда как в соседних от участка I скважинах, работающих на турнейский ярус, начальное пластовое давление составило всего 42 МПа (юго-восточная часть), 86 МПа (восточная часть) и 84-92 МПа (юго-западная часть), на участке II– 54 МПа (юго-восток) – 65 МПа (западная и южная части) (рис.5).

Таким образом, разница в начальных пластовых давлениях по скважинам, работающим на бобриковские и турнейские отложения свидетельствует об отсутствии гидродинамической связи на этих двух участках в пределах Шегурчинского месторождения.

Анализ накопленной добычи и запасов на Шегурчинском месторождении непосредственно в пласте Сбр-0, который заполняет эрозионный врез, показал, что на участке I во врезе накопленная добыча составляет около 80 тыс.т, а подсчитанные запасы по категории С1 – 182 тыс.т, на участке II во врезе – 201 тыс.т и 369 тыс.т, соответственно.

Итак, по полученным данным видно, что давление в бобриковском горизонте в зоне вреза больше, чем в отложениях турнейского яруса, а запасы пласта Сбр-0 значительно превышают накопленную добычу. Все эти факторы говорят о том, что бобриковские отложения в пределах эрозионного вреза и отложения турнейского яруса не являются единой гидродинамической системой.

Аналогичный подход применялся и при анализе данных Пионерского и Березовского месторождений нефти.

На территории Березовского месторождения проанализированы также данные по двум карстово-эрозионным врезам. На одном из двух исследуемых участков существует гидродинамическая связь между отложениями бобриковского горизонта в зоне вреза и отложениями турнейского яруса (участок I), а в другом случае связь отсутствует (участок II). Так на участке I во врезе начальное пластовое давление в бобриковском горизонте ниже, чем

в отложениях турнейского яруса. Здесь в северной части эрозионного вреза давление в песчаниках бобриковского горизонта изменяется от 62 до 73 МПа, а в граничащих скважинах начальное пластовое давление в известняках турнейского яруса составляет 78-100 МПа.

Обратная картина наблюдается в пределах участка II, в котором начальное пластовое давление бобриковского горизонта (94-10 МПа) значительно больше давления в турнейском ярусе (39-77 МПа) (рис.6).

Значения начального пластового давления на территории Пионерского месторождения в скважинах в пределах исследуемого вреза в бобриковских отложениях изменяется от 108 до 119 МПа, за пределами вреза в турнейском ярусе – от 80 до 108 МПа (рис.7). Начальное пластовое давление довольно стабильно во врезных песчаниках бобриковского горизонта, что говорит о незначительном влиянии нагнетательных скважин (рис.7).

По данным подсчета запасов на Пионерском и Березовском месторождениях основное распространение получил пласт Сбр-3 бобриковского горизонта, а два других пласта Сбр-2 и Сбр-1 встречаются редко и только во «врезных» скважинах. Авторы при подсчете запасов приняли, что все три пласта гидродинамически связаны между собой через зоны их слияния и образуют единую гидродинамическую систему и рассмотрены как единая залежь. С точки зрения создания геологической модели месторождения, запасы на Березовском и Пионерском месторождениях подсчитаны некорректно.

Таким образом, проведенное сравнение показывает, что в каждом конкретном случае наличие или отсутствие гидродинамической связи необходимо анализировать отдельно.

В связи с этим представляет большой интерес дальнейшее изучение отложений визейских эрозионных врезов для целей разработки гидродинамической связи в терригенных бобриковских и карбонатных турнейских отложениях. Одним из наиболее информативных методов определения геометрической структуры межскважинного пространства является исследование нефтяных пластов индикаторным методом. Применение этого метода дает возможность установить контроль за распределением фильтрационных потоков в залежах, выявить высокопроницаемые и трещиноватые участки пласта, зоны нарушения гидродинамической связи между отдельными участками залежи, осуществить контроль за обводнением нефтяных скважин.

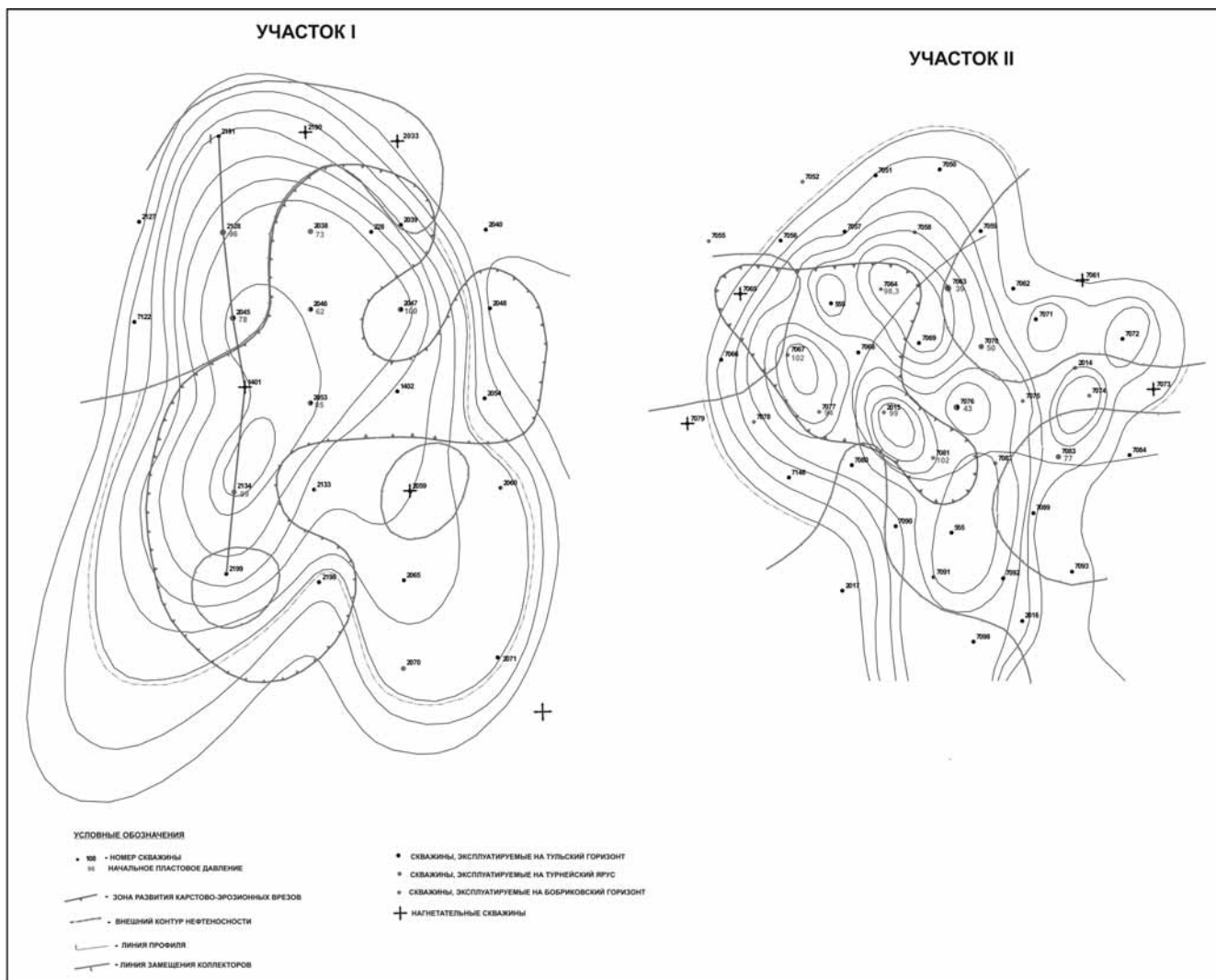


Рис.6. Березовское месторождение.
Структурная карта по кровле бобриковского горизонта.

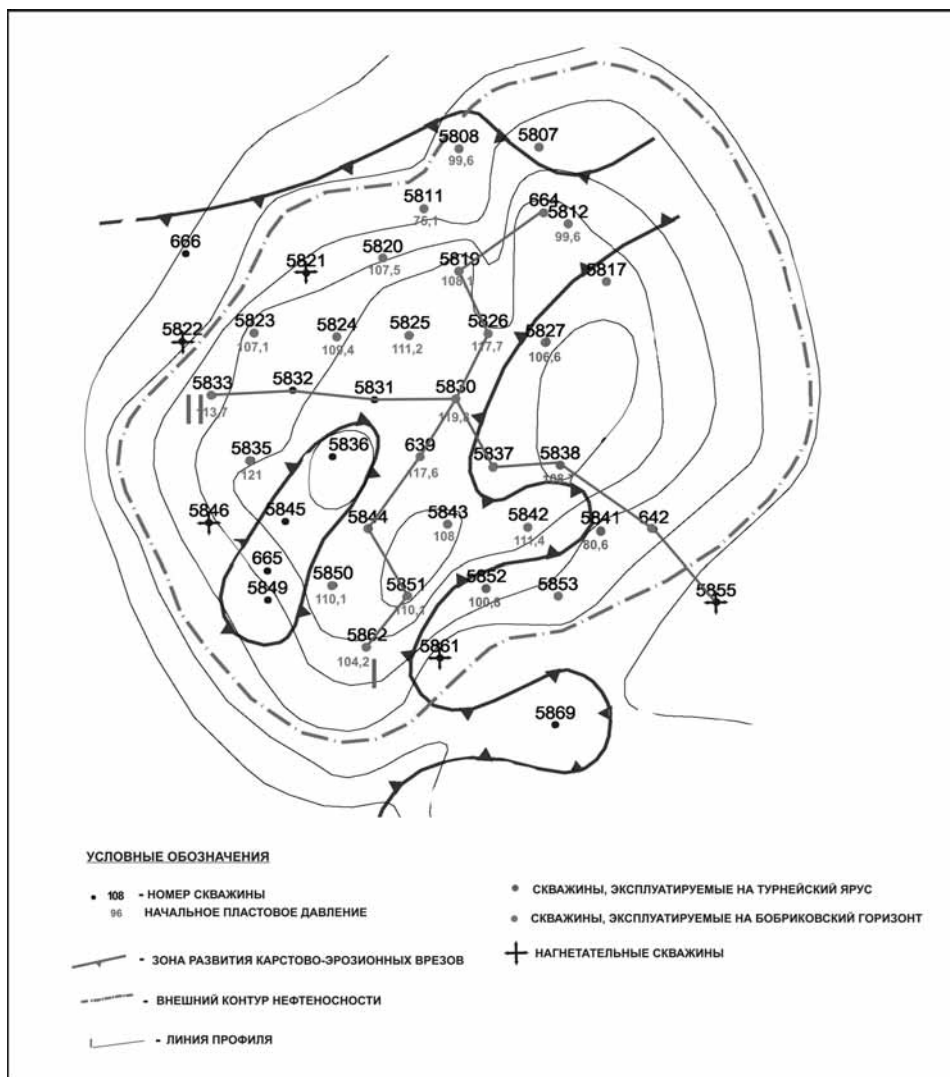


Рис.7. Пионерское месторождение.
Структурная карта по кровле бобриковского горизонта.

Литература

1. Некрасов А.С. О гидродинамической связи между фаменско-турнейской и бобриковской залежами нефти Уньвинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 1. – С. 64–75.
2. Некрасов А.С. Особенности разработки Сибирского нефтяного месторождения, обусловленные влиянием гидродинамической связи между фаменско-турнейской и бобриковской залежами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 37–42.
3. Рамазанов Р.Г., Хафизова Э.А., Башкирцева Н.С. Совместная эксплуатация тульско-бобриковских и турнейских отложений // Сб.науч.тр. ин-та «ТатНИПИнефть». – Бугульма, – 2000. – С. 71–77.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЮ ПОИСКА И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В.Г. Базаревская, А.Я. Сулейманов, М.А. Шавалиев
ТатНИПИнефть

В административном отношении Степноозерский разведочный участок расположен в Нурлатском и Аксубаевском районах Республики Татарстан, и занимает значительную площадь. Условно разведочный участок разделяется на несколько зон: южный, отделенный Степноозерским месторождением; центральный и северный, разделенные между собой Аксубаево-Мокшинским месторождением. На рассматриваемой территории с начала 30-х годов

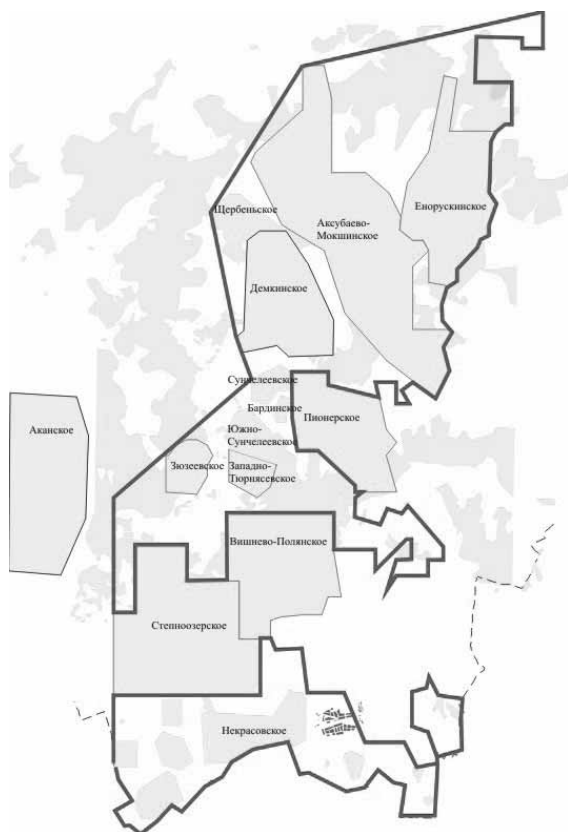


Рис. 1. Схема границ Степноозерского разведочного участка.

XX века проводились различные геолого-поисковые работы, включающие геологическую съемку, региональные и детальные геофизические исследования, АКГИ, структурное и поисково-разведочное бурение.

По итогам регионального и поисково-оценочного этапов в центральной части Степноозерского участка, проводимых вплоть до 2000 г., выявлено и регионально изучено строение Мелекесской впадины, а также осложняющих ее структур II и III порядков. Центральная часть Степноозерского разведочного участка приурочена к северо-восточному борту Мелекесской впадины, осложненная Зюзеевской и Аканско-Степноозерской зонами валообразных структур и относится к Аксубаево-Нурлатской нефтегазоносной зоне. Нефтеемещающие пласты-коллекторы приурочены в основном к отложениям каменноугольной системы: каширского, верейского, тульского, бобриковского горизонтов, башкирского, турнейского ярусов. В южной части Степноозерского разведочного участка выявлены единичные залежи нефти в терригенных отложениях девона (рис. 1).

В пределах исследуемой территории выявлены и находятся в эксплуатации месторождения нефти: Степноозерское, Зюзеевское, Сунчелевское, Южно-Сунчелевское, Вишнево-Полянское, Пионерское и др.

В основном пласты-коллекторы терригенных и карбонатных девонских отложений, как показало поисково-разведочное бурение, водоносны.

Основной особенностью этой территории является наличие карстово-эрозионных врезов елховско-турнейского возраста площадного распространения. В разрезе отложений турнейского яруса залежи нефти связаны с пористыми разностями извест-

няков. Покрышкой для залежей нефти турнейского яруса служат непроницаемые глинистые породы бобриковского-радаевского возраста. Тип залежей условно массивный.

Пласты-коллекторы бобриковского горизонта представлены мелкозернистыми, алевролитовыми песчаниками и крупнозернистыми, песчаными, кварцевыми алевролитами. Покрышкой для залежей нефти бобриковского горизонта служат глинистые породы тульского возраста. Тип залежей антиклинальный пластовый.

Нефтенасыщенные пласты тульского горизонта сложены слабосцементированными коричневыми песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми и алевролитами крупнозернистыми. Тип залежей антиклинальный пластовый.

Пористо-проницаемые прослои известняков башкирского яруса сообщаются между собой как за счет трещин, так и за счет их слияния. Покрышкой для залежей нефти башкирского яруса служат плотные доломиты и известняки, залегающие в кровельной части башкирского яруса и глинистые породы подошвы верейского горизонта. Тип залежей условно массивный.

Коллекторы верейского горизонта представлены пористо-проницаемыми и трещиноватыми известняками. Покрышкой для залежей нефти верейского горизонта служат глинисто-карбонатные пачки, залегающие в его верхней части. Тип залежей антиклинальный пластовый.

В отложениях каширского горизонта залежи нефти связаны с пористо-проницаемыми пачками известняков. Покрышкой для залежей нефти каширского горизонта служат перекристаллизованные кальцитизированные и доломитизированные известняки и доломиты. Тип залежей антиклинальный пластовый.

В отложениях ниже- и верхнепермской систем залежи сверхвязкой нефти связаны с кавернозными доломитами, известняками и песчаниками.

В период с 2001 по 2010 год центральная часть Степноозерского разведочного участка находилась на стадии подготовки объектов к поисковому бурению и здесь проводятся исследования по выявлению и детализации новых залежей нефти. При этом ставятся следующие задачи:

- Детализация геологического строения и уточнение особенностей залегания нефтеносных песчано-алевролитовых коллекторов средне- и нижнекаменноугольной систем.
- Поиск новых залежей нефти в слабо изученных интервалах карбонатных отложений девонской, ниже- и среднекаменноугольной систем.
- Уточнение подсчетных параметров на выявленных месторождениях.

В настоящее время в Республике Татарстан основным методом по выявлению залежей нефти, приуроченных к антиклинальным поднятиям, остается сейсморазведка. На начальном поисково-оценочном этапе малоизученной территории экономически целесообразно проводить сейсморазведочные исследования с незначительной плотностью

сейсмопрофилирования с целью выявления наиболее крупных ловушек, достаточных для принятия решения о бурении глубоких поисковых скважин для изучения геологического разреза, положения контура залежи и элементов ограничения залежи, количественной оценки прогнозных локализованных ресурсов и выбора объектов для дальнейших детализационных работ.

В 2001 г. Елаурской сейсморазведочной партией (с.п.) 8/02-1 проводились работы с целью изучения геологического строения и поиска нефтеперспективных объектов на малоизученных землях Республики Татарстан. Средняя плотность сейсмопрофилей, с учетом ранее отработанных, составила 1,3 пог. км на кв. км. Исследования охватили северо-западную часть центрального Степноозерского разведочного участка, где было подготовлено к бурению Черноозерское поднятие.

С целью подтверждения перспективности подготовленного Черноозерского сеймоподнятия и повышения эффективности ГРП на бурение глубокой поисковой скважины, ЗАО «Градиент» выполнило (2006 г.) низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ). Исследованиями выявлены перспективные зоны скопления УВ, соответствующие центральному куполу Черноозерского поднятия, а также северному окончанию восточного купола Черноозерской структуры, приуроченные к каменноугольным отложениям (рис. 2).



Рис. 2. Схема расположения подготовленного поднятия по результатам работ с.п. 8/02-1.

В 2006 г. в пределах Черноозерского поднятия пробурена глубокая поисково-оценочная скважина. Геофизическими исследованиями в скважине (ГИС) выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к верейским, башкирским и бобриковским отложениям. При освоении поисковой скважины из терригенных бобриковских коллекторов получен промышленный приток безводной нефти в объеме 10 м³/сут, впоследствии проведен оперативный подсчет запасов нефти.

Таким образом, поисково-оценочный этап для нового открытого месторождения закончился, переходя в разведочный этап, включающий две стадии: подготовки месторождения к разработке и пробной эксплуатации. Дальнейшие разведочные работы выполняются с целью уточнения геологического строения и объема запасов залежи, с этой же целью проводится пробная эксплуатация месторождения (получение данных для составления технологической схемы разработки для перевода 80% запасов в промышленную категорию С₁).

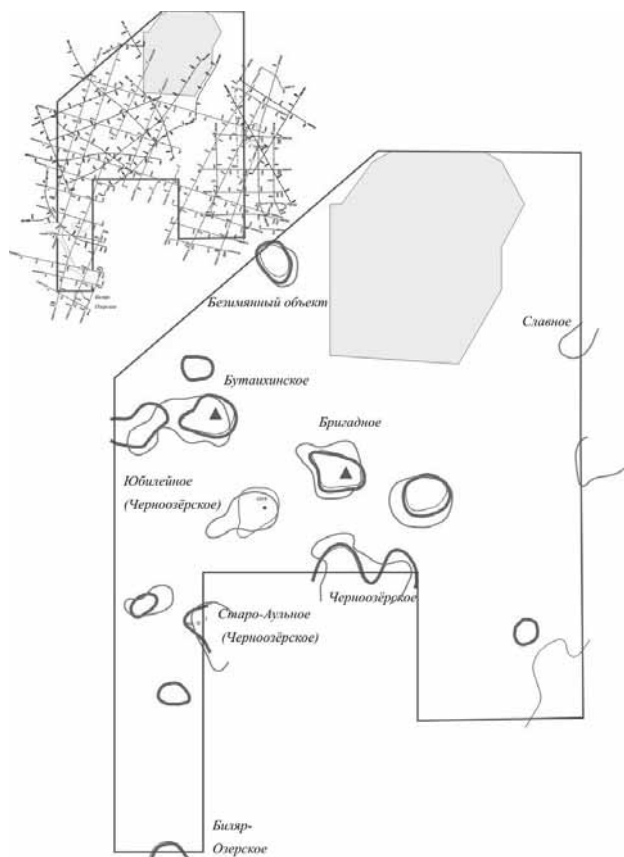


Рис. 3. Схема расположения выявленных и подготовленных поднятий по результатам работ с.п. 3/06-18.

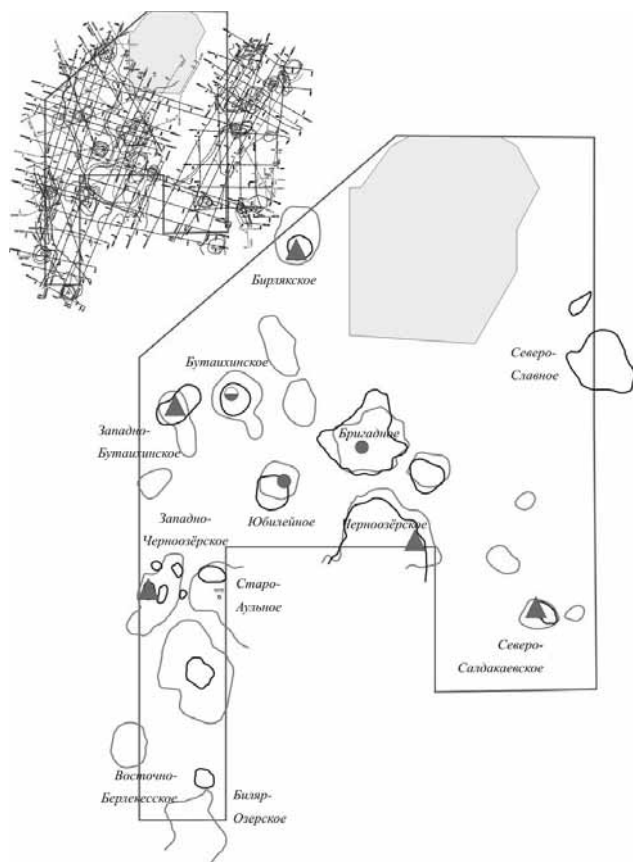


Рис. 4. Схема расположения выявленных и подготовленных поднятий по результатам работ с.п. 3/08-11.

На сопредельной с месторождением территории продолжался поисково-оценочный этап – дифференциация ранее выделенных сейсмообъектов с укрупнением масштаба исследований для дальнейших детализационных работ. С целью количественной оценки перспективных ресурсов на выявленных ловушках проводились детализационные сейсморазведочные работы модификации 2Д.

Выполненные в 2007 г. сейсморазведочные работы Черноозерской с.п. 3/06-18, с доведенной плотностью сеймопрофилей 2,15 пог. км на кв. км (с учетом ранее проводимых исследований), позволили выявить и подготовить два поднятия – Бригадное и Бутаихинское, зарисовать безмянные нефтеперспективные объекты. По результатам сейсморазведочных исследований выполнено обоснование на бурение двух глубоких поисково-оценочных скважин со вскрытием карбонатных отложений турнейского яруса (рис. 3).

В 2008-2009 гг. на подготовленных поднятиях (Бригадном и Бутаихинском) проводилось глубокое поисково-оценочное бурение. По заключениям ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к каширским, верейским, башкирским, тульским и бобриковским отложениям. На Бутаихинском поднятии по материалам ГИС в турнейском ярусе выделен нефтенасыщенный карбонатный коллектор. При освоении скважин получена нефть из терригенных бобриковских отложений. В скважинах Бригадного и Бутаихинского поднятий проведены исследования продольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). Исследования детализировали структурные особенности межскважинного пространства нижней каменноугольной системы и послужили основанием для обоснования разведочного бурения.

Выполненные в 2008 г. сейсморазведочные исследования Черноозерской с.п. 3/08-11, с доведенной плотностью сеймопрофилей 3,4 пог. км на 1 кв. км, позволили подготовить к глубокому бурению Бирлякское, Западно-Бутаихинское, Черноозерское, Западно-Черноозерское и Северо-Салдакаевское поднятия. Специалистами ТатНИ-ПИНЕФТЬ совместно с ООО «ТНГ-Групп» рекомендовано к бурению пять поисково-оценочных скважин со вскрытием отложений турнейского яруса (рис. 4).

В 2010 г. на Бирлякском поднятии пробурена поисково-оценочная скважина. По заключению ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы, приуроченные к верейским, башкирским, тульским и бобриковским отложениям. При освоении терригенных бобриковских коллекторов получен приток безводной нефти в объеме 10 м³/сут.

Выводы

1. На примере Степноозерского разведочного участка наглядно продемонстрирована этапность проведения ГРП. На участке площадью 80 кв. км, по мере его детализации (изменение плотности сеймопрофилей от 1,3 до 3,4 пог. км на 1 кв. км), от одного перспективного объекта пришли к картированию значительного количества перспективных объектов. За период ГРП с 2001 по 2010 гг. на территории Степноозерского разведочного участка опробованы бурением 18 поднятий, в пределах которых выявлены залежи нефти. Эффективность ГРП составила 100 %.

2. На исследуемой центральной части Степноозерского разведочного участка геологоразведочными работами изучена тектоника, стратиграфия, литология осадочного чехла и верхней части кристаллического фундамента. Открыто новое Черноозерское месторождение нефти (2007 г.). Выявлены и детализированы залежи нефти в отложениях каширского, верейского горизонтов, башкирского яруса среднекаменноугольной системы, тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнекаменноугольной системы.

3. Выполнен оперативный подсчет запасов нефти Бригадного и Бутаихинского поднятий Черноозерского месторождения. Начальные извлекаемые запасы к первоначальным оцененным и поставленным на Государственный баланс в 2007 г. по Степноозерской разведочной зоне увеличились в 2010 г. по категории C_1 в три раза, по категории C_2 – в десять раз.

4. С целью поддержания объемов ежегодной добычи нефти необходим научный подход к решению проблем подготовки запасов на территориях со сложной геологией.

**ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ**
Б.А.Баймашев¹, И.М.Насибулин¹, Н.А.Мисолина¹, Р.Р.Минебаев², Р.М.Мартынчук², К.А.Груздева³
1-ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань, 2-ЗАО «ТАТЕХ», г. Альметьевск, 3-КГУ, Казань

Основным назначением водоизоляционных работ (ВИР) является ограничение поступления водопритока в скважину. При этом недопустимо снижение дебита нефти, который был до проведения ВИР, так как конечной целью данных работ является увеличение добычи нефти.

Сложные геологические условия залегания, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, повышенные вязкость и плотность нефти ограничивают возможности эффективного применения многих известных методов водоизоляции, несмотря на то, что подобных технологий на сегодняшний день разработано значительное количество.

В ОАО «НИИнефтепромхим» был разработан водоизоляционный состав СНПХ-9800. Данная запатентованная технология предусматривает комплексный характер воздействия на источник обводнения в пласте. Полимерная гелеобразующая композиция СНПХ-9800 представляет собой двухкомпонентную систему, состоящую из смеси синтетических водорастворимых полимеров и инициатора полимеризации – сшивателя, а также модифицирующих функциональных добавок. В результате медленной химической реакции в пласте образуется гибкий полимерный гель с улучшенными структурно-механическими свойствами, который надежно тампонирует высокопроницаемые обводненные участки и препятствует дальнейшему поступлению воды. Технология позволяет осуществлять глубокую закачку полимерного материала в пласт до формирования геля. Максимальный срок прочности геля в пластовых условиях составляет не менее 12 месяцев.

В период с 2007 по 2009 год на Демкинском месторождении Республики Татарстан, разрабатываемом ЗАО «ТАТЕХ», проводились мероприятия по ограничению водопритоков в добывающих скважинах по данной технологии. Было обработано 4 скважины.

Таблица 1

Краткая характеристика эксплуатационного объекта, на котором были проведены водоизоляционные работы

Место-рождение	Горизонт, ярус	Коллектор	$k_{пр}^*$, мкм ²	Коэф-т расчл-ти, д.ед.	ρ_n , кг/м ³	μ_n^* , мПа*с	$P_{пл}^*$, МПа	$h_{эф.н.}$
Демкинское	бобриковский	терригенный (поровый)	0,512	3,1	916	191,1	9,3	9,7

Демкинское месторождение в тектоническом отношении расположено на северо-востоке восточного бортового склона Мелекесской впадины и объединяет целый ряд локальных поднятий. На площади месторождения установлено 16 залежей, из них семь залежей приурочено к пластам-коллекторам нижнего карбона, девять – среднего карбона. В бобриковском горизонте – четыре залежи. В бобриковском горизонте выделяется три пласта-коллектора (снизу вверх): Сбр-0, Сбр-1 и Сбр-2 (два последних пласта содержат залежи нефти). Доля балансовых запасов нефти на Демкинском месторождении, приходящаяся на бобриковский горизонт, составляет 15,1 % от общего количества [1].

Толщины продуктивных бобриковских прослоев изменяются от 0,8 м до 22,0 м, в среднем составляя 3,5 м. Разделяются они пачками терригенных глинистых пород, толщина которых составляет от 0,4 м до 39,4 м. Но,

несмотря на большую толщину последних, бобриковские пласты-коллекторы образуют единую гидродинамически взаимосвязанную систему.

Бобриковские продуктивные отложения на площади Демкинского месторождения характеризуются сложным строением – различная стратиграфическая полнота, фациальная изменчивость разрезов и невыдержанность пластов в пространстве, частое переслаивание всех разностей пород, а также значительное изменение толщины продуктивного горизонта в целом и пластов-коллекторов в частности.

Отложения бобриковских продуктивных отложений представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Разработка залежи началась в 2001 г. и находится на первой стадии. Несмотря на это, обводненность продукции бобриковского горизонта в 2008 г. выросла на 20% (в 2007 г. - на 10%). Среднее значение обводненности составляет 53,0%. Основной причиной такого интенсивного обводнения является высокая вязкость нефти, неоднородность коллектора [2].

Распределение пластовых давлений по площади неравномерно, коррелируется с типом эксплуатируемого коллектора. В северо-западной части залежи пластовые давления до 10 МПа, в южной и центральной части от 4,0 МПа до 7 МПа.

В целом месторождение нефти является многопластовым, имеет сложное геологическое строение, повышенные значения вязкости нефти. Отмеченные выше расчлененность и неоднородность пластов-коллекторов, месторождения также значительно усложняют его разработку и эксплуатацию. В частности, обуславливают преждевременное обводнение скважин.

Источниками обводнения добывающих скважин служит прорыв воды по высокопроницаемым прослоям, отделенным от нефтяных как низкопроницаемыми, так и непроницаемыми разностями. После проведения водоизоляционных работ произошло резкое снижение обводненности продукции скважин и значительный рост дебита нефти (рис.1, 2).

Обводненность по девяти заявленным скважинам до обработки составляла от 39-99%. После применения СНПХ-9800 произошло снижение обводненности в 1,24-4,85 раза (рис.1). Хорошие результаты также были получены по приросту дебита нефти (вертикальная черта в графиках фиксирует дату проведения ВИР, рис. 2).

Средняя успешность работ составляет 89 %. Средняя длительность эффекта равна 11 месяцам. По многим скважинам эффект еще продолжается, т.к. обработки были сделаны недавно. Такие высокие показатели обусловлены тщательным подбором объектов для ВИР, проведением предварительных лабораторных испытаний на кернах с данных месторождений.

В ходе анализа была выявлена также следующая тенденция – эффективность ВИР тем больше, чем больше было значение обводненности до обработки.

Как видно из представленных выше графиков, дебит нефти до применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800 стремится к нулю, а после обработки начинает возрастать и впоследствии становится постоянным. Обводненность скважин, наоборот, снижается, следовательно качество добываемой продукции из этих скважин улучшается. Все это происходит за счет медленной химической реакции в пласте, в результате которой образуется гибкий полимерный гель с улучшенными структурно-механическими свойствами.

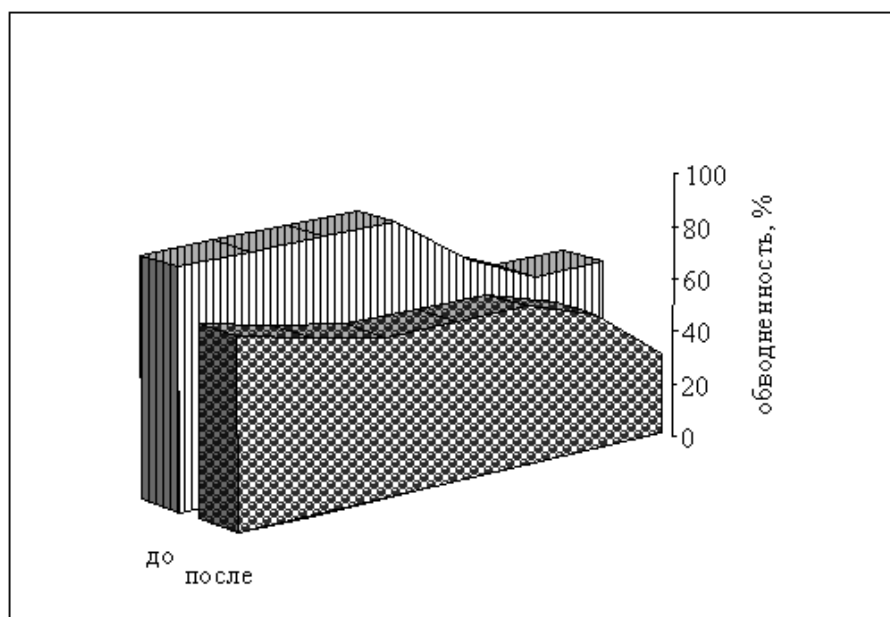


Рис.1.
Динамика обводненности по скв. № 4705 до и после применения СНПХ-9800.

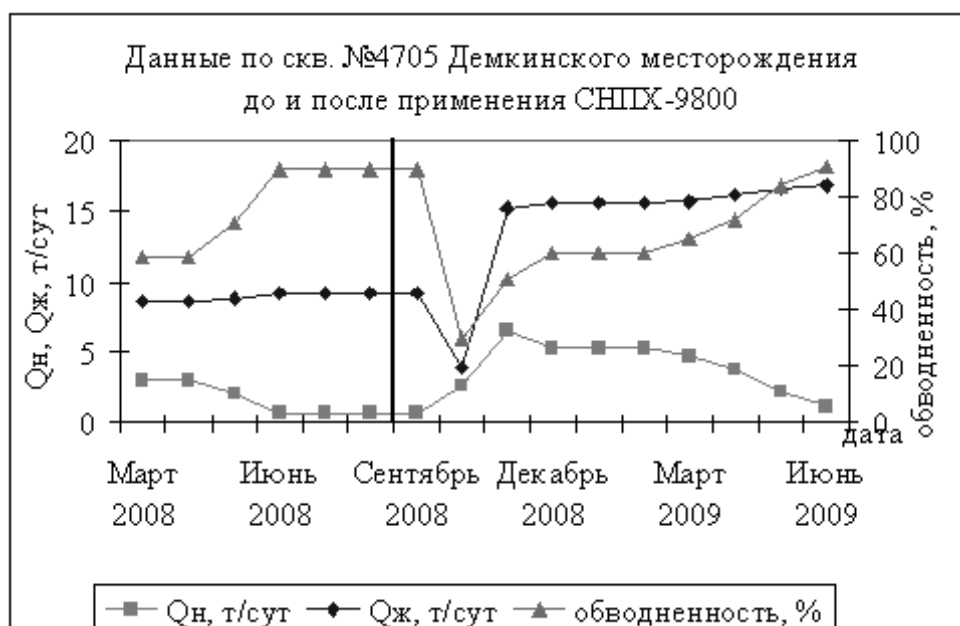


Рис.2.

Данные по скв. №4705 Демкинского месторождения до и после применения СНПХ-9800.

Полимерный гель надежно тампонирует высокопроницаемые обводненные участки и препятствует дальнейшему поступлению воды.

В связи со сложностью и высокой стоимостью методов увеличения нефтеотдачи, внедрение их на практике необходимо осуществлять после обоснования их технологической и экономической эффективности, чтобы избежать неоправданных расходов.

Технологическая эффективность (дополнительная добыча нефти, т) применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800 рассчитывалась несколькими методами:

- 1) аппроксимацией кривых падения дебита;
- 2) прямым «крестьянским» счетом;
- 3) методикой ОАО «Татнефть».

Использование разных методов подсчета эффективности производится для получения более объективной оценки успешности применения данного физико-химического МУН.

Таблица 2

Расчет технологической и экономической эффективности применения СНПХ-9800

№ скважины	Технологическая эффективность			Экономическая эффективность		
	аппроксимация кривых падения дебита	прямой «крестьянский» счет	метод ОАО «Татнефть»	NPV	PI	П _{ок}
4705	1383	888	926	1977,327	1,514109	0,660454
4612	1392	613	1502	2251,362	1,544495	0,647461
4624	2292	1402	2430	4571,346	1,694899	0,590006
1177	541	488	613	596,511	1,249409	0,800378

Результаты, полученные при проведении расчетов дополнительной добычи нефти тремя разными методиками, отличаются друг от друга. Метод прямого «крестьянского» счета дает заниженный эффект, т.к. падение месячного дебита принимается только на период предыстории, а на период аппроксимации он условно берется постоянным. Метод кривых падения дебита и методика ОАО «Татнефть» дают практически одинаковые результаты и могут применяться для подсчета технологической эффективности применения водоизоляционной технологии СНПХ-9800.

Однако расчет эффективности должен производиться также и по экономическим показателям, так как технологическая эффективность свидетельствует только об увеличении темпов добычи нефти и нефтеотдачи пластов. А прибыль влияет не только на увеличение дебита после применения СНПХ-9800, но и на стоимость проведения мероприятия.

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели:

- 1) дисконтированный поток денежной наличности (NPV) или чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс. руб.;
- 2) индекс доходности (PI);
- 3) период окупаемости вложенных средств ($P_{ок}$) [3].

Анализируя расчеты для четырех скважин, на которых проводилась обработка с помощью водоизоляционной технологии СНПХ-9800, можно сделать вывод о том, что три скважины дали положительный как технологический, так и экономический эффект. Продолжительность технологического эффекта в среднем составляет 11 месяцев. Экономически проведение мероприятия с помощью водоизоляционной технологии СНПХ-9800 на изучаемых скважинах является эффективным, так как индекс доходности больше единицы и срок окупаемости вложенных средств составил в среднем семь месяцев. Только на одной скважине технологический эффект составил 5 месяцев и в настоящее время она находится в бездействии из-за высокой обводненности продукции (99%). В экономическом отношении проведение мероприятия с помощью СНПХ-9800 оказалось нерентабельным, так как индекс доходности мал и срок окупаемости вложенных средств составляет 9,5 месяцев, а скважина проработала после обработки только 5 месяцев.

Таким образом, по данным результатов обработок скважин было показано, что технология СНПХ-9800 хорошо работает в условиях повышенной неоднородности продуктивного разреза, высоких значениях вязкости нефти и критической обводненности продукции, а также эффективно справляется с изоляцией подошвенных вод и с ограничением прорыва пластовых вод.

Литература

1. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Том 2 / Р.Х. Муслимов и др. – Казань: Фэн, 2007. – 523 с.
2. Шавалиев А.М. Дополнение к проекту пробной эксплуатации Демкинского нефтяного месторождения. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2000.
3. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Фэн, 2005. – 688 с.

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ЧЕРТЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА УРНЯКСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Г.Баранова¹, М.П.Круглов²,

¹ГБУ ИПЭН АН РТ, г. Казань, E-mail Anna.Baranova@tatar.ru

²ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

Разрез осадочной толщи восточного участка Урнякского месторождения принципиально не отличается от сводного геологического разреза, типичного для восточного борта Мелекесской впадины. Промышленная нефтеносность связана с отложениями верейского горизонта и башкирского яруса среднекаменноугольного отдела, а также бобриковского горизонта и турнейского яруса нижнекаменноугольного отдела.

На площади Урнякского месторождения в отложениях верейского горизонта выделяются 6 карбонатных пластов-коллекторов, индексируемых снизу-вверх Свр-1, Свр-2, Свр-3, Свр-4, Свр-5, Свр-6. Нефтенасыщенными на месторождении по геофизическим исследованиям скважин и опробованию являются четыре пласта-коллектора от Свр-2 до Свр-5 включительно. Однако доля их в формировании запасов не равнозначна. На соседних месторождениях, а также западном участке Урнякского месторождения наиболее выдержанными по площади и разрезу являются пласты Свр-3 и Свр-2 и основные запасы связаны с пластом Свр-3. На восточном же участке наиболее выдержанным и основным нефтесодержащим является пласт Свр-2, особенности строения которого сложились при благоприятных палеогеографических и палеотектонических условиях осадконакопления данного участка. Пласт Свр-3 сложен в большинстве скважин уплотненными глинистыми породами, и лишь в нескольких скважинах выделяются маломощные слабо нефтенасыщенные прослои.

Строение башкирского нефтесодержащего резервуара на месторождении характерно для ловушек с амплитудами, не превышающими 30 м: эффективные нефтенасыщенные прослои толщиной 0,4–7,6 м переслаиваются с плотными разностями известняков и доломитов различной толщины – от 0,4 до нескольких метров. Количество эффективных прослоев (от 1 до 19) и их толщина от скважины к скважине меняются за счет неравномерно протекавших процессов вторичной перекристаллизации, создавших локальные литологические экраны. Водонефтяной контакт выявленной на восточном участке Урнякского месторождения залежи скважинами не вскрыт и проводится условно по соотношению подошвы нефтенасыщенных и кровли водонасыщенных прослоев по всем скважинам, вскрывшим залежь. По данным геофизических исследований скважин, в разрезе всех скважин между подошвой гипсометрически нижнего нефтенасыщенного прослоя и кровлей верхнего водоносного прослоя залегает пачка плотных пород различной толщины и/или породы с неясной характеристикой. Общепринятым является отнесение

залежей в башкирских отложениях к массивному типу. В этом случае строение башкирского резервуара на восточном участке Урнякского месторождения такое, как представлено на рис. 1, и выделенные ниже принятой подошвы залежи нефтенасыщенные и слабо нефтенасыщенные по данным геофизических исследований скважин прослои попадают в водонасыщенную зону. Достоверно установить характер насыщения этих прослоев можно лишь при испытании в колонне. Если испытание подтвердит нефтяной характер их насыщения, то залежь на восточном участке Урнякского месторождения окажется структурно-литологического типа, как представлено на рис. 2. В этой связи считаем, что наиболее адекватной геологической моделью является вторая.

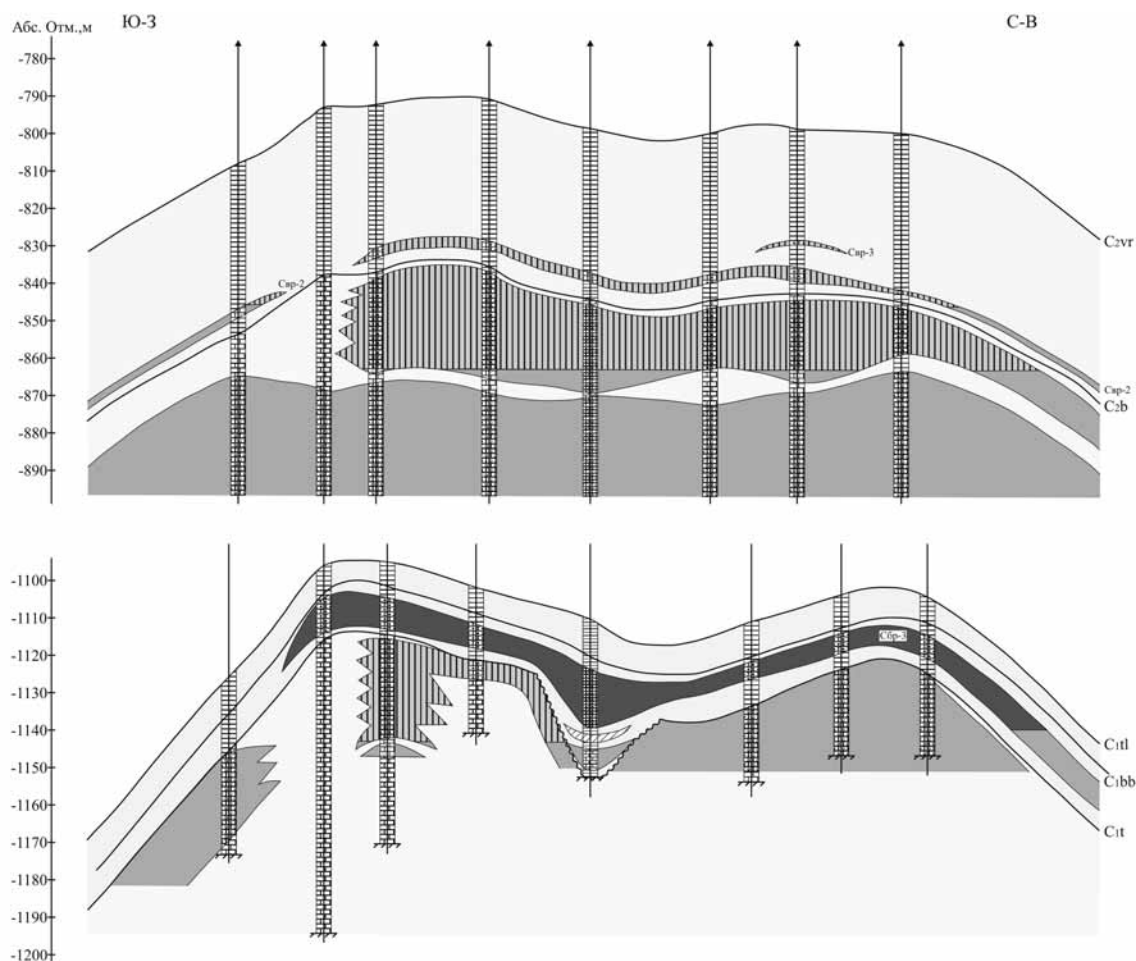


Рис. 1. Урнякское месторождение (восточный участок).
Схематический геологический профиль каменноугольных отложений.
Массивный тип залежи в отложениях башкирского яруса.

Тот факт, что залежь в башкирском ярусе структурно-литологического типа подтверждает и то обстоятельство, что одна из скважин восточного участка Урнякского месторождения вскрыла зону ухудшенных коллекторских свойств в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса. Примечательным является то, что и отложения турнейского яруса, вскрытые этой скважиной, также оказались плотными, так как при опробовании выделенного, по данным геофизических исследований скважины, нефтенасыщенного прослоя притока не получили. Отложения терригенного бобриковского горизонта в этой скважине нефтенасыщены, что подтверждено опробованием в колонне. Таким образом, скважина вскрыла зону уплотнения именно карбонатных коллекторов внутри выявленных залежей в верейских, башкирских и турнейских отложениях. Очевидно, что в данной зоне, местонахождение которой определяется юго-западной присводовой и крыльевой частями Южно-Мухалева поднятия восточного участка Урнякского месторождения, осадконакопление карбонатных комплексов происходило в менее благоприятных условиях, чем на всем участке.

Итак, строение залежи в карбонатных коллекторах башкирского яруса на восточном участке Урнякского месторождения отличается от общепринятого представления об их массивности. Не все залежи в этих отложениях аргіогі следует относить к массивным, не принимая во внимание литолого-петрофизическую характеристику пород, разделяющих нефте- и водонасыщенные интервалы в скважинах. Выявление типа конкретной башкирской залежи имеет огромное значение для заложения реального представления о залежи при составлении технологической схемы разработки месторождения, получения истинных объемов ее запасов и, как следствие, планирования реальных объемов добычи нефти и выбора более рационального способа разработки.

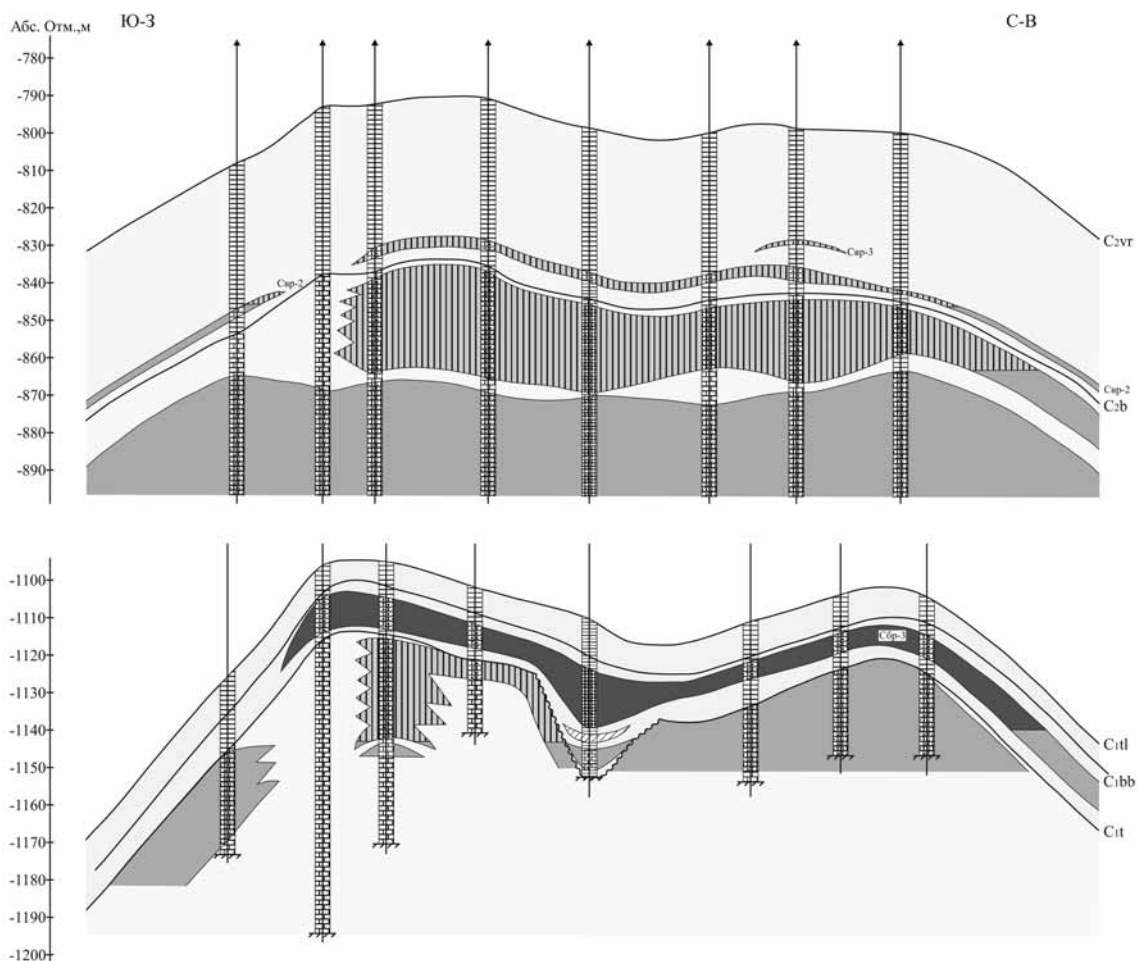


Рис. 2. Урьянское месторождение (восточный участок)
Схематический геологический профиль каменноугольных отложений
Структурно-литологический тип залежи в отложениях башкирского яруса.

Литература

1. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. – Казань, 2008.
2. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. – Казань, 2007.

ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА ВРЕД, ПРИЧИНЕННЫЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЮ НЕДР

А.Х. Баширова

Управление Росприроднадзора по Тюменской области

Статья 51 ФЗ РФ “О недрах” предусматривает гражданско-правовую ответственность за вред, причиненный пользователю недр в результате деятельности предприятий, учреждений, организаций, органов государственной власти, должностных лиц и граждан, виновных в нарушении естественных свойств недр или создании условий, частично или полностью исключающих возможность дальнейшего пользования недрами.

Рассмотрим основания и условия гражданско-правовой ответственности органов государственной власти и их должностных лиц.

Часть первая статьи 51 ФЗ РФ “О недрах” закрепляет норму, устанавливающую государственные гарантии защиты экономических интересов пользователей недр. Вред, причиненный недропользователю в результате виновной деятельности органов государственной власти соответствующего уровня и их должностных лиц, подлежит возмещению за счет средств соответствующих бюджетов.

Статья 45 Конституции РФ закрепляет государственные гарантии защиты прав и свобод (часть 1) и право каждого защищать свои права всеми не запрещенными законом способами (часть 2). Статья 53 Конституции РФ декларирует: «Каждый имеет право на возмещение государством вреда, причиненного незаконными действиями

(или бездействием) органов государственной власти или их должностных лиц». На основании ст. 46 Конституции и ст. 13 ГК РФ предоставляется право каждого обжаловать в суд решения и действия (или бездействие) органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений и должностных лиц.

В статье 1069 ГК Российской Федерации предусмотрено, что вред, причиненный гражданину или юридическому лицу в результате незаконных действий (бездействия) государственных органов, органов местного самоуправления либо должностных лиц этих органов, в том числе в результате издания не соответствующего закону или иному правовому акту акта государственного органа или органа местного самоуправления, подлежит возмещению за счет соответственно казны Российской Федерации, казны субъекта Российской Федерации или казны муниципального образования. Таким образом, гражданским законодательством установлены дополнительные гарантии для защиты прав граждан и юридических лиц от незаконных действий (бездействия) органов государственной власти, направленные на реализацию положений статей 52 и 53 Конституции Российской Федерации, согласно которым каждый имеет право на возмещение государством вреда, причиненного незаконными действиями (или бездействием) органов государственной власти или их должностных лиц, в том числе злоупотреблением властью.

Юридино-фактическим основанием возникновения рассматриваемых правоотношений в рамках ст. 1069 ГК РФ является вредоносная противоправная виновная деятельность органов власти и их должностных лиц, направленная на реализацию функций федеральной государственной власти. При этом имеет значение, в какой объективированной форме выражено противоправное поведение, поскольку законодатель связывает наличие вреда с фактом нарушения естественных свойств недр либо с созданием условий, частично или полностью исключающих возможность для недропользователей пользования недрами.

Принцип возмещения государством вреда, причиненного незаконными действиями (бездействием) органов государственной власти и их должностных лиц, на сегодняшний день один из важнейших, его реализация является условием развития общества. Если во всех иных случаях причинения вреда стороны (причинитель и потерпевший) характеризуются взаимным равенством, то в этом случае наблюдается противоположное. Равенство сторон здесь исключается в силу того, что административное управление – это государственно-властная деятельность, осуществляемая посредством односторонних властных предписаний, исходящих от государственного органа или его отдельных должностных лиц.

Возложение обязанности возмещения вреда производится по нормам Гражданского кодекса РФ.

Ответственность за вред, причиненный пользователям недр, несут государственные органы – распорядители государственным фондом недр, государственные органы, осуществляющие государственный геологический контроль и государственный горный надзор.

Предоставление участков недр федерального значения в пользование осуществляется на основании решения Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), которое является федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по оказанию государственных услуг и управлению государственным имуществом в сфере недропользования. Руководитель Роснедра организует работу Роснедра и несет персональную ответственность за выполнение возложенных на Роснедра функций, а также за реализацию государственной политики в установленной сфере деятельности, представляет Роснедра в отношениях с другими органами государственной власти, гражданами и организациями, подписывает от имени Роснедра договоры и другие документы гражданско-правового характера, а также осуществляет иные полномочия, установленные законодательством Российской Федерации. Полномочия иных представителей Роснедра определяются в доверенности, подготавливаемой соответствующим управлением, визируемой начальником юридического отдела Управления делами Роснедра и подписываемой Руководителем Роснедра. Участки недр регионального значения представляются в пользование решением органов власти субъектов Российской Федерации, в Тюменской области, например, Департаментом недропользования и экологии Тюменской области.

Соответственно, согласно Постановлению Правительства РФ от 12 мая 2005 г. №293 “Об утверждении Положения о государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр” должностные лица, осуществляющие государственный геологический контроль, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Органом, осуществляющим государственный геологический контроль является Федеральная служба по надзору в сфере природопользования. Задачей государственного геологического контроля является обеспечение соблюдения всеми пользователями недр установленного порядка пользования недрами, требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) в области геологического изучения, использования и охраны недр, правил ведения государственного учета и отчетности.

Органы государственной власти субъектов Российской Федерации осуществляют государственный геологический контроль по следующим вопросам:

- а) соблюдение требований законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, принятых ими в пределах полномочий по регулированию отношений недропользования на своих территориях;
- б) геологическое изучение участков недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, а также участков недр местного значения;
- в) достоверность геологической информации, полученной за счет средств бюджетов субъектов Российской Федерации, а также материалов, положенных в основу подсчета запасов общераспространенных полезных

ископаемых и учета участков недр местного значения, используемых для строительства подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

г) выполнение условий лицензий на пользование участками недр, содержащих месторождения общераспространенных полезных ископаемых, а также участками недр местного значения.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 2 февраля 2010 г. №39 “Об утверждении положения о государственном надзоре за безопасным ведением работ, связанных с использованием недр, и о внесении изменений в положение о государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр” должностные лица, осуществляющие государственный горный надзор, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации. Государственный горный надзор в Российской Федерации осуществляется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. Задачей государственного горного надзора является обеспечение соблюдения всеми пользователями недр требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по безопасному ведению работ, связанных с использованием недр, предупреждению и устранению их вредного влияния на население, окружающую среду, здания и сооружения, а также по охране недр. Кроме того, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору осуществляет также государственный геологический контроль по следующим вопросам:

а) безопасное состояние горных выработок, скважин и иных подземных сооружений;

б) соблюдение требований законодательства Российской Федерации и утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) при ликвидации и консервации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

В качестве примера можно привести обращение Общества с ограниченной ответственностью «Долерит» в Арбитражный суд Приморского края с иском к Администрации муниципального образования Партизанский район Приморского края о взыскании 23588940 рублей в возмещение убытков, причиненных незаконным аннулированием лицензии, выданной истцу на право пользования недрами Врангелевского месторождения гранодиоритов, а также незаконным изъятием земельного и горного участков.

В качестве основания иска ООО «Долерит» сослалось на статьи 15, 16, 1064, 1069 ГК РФ, статьи 21, 51 Закона РФ «О недрах», статьи 61 п. 2, статьи 62 п. 1 Земельного кодекса РФ. В обоснование жалобы заявитель приводит доводы о том, что возможности распоряжения земельным участком, переданным ему под разработку карьера гранодиоритов, он не имел, поскольку этот участок был изъят у ООО «Долерит» и постановлением № 96 от 15.03.2001 и по договору аренды передан третьему лицу – ООО “Гранит Восточный” сроком на 20 лет.

Указывает на то, что ООО “Долерит” в результате принятия незаконных постановлений № 381, 386, 96, 19 с 16.10.2000 по настоящее время лишено возможности пользования недрами, что в силу статьи 51 ФЗ “О недрах” и ст. 1069 ГК РФ влечет обязанность возмещения вреда органами государственной власти и местного самоуправления.

Настаивает на том, что причиненные ему убытки выразились в утрате имущества, состоящего из затрат по вскрытию месторождения, по подготовке поверхности, пионерных котлованов, образованию отвалов пород, строительству транспортных коммуникаций, и требуемые им к возмещению убытки направлены на восстановление этого имущества. На основании изложенного, руководствуясь статьями 286-289 Арбитражного процессуального кодекса Российской Федерации, Федеральный арбитражный суд Дальневосточного округа постановил: решение от 03.07.2003 и постановление апелляционной инстанции от 12.09.2003 Арбитражного суда Приморского края по делу N А51-10649/2002-2-444/10 отменить, дело направить на новое рассмотрение в тот же суд в первую инстанцию.

ИННОВАЦИОННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

М.Я.Боровский (ЗАО НПО «РЕПЕР»),

В.П.Носко, Д.В.Мельников (ЗАО «Р-ВНЕДРЕНИЕ»),

А.Д.Сурков, В.А.Большов, В.И.Богатов,

А.А.Ефимов, Р.А.Лутфуллин, Л.Р.Хазигалеева (ЗАО НПО «РЕПЕР)

В условиях регионального самоуправления, самофинансирования и установления рыночных отношений приобретает особую актуальность применение технологий, для которых характерны высокая мобильность, экологическая приемлемость, незначительные экономические и технические затраты.

Оперативными, и в то же время позволяющими получить представительную информацию об особенностях геологического разреза, являются методы прикладной геофизики. Сущность инновационной технологии заключается в совмещении поискового и разведочного этапов, т.е. при выполнении геофизических работ производится не только выявление, но и подготовка нефтеперспективных объектов к эксплуатации. Такой подход предполагает применение плотных систем геофизических наблюдений. При этом исключается неоднократный возврат на одни и те же площади.

Значительными информационными возможностями обладает гравиметрическая разведка. Для центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на основе результатов геофизических измерений на территории сочленения Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода М.Я.Боровским, Р.З.Мухаметшиным, Б.В.Успенским в 1991 году было рекомендовано [3,9] использование высокоточной гравиразведки в качестве одного из ведущих методов подготовки месторождений углеводородного сырья к разработке. Признано целесообразным [2,3,5,6,8,9] проведение гравиметрических наблюдений по сети, соответствующей нормативным показателям съемки масштаба 1:10 000 и крупнее.

Новые принципы интерпретации данных гравиразведки на базе гравитационного моделирования [11] и методики гравиметрического обнаружения нефти и газа [4,7] позволяют существенно повысить эффективность локального прогноза нефтегазоносности.

При анализе материалов высокоточной гравиразведки на известных месторождениях нефти и газа установлено [7]:

- отображение залежей в гравитационном поле не зависит от сложности геологической ситуации, от типов ловушек и коллекторов;

- всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;

- контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;

- величина амплитуды локальных аномалий является индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Использование высокоточной гравиразведки на заключительных стадиях освоения месторождений горючих полезных ископаемых, где значительный интерес представляют зоны повышенной тектонической трещиноватости, базируется [2,3,9] на следующих положениях:

- Тектоническая природа гравитационных аномалий над зонами развитий трещиноватости осадочной толщи подтверждается данными других геолого-геофизических методов и результатами математического моделирования;

- Наличие узких зон повышенной трещиноватости надфундаментного разреза требует применения плотных систем наблюдений (гравиразведка 3Д): 50×50, 50×100, 50×150 м. Оптимальный вариант – регулярная квадратная сеть измерений;

- Интенсивность аномалий силы тяжести, обусловленных зонами повышенной тектонической трещиноватости, достигает значительных величин;

- Методика полевых наблюдений предполагает измерения на прямолинейных и протяженных профилях, что способствует повышению достоверности геологических результатов;

- Интерпретация гравиметрических данных выполняется по методике изучения «тонкой» структуры геофизического поля;

- Интегральный характер поля силы тяжести позволяет подготавливать многоэтажные (в том числе и в верхних битумоносных горизонтах) месторождения углеводородного сырья к освоению;

- Получение информации в сложных поверхностных условиях: застроенность местности, присутствие металлических и энергопроводящих сооружений;

- Экологическая приемлемость: отсутствие негативного воздействия на окружающую среду;

- Подготовка геолого-геофизической основы для последующего геофизического мониторинга (гравиразведка 4Д) при контроле добычи углеводородного сырья и эксплуатации подземных газовых хранилищ.

Выявление и трассирование тектонических нарушений (разломы, зоны повышенной трещиноватости) по геофизическим данным базируется (Б.С.Вольвовский, Н.Я.Кунин, Е.И.Терехин, 1977; В.П.Степанов и др., 2005) на следующих критериях:

- протяженные зоны гравитационных, реже магнитных ступеней;

- цепочки узких линейных положительных и отрицательных аномалий ΔT_a и Δg , смещения линейно вытянутых аномалий в плане, изгибы изоаномал, секущие основные простирания;

- крутые и резкие ограничения аномалий, пересечение аномалий различного простирания, торцовые сочленения неодинаково ориентированных аномалий и др.

Для оценки нефтеперспектив Анзиркинского сейсмического поднятия на Танайском участке Республики Татарстан выполнены комплексные геофизико-геохимические исследования, набор методов – высокоточная гравиразведка, гамма-спектрометрия, литогеохимия. Результаты радиогеохимических наблюдений приведены в статье [10]. Гравиметрическая съемка осуществлена согласно следующим требованиям [7]:

- прямолинейность и параллельность профилей;

- ортогональная сеть профилей;

- соответствие масштаба съемки размерам поисковых объектов;

- выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалеобразующего объекта).

Гравиметрические исследования проведены на площади 50 км² по сети 100×100 м. Наблюдения выполнены высокоточными компьютеризированными гравиметрами AUTOGRAV CG-3М и CG-5 фирмы SCINTREX (Канада). Обработка данных высокоточной гравиразведки включала несколько этапов.

Определение плотности промежуточного слоя

Анализ гравиметрических материалов по профилям (способ Неттлетона /11/) фиксирует отсутствие корреляции между рельефом дневной поверхности и кривой Δg_0 , рассчитанной при плотности пород промежуточного слоя, равной 2,20 г/см³.

Определение поправок за влияние рельефа местности

Поправки в гравитационное поле в каждой точке наблюдения рассчитывались с использованием программы TopWin, разработанной в лаборатории геопотенциальных полей Горного института УрО РАН.

Оценка точности полученных аномалий силы тяжести

Среднеквадратическая погрешность определения аномалии силы тяжести в редукции Буге, вычисленная согласно требованиям «Инструкции по гравиразведке» (1980г.), составляет $\pm 0,017$ мГал.

В результате обработки полевых гравиметрических измерений построена (в условном уровне) карта гравитационного поля с плотностью промежуточного слоя 2,2 г/см³, масштаба 1:10 000, сечение изоаномал 0,1 мГал. Важным является составление карт графиков аномалий силы тяжести в редукции Буге по широтным и меридиональным профилям (масштаб горизонтальный 1:10 000, вертикальный – в 1 см 0,2 мГал).

Различные методы трансформации позволяют выделять лишь максимум Δg_0 , обусловленный в основном структурным фактором. Это заставило обратиться к анализу аномалий с позиции методики поисков и оконтуривания залежей нефти и газа, разработанной И.Н.Михайловым (методика ГОНГ) [4,7]. Такой подход реализует возможность обнаружения и выявления аномалий непосредственно от залежи. При анализе изучаются графики Δg_0 по профилю с целью нахождения нарушений закономерного изменения поля, т.е. резкой смены градиента. Положительные аномалии считаются обусловленными структурным фактором, а отрицательные – возможным нефтегазосодержанием коллектора. Наиболее перспективным областям соответствуют положительные аномалии, осложненные локальными минимумами. «Вторичные минимумы» являются признаком (индикатором) улучшения коллекторских свойств и, в том числе, критерием возможного наличия нефти и газа. Выделенные перспективные участки подвергаются последующему анализу: отбраковка аномалий, связанных с рельефом местности; исключение незначительных по размерам областей как не представляющих промышленного интереса и др.

Район Анзиркинского сейсмоподнятия характеризуется (Р.С.Хисамов и др., 2006; И.Ф.Валеева, 2007 [1]) сложным геологическим строением. Приурочен к области сочленения и наложения разновозрастных элементов Северо-Татарского свода и внутриформационного Нижнекамского прогиба Камско-Кинельской системы. Основные перспективы нефтеносности связаны с терригенными отложениями девона. Скопления углеводородов контролируются малоразмерными (0,1-1,5 км²) и малоамплитудными (5-15 м) локальными поднятиями, большинство которых являются структурами облекания выступов кристаллического фундамента.

Территории свойственна низкая изученность глубоким бурением (1скв. на 17,3 км²) и сейсморазведкой МОГТ (менее 1,5 км/км²). Имеется три скважины глубокого бурения. В скв. 655 получен промышленный приток нефти из отложений терригенного девона [1].

По результатам высокоточной гравиметрической съемки получена информация о характере распределения геофизического поля. Кривым аномалий силы тяжести свойственна относительно слабая дифференциация: наблюдаются незначительные изменения гравитационного поля на расстояниях, равных горизонтальным размерам объектов, представляющих нефтепоисковый интерес. Амплитуда аномалий не превышает 0.2-0.3 мГал, что свидетельствует о том, что ожидать высокоамплитудных структурных осложнений на исследованной территории маловероятно. Данный вывод согласуется, как отмечено выше, с результатами анализа геологической ситуации Танайского участка.

С целью выделения объектов, перспективных с точки зрения поисков углеводородов, составлены и проанализированы графики изменения поля силы тяжести с помощью технологии ГОНГ. Для повышения достоверности результатов гравиметрических исследований геологическому истолкованию были подвержены карты графиков силы тяжести, построенные как в субширотном, так и в субмеридиональном направлениях.

Данный методический прием (примененный впервые) позволяет изучить распределение геофизического поля, как по простиранию, так и в крест простирания предполагаемого объекта. Такая возможность обеспечена высоким качеством (прямолинейность профилей, незначительная погрешность измерения аномальных значений, высокая, 10 пог. км на 1 км², плотность сети измерений) выполненной гравиметрической съемки.

Анализ «тонкой» структуры гравитационного поля показывает, что на профилях регистрируются локальные максимумы, осложненные отрицательными возмущениями геофизического поля. Амплитуда положительных аномалий до 0,3 мГал, протяженность достигает 2,5 км (Анзиркинское поднятие). Интенсивность локальных минимумов варьирует от -0,05 до -0,20 мГал, длина интервала пониженных значений величин Δg_0 варьирует от 0,25 км до 2,2 км. В целом вырисовывается картина распределения аномалий силы тяжести, показывающая, что на фоне положительных аномалий, как правило в их центральной части, наблюдаются локальные «вторичные» минимумы. Таким образом, фиксируются элементы гравитационного поля, предполагающие присутствие скоплений углеводородов.

Характер поведения геофизического поля по различным азимутам проложения гравиметрических профилей свидетельствует о том, что проявление аномальных эффектов существенно зависит от пространственной ориентировки профилей.

Полученные материалы на базе геологического истолкования карт графиков Δg_0 , построенные по широтным и меридиональным профилям, объединены в карту результатов интерпретации данных высокоточной гравиразведки. В плане представлены предполагаемые поднятия в осадочной толще и прогнозные контуры нефтеносности.

Картирование в пределах интересующих объектов аномалий типа залежь АТЗ (аномалии «ГОНГ») по двум направлениям (в широтном и меридиональном) позволяет в зависимости от их проявления в геофизическом поле произвести ранжирование территории по степени нефтеперспективности.

Принята следующая градация:

- Высокоперспективными считаются участки, выявленные по аномалиям силы тяжести как в широтном, так и в меридиональном направлениях. Представлены областью совпадения аномальных эффектов (АТЗ, «ГОНГ»), выделенных по ортогональной системе профилей;

- Перспективными являются участки, выделенные по изменению характера гравитационного поля лишь в одном направлении (широтном или меридиональном);

- Малоперспективные участки характеризуются отсутствием аномалий типа залежь «ГОНГ», либо незначительным их проявлением.

Общая площадь высокоперспективных участков составляет 4,92 км² (9,8% от площади работ), перспективных участков – 6,51 км² (13%).

Результаты интерпретации гравиметрической съемки сопоставлены с имеющимися материалами бурения, сейсморазведки МОГТ, ВСП, «Нейросейсм», радиогеохимии.

Окончательным итогом геофизических исследований является геолого-геофизическая основа масштаба 1:10 000, основными элементами которой являются:

- Карта результатов комплексной интерпретации геофизических материалов;

- Карта нефтеперспектив по данным высокоточной гравиразведки;

- Схема тектонических нарушений по данным высокоточной гравиразведки.

Полученные данные могут быть использованы как на поисковом, так и на заключительных этапах освоения нефтяных месторождений.

Литература

1. *Ананьев В.В., Носко В.П., Мельников Д.В.* О прогнозе нефтенасыщенности пластов терригенного девона в пределах Северо-Татарского свода /Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов: Материалы междунар. научно-практич. конф. – Казань: Изд-во «Фэн», 2008. – С. 41–45.

2. *Боровский М.Я., Волков Ю.В., Сулейманов А.К.* и др. Применение мобильной геофизики – основа создания новых методических приемов подготовки месторождений к разработке // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №12. – С.88–90.

3. *Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Успенский Б.В.* О необходимости применения геофизических методов при освоении залежей высоковязких нефтей и природных битумов // Тезисы докладов Всесоюзной конференции по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка). – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1991. – С.78–79.

4. *Боронин В.П., Степанов В.П., Богатов В.И.* Высокоточная гравиразведка при поисках залежей нефти на Гайдаровской структуре в Куйбышевской области // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб-к научн. тр. – Пермь: Изд-во Пермского ун-та, 1987. – С. 85–89.

5. Выявление и оконтуривание зон трещиноватости по комплексу геолого-геофизических данных/В.А.Трофимов, Р.З.Мухаметшин, М.Я.Боровский, Б.В. Успенский //Итоги геологоразведочных работ на территории Татарстана и пути повышения их эффективности на 1991–1995 г.: Тезисы науч.-техн. конф. – Альметьевск: ПО «Татнефть», 1991. – С. 48–49.

6. Использование крупномасштабной гравиметрической съемки для оптимизации систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З. Мухаметшин, В.И. Богатов, Ю.В. Волков, В.М.Лучников // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения: Тр науч.-практич. конфер. VIII междунар. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия-2001». – Т.1. – Казань: Арт-дизайн, 2002. – С.411–417.

7. *Михайлов И.Н., Чертовских К.А.* Гравиразведка на нефть и газ // Разведка и охрана недр. – 2001. – №4. – С.19–22.

8. *Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я.* Мобильные геофизические методы на заключительном этапе геологоразведочных работ// Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации: Докл. второй междунар. конф. – СПб: НИГРИ, 2000. – С. 126–130.

9. *Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Успенский Б.В.* О целесообразности применения высокоточной гравиразведки при доразведке и проектировании разработки залежей нефти и природных битумов//Вопросы геологии и нефтебитумоносности центральных районов Волго-Уральской области. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1992. – С. 43–57.

10. Радиогеохимическая оценка нефтеносности перспективных объектов / В.П.Носко, Д.В.Мельников, В.А.Большов, М.Я.Боровский, А.А.Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – №1. – С. 15–22.

11. *Слепак З.М.* Гравиразведка в нефтяной геологии. – Казань: Изд-во Казан.ун-та, 2005. – 224 с.

**СВЕРХГЛУБОКИЕ СКВАЖИНЫ – ОСНОВА СТРОИТЕЛЬСТВА
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА
М.Я.Боровский (ЗАО НПО «Ренер»)**

Ранее нами предложено использовать природные резервуары кристаллического фундамента как объекты для подземного хранения газа и захоронения отходов промышленного производства [1].

Создание подземных хранилищ газа, т.е. искусственной газовой залежи, – сложная геологическая и техническая задача. Практика показывает, что каждая скважина, вскрывшая подземную емкость, выбранную в качестве объекта закачки, может оказаться причиной утечки газа. Чем больше скважин на территории ПХГ, тем больше существует вероятность негативных последствий антропогенного воздействия на геологическую среду. Уменьшить степень риска возможно за счет формирования ПХГ в теле кристаллического основания на значительных глубинах, поскольку большинство поисковых и разведочных скважин остановлены в интервалах от единиц до десятков метров, редко около 100 м ниже поверхности фундамента.

В Республике Татарстан пробурены две сверхглубокие скважины и более 2000 скважин, вскрывших кристаллический фундамент, в том числе около 500 из них на глубину более 20 м (рис.1). На юго-восточной окраине Южно-Татарского свода ранее пробурена Туймазинская скважина 2000 до глубины 4042 м, а в ее центральной части завершено бурение Миннибаевской скважины 20000 до глубины 5099 м. Выполнены работы по испытанию перспективных объектов по разрезу уникальной сверхглубокой скважины 20009 - Ново-Елховская (забой около 6000 м).

Как правило, при заложении скважин на фундамент учитываются (И.Х.Кавеев, Р.Х.Муслимов, Н.С.Гатиятуллин и др., 2000) следующие неоднородности земной коры:

- Глубинные зоны разуплотнения
- Локальные выступы и кольцевые структуры фундамента
- Зоны разуплотнения на глубинах 150 – 200 м в фундаменте
- Коры выветривания и близповерхностные коллекторы на глубинах около 50 м ниже кровли фундамента.

При оценке возможностей строительства ПХГ на базе свехглубоких скважин особое внимание привлекает то, что скважины располагаются на землях уникального Ромашкинского и крупного Ново-Елховского нефтяных месторождений. Создание ПХГ предполагает наличие над природным резервуаром мощного экрана в виде одного или нескольких контрольных водоносных горизонтов. Присутствие такого экрана позволяет осуществлять гидрогеологический контроль за эксплуатацией объекта хранения и исключает вероятность негативных последствий утечек флюида в окружающую природную среду. Скопления нефти в девонских и каменноугольных отложениях, по-видимому, могут служить аналогичным экраном для объектов закачки района сверхглубокой скважины 20009.

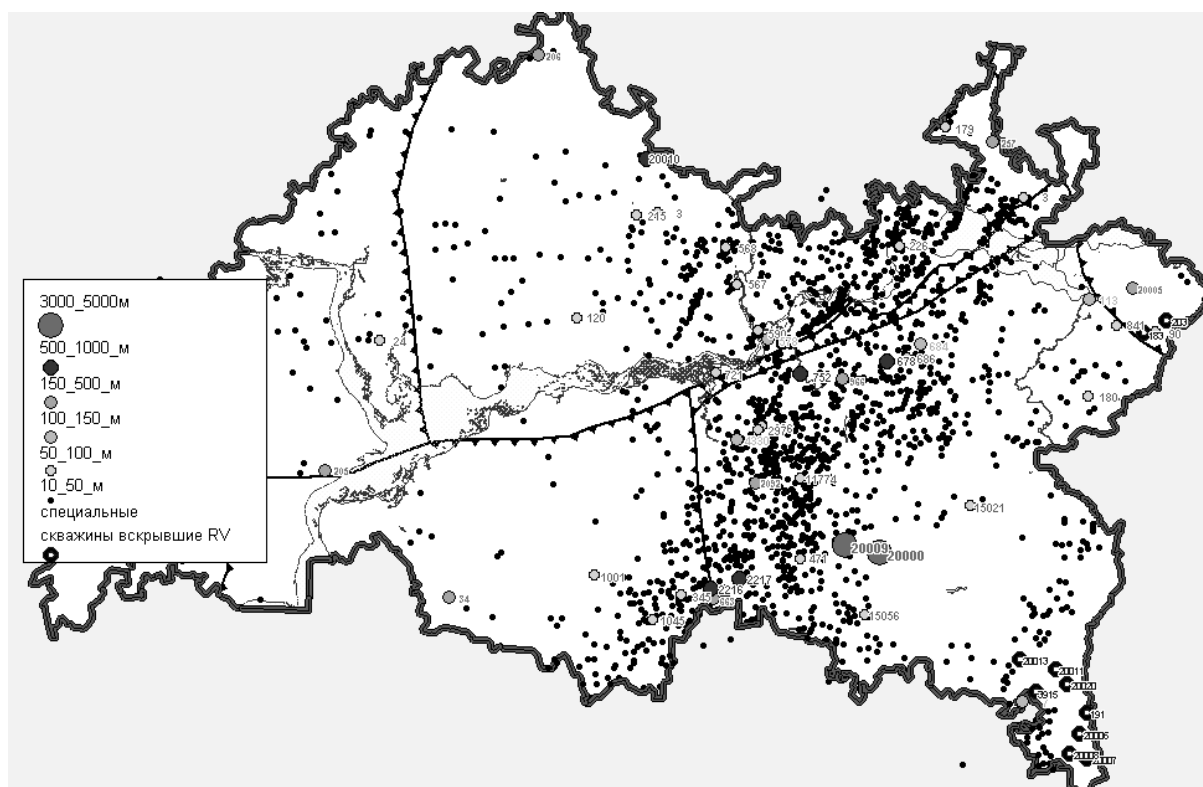


Рис.1. Изученность кристаллического фундамента глубоким бурением
(по Н.С.Гатиятуллину, В.Б.Либерману).

Р.Х. Муслимовым (2003) в стратегии обеспечения ресурсами углеводородного сырья старых нефтедобывающих регионов особая роль отводится изучению нефтегазоносности кристаллического основания. Здесь выделяются три основных положения:

- Тесная связь месторождений осадочного чехла со строением кристаллического фундамента
- Нефтегенерирующая роль фундамента
- Постоянная «подпитка» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин.

Подземное хранение газа в толще пород кристаллического фундамента оставляет место предположению о восполнении запасов природных резервуаров при миграции углеводородов из недр консолидированной коры и мантии.

Изучение околоскважинного пространства производится путем проведения вертикального сейсмического профилирования ВСП. Имеется опыт (Р.Х.Муслимов, Р.С.Хисамов, 1998; Р.С.Хисамов, 1996, 2004) выделения разуплотненных трещиноватых и уплотненных зон в кристаллическом фундаменте методом сейсмической локации бокового обзора СЛБО. На Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения выявлены разуплотненные (трещиноватые) зоны в фундаменте, которые могут являться зонами миграции или вместилищем нефти и газа.

Сверхглубокие скважины – сложные инженерные сооружения. Современный уровень науки и техники позволяет, по-видимому, реализовать подход, при котором одна и та же скважина используется как при закачке, так и при отборе газа.

Изложенное выше служит предпосылкой для вероятного обсуждения строительства ПХГ на базе сверхглубоких скважин, при выполнении их целевого назначения.

Литература

1. *Боровский М.Я.* Природные резервуары кристаллического фундамента – объект для подземного хранения газа и захоронения отходов промышленного производства // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ: Перспективы нефтегазоносности фундамента и оценка его роли в формировании и переформировании нефтяных и газовых месторождений: Материалы междунар. науч. конф. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2006. – С.44–45.

ЛИТОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ КАРТИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ СРЕДНЕ-ОБСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Л.Н. Бружес*, В.Г. Изотов**, Л.М. Ситдикова**, А.Р. Садриманов**

* ОАО «КозалымНИПИнефть»

** Казанский федеральный университет

Эффективная разработка месторождений нефти Западной Сибири, в частности Тевлинско-Русскинского месторождения, возможна при оптимальном применении методов активного воздействия на пласт с использованием комплекса физических и химических методов. С одной стороны, это методы направлены на изменение физических и химических параметров извлекаемой нефти, в первую очередь, на понижение вязкости, плотности и изменения поверхностных свойств, с другой стороны, это комплекс методов воздействия на пласт с целью улучшения его фильтрационных параметров. Эффективное воздействие на пласт тесно связано с его структурно-литологической характеристикой и ее изменчивостью в пространстве. Однако в практике эксплуатации месторождений эта характеристика учитывается слабо, хотя использование химических реагентов и физическое воздействие на нефть часто приводит к обратному эффекту вследствие снижения фильтрационных характеристик пласта. Для оптимального использования активных методов воздействия на пласт, с целью увеличения нефтеотдачи, нами предлагается проведение литолого-технологического картирования Тевлинско-Русскинского месторождения.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений этого региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литолого-фациальной неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещения залежей в пределах площади месторождения, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов. В настоящее время рациональная разработка месторождения невозможна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующих особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях как в масштабе площади месторождения, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов. Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах контура Тевлинско-Русскинского месторождения, точнее группы залежей, локализованных в пределах этого

контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт Ю₁ (васюганская свита), в котором на площади месторождения локализовано 17 перспективных залежей [3].

Сущность литолого-технологического картирования заключается в выявлении структурно-литологических факторов, определяющих фильтрационные характеристики пласта с выделением структурно-литологических типов коллектора в пределах конкретного пласта.

В первую очередь, при реализации литолого-технологического картирования залежей необходимо определить закономерности пространственного распределения фильтрационно-емкостных свойств характеристик пласта и, в частности, его проницаемость. Как показывает опыт исследования месторождений других регионов, например Ромашкинского нефтяного поля [5], эти характеристики крайне неравномерно распределены в пределах нефтяных залежей. Нами предлагается, и было опробовано на ряде месторождений нефти Волго-Уральской провинции проведение литолого-технологического картирования [5], учитывающего распределение по площади пласта не только его фильтрационно-емкостных параметров, но и распределение активных наноминеральных фаз и особенностей их локализации. При этом степень изменчивости этих характеристик возрастает в пределах месторождений сателлитов Ромашкинского месторождения, что объясняется комплексным влиянием седиментогенных, диагенетических и катагенетических факторов, неравномерно проявляющихся в пределах залежи.

С целью учета перечисленных факторов при разработке Тевлинско-Русскинского месторождения целесообразно вынесение групп их количественной оценки на планы разработки с использованием соответствующей легенды. Во-первых, следует выносить данные по литолого-фациальной характеристике пласта в пределах контура его разработки и отражающей особенности структуры пустотного пространства коллектора. Во-вторых, наносятся данные по фильтрационно-емкостным характеристикам коллектора в виде точек, а при достаточном количестве данных – в виде изолиний пористости и проницаемости. Одновременно в виде соответствующих условных обозначений наносятся данные о структурно-литологическом типе коллектора – гранулярный, гранулярно-регенерационный, кластерный [2]. В-третьих, на литолого-технологические планы выносятся данные о тонкодисперсной составляющей коллектора, в частности ассоциации глинистых минералов, и количественные соотношения тонкодисперсной массы. При наличии данных по характеру трещиноватости на план залежи наносятся также зоны повышенной трещиноватости коллектора.

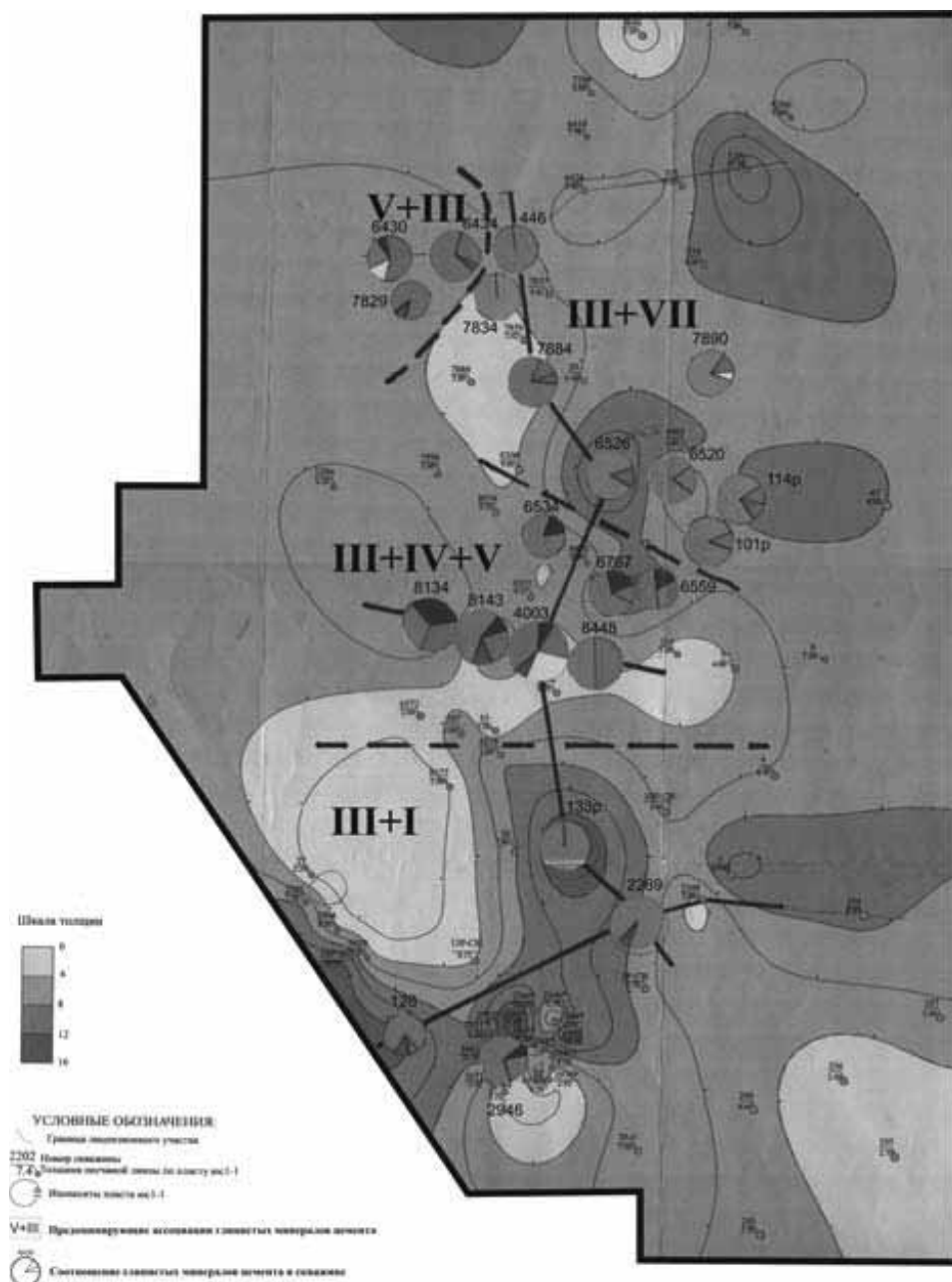


Рис. 1. Литологическая схема районирования Тевлинско-Русскинского месторождения горизонта Ю₁ (по минералогическим ассоциациям глинистой составляющей цементов пород-коллекторов).

Полученные данные позволяют проводить технологическое прогнозирование воздействия на пласт в ходе разработки. В частности, распределение параметров фильтрационно-емкостных свойств пласта позволяет прогнозировать особенности распределения давления в пределах пласта и предусматривать нежелательные перетоки нагнетаемых жидкостей. Информация об особенностях цементации и типе коллектора позволяет выбирать оптимальный режим воздействия на пласт, в том числе предусматривать и выделять перспективные области для физического воздействия на пласт.

Наличие таких литолого-технологических карт-схем Тевлинско-Рускинского месторождения позволят рекомендовать переход к более оптимальным, селективным методам воздействия на пласт и его отдельных участков, учитывая литолого-минералогическую характеристику этих участков и их реакцию на используемые методы воздействия на пласт.

Проведенный комплекс литолого-минералогических исследований состава и структурных особенностей горизонта Ю₁ по территории Тевлинско-Рускинского месторождения дает возможность также проследить литолого-фациальную эволюцию этого горизонта в пределах площади месторождения. Результаты исследований подтверждают факт выделения в пределах Тевлинско-Рускинского месторождения трех площадей, на которых горизонт Ю₁ характеризуется различным видом фациального представления, что выражается в составе и строении обломочной и цементной массы песчаников этого горизонта, и в свою очередь, определяет его фильтрационно-емкостные особенности (ФЕС), их изменчивость и, как следствие, позволяет прогнозировать в дальнейшем реакцию пласта на применяемые методы разработки.

В данной работе рассмотрены особенности эволюции минералов цементной массы коллектора в плане Тевлинско-Рускинского месторождения и по его отдельным площадям. Состав цементной массы месторождения нанесен на план в виде круговых диаграмм ведущих ассоциаций глинистых минералов (рис. 1).

Проведенные исследования распределения выделенных ассоциаций глинистых минералов в пределах изученных площадей свидетельствуют, что на их основе можно сделать вывод о постепенном выпадении каолинитовых составляющих цемента в северном направлении по площади залежей Тевлинско-Рускинского месторождения и возрастания роли гидрослюдисто-смешанослойных фаз.

Исследования соотношений тонкодисперсных фаз в цементе песчаников [1] горизонта Ю₁, представляющих комплекс клиноформенных тел [4, 6], позволяют утверждать, что эти изменения связаны с фациально-палеогеографическими условиями формирования месторождения, локализованного на северном склоне регионально-выраженного Сургутского сводового поднятия.

В пределах Южной площади Тевлинско-Рускинского месторождения в верхнеюрское время существовали относительно глубоководные условия высокого шельфа с активным привнесом каолинитового и в меньшей степени гидрослюдистого материала. В пределах Центральной площади существовали более мелководные условия, что способствовало уменьшению в изучаемых породах глинистой составляющей с компенсацией ее содержания карбонатным материалом.

Этим и объясняется более широкое распространение в цементе пород-коллекторов как тонкодисперсного, так и кристаллически зернистого кальцита (рис. 2).

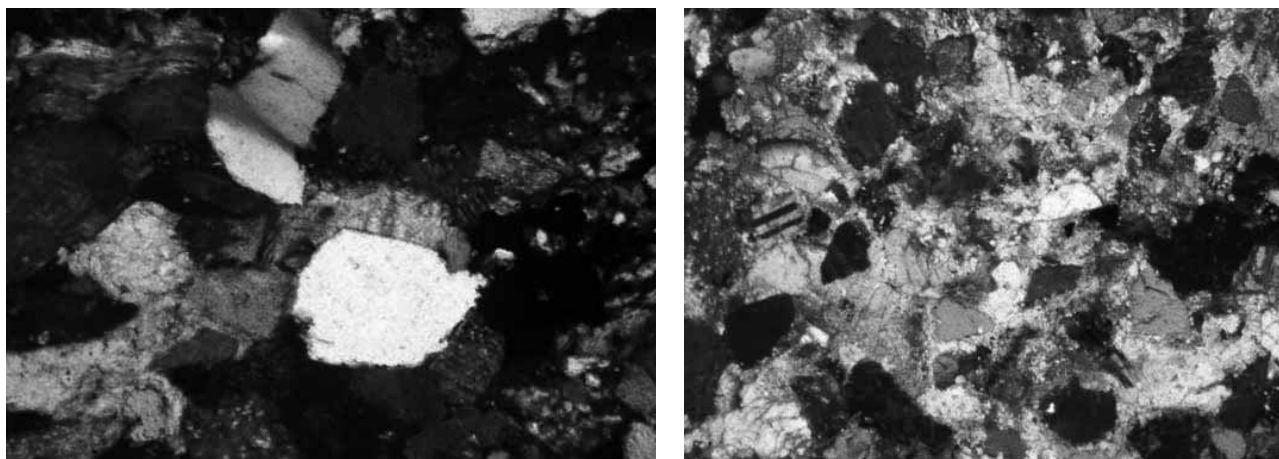


Рис. 2. Карбонатный поровый и базальный тип цементной массы коллекторов.

Можно предположить, что в пределах центральной площади Тевлинско-Рускинского месторождения в палеогеографическом плане существовала своеобразная «седловина» – мелководная зона, разделяющая площадь на более глубоководную Северную и Южную площади. Далее в Северной части Тевлинско-Рускинского месторождения снова начинают преобладать более глубоководные режимы. Однако при этом более широкое развитие получают гидрослюдисто-хлоритовые фазы тонкодисперсной составляющей. Преобладание гидрослюдисто-хлоритовых фаз в

цементе песчаников горизонта Ю₁ этой площади свидетельствует об ограничении привноса каолинитового материала (рис. 3).

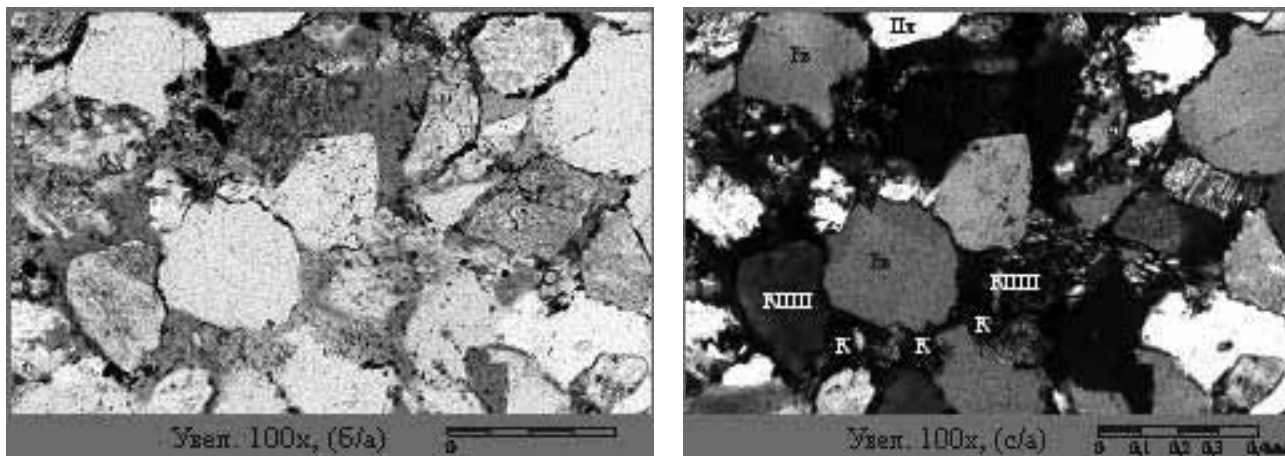


Рис. 3. Коллекторы с поровым каолинитовым цементом.

Наличие гидрослюдисто-хлоритовых фаз в цементе песчаников так же свидетельствует о развитии более застойных глубоководных условий седиментации осадочного материала, а в дальнейшем и о развитии сложных диагенетических процессов в условиях восстановительной среды, с чем связана повышенная пиритизация песчаников в пределах этой площади. Об этом свидетельствует широкое развитие фрамбоидальных и тонкодисперсных выделений пирита, возникновение которых связано с появлением сульфатредуцирующих бактериальных форм в условиях сероводородного заражения, что подтверждает наличие более застойных относительно глубоководных условий (рис. 4).

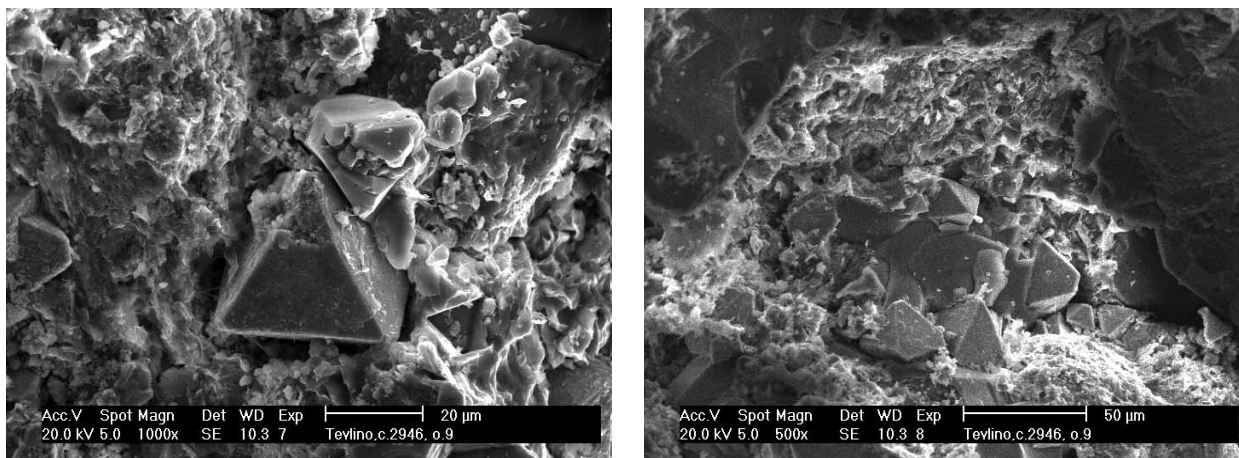


Рис. 4. Тевлинско-Русскинское месторождение. Скв.2946. Выделения октаэдрических кристаллов пирита в структуре пустотно-порового пространства в глинистой цементной массе.

Полученные данные хорошо согласуются с данными по особенностям размещения залежей нефти в горизонтах Ю₁ и Ю₂ васюганской свиты. Так, на плане размещения залежей в пределах изученных горизонтов четко прослеживается наибольшая приуроченность залежей к Южной и Центральной площадям Тевлинско-Русскинского месторождения – 11 залежей и всего 7 залежей в пределах Северной площади. Это свидетельствует о четком проявлении фациально-палеогеографического контроля в размещении залежей нефти в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения.

Проведенный анализ литолого-фациальных условий седиментации и постседиментационного преобразования алеврито-песчаных пород, а также дифференциация глинистых и распределение карбонатных минералов являются основой для составления литолого-технологической схемы месторождения.

На основании построенных разрезов и геолого-технологической схемы появляется возможность дифференцированно использовать геолого-технологические мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта в зависимости от реакции активной составляющей коллектора на методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Результаты исследований позволят в короткие сроки ввести в разработку невовлекаемые запасы верхнеюрских отложений с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и повысить эффективность нефтеотдачи, что, в свою очередь, позволит увеличить экономическую эффективность разработки.

Литература

1. Дриц В.А., Сахаров Б.А. Рентгеноструктурный анализ смешанослойных минералов. – М.: Наука, 1976. – 255 с.
2. Изотов В.Г. Технологическая минералогия нефтяного пласта. // Современные методы минералого-геохимических исследований как основа выявления новых типов руд и технологии их комплексного освоения. Сб. – СПб: РМО, 2006. – С.140–142.
3. Изотов В.Г., Мананов Р.А. Роль наноминеральных комплексов при разработке месторождений УВ-сырья / Сб. От наноструктур, наноматериалов и нанотехнологий к наноиндустрии. – Ижевск: ИПМ Уро РАН, 2007. – С.47–48.
4. Изотов В.Г., Аухатов Я.Г., Бружес Л.Н., Сайфутдинов А.Р. Литолого-геодинамический анализ деформации продуктивных пластов и покрывших Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) // Материалы V-го Всероссийского литологического совещания «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории земли». Т.1. Екатеринбург, 2008. – С.273–276.
5. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН // Материалы Повышение нефтеотдачи пластов. – Казань, 2003. – С.558–560.
6. Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia) // European Geosciences Union. General Assembly. Geophysical Research Abstracts. Vol.10. EGU2008-A-04611. Vienn. Austria. 2008.

ЦЕЛЬНОЛИТЫЕ ЕМКОСТИ ИЗ ЛЕГКИХ СПЛАВОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗОВ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ И ЖИДКОСТЕЙ

Р.И.Булатов

Российский экологический Центр, Академия информатизации Республики Татарстан

- Известна экономическая выгода применения газа в качестве автомобильного топлива взамен бензинового.
- Применение сжатого газа в виде топлива требует специальной оснастки, в том числе и баллонов высокого давления.
- В настоящее время в отечественной практике применяются стальные баллоны, которые имеют значительный вес.
- Предлагается рассмотреть возможность массового производства и замены стальных баллонов на более легкие, из легких сплавов высокой прочности, что позволит иметь экономическую выгоду за счет уменьшения веса автомобиля с известными, в этом случае, экономическими эффектами.
- Предложение защищено авторской заявкой на изобретение.
- Также в докладе рассматривается новый метод литья, позволяющий отливать цельнолитые емкости, пустотелые детали машин, скорлупы.

В настоящее время, как отмечает ряд авторов обзорных публикаций по данному вопросу, в частности, в статье в №44(174).1997. Москва и наука. «Танковая броня народному хозяйству», выпущенной под эгидой Комитета по телекоммуникациям и средствам массовой информации Правительства Москвы и Московского Комитета по науке и технологиям», основным баллоном, используемым в отечественном народном хозяйстве (в промышленности, автотранспорте, быту) является стальной баллон емкостью 50 литров, изготавливаемый в двух вариантах из углеродистой и легированной стали.

В первом случае вес его достигает 90-100 кг, а во втором – 60 кг.

Однако заготовкой, используемой во втором варианте, служила труба, импортируемая из-за рубежа, поставка которой в настоящее время полностью прекращена. Таким образом, единственным баллоном, выпускаемым промышленностью, является тяжелый стальной баллон, и именно это обстоятельство (большой вес баллона) является основным сдерживающим фактором решения одной из актуальнейших проблем экономики страны – перевод автотранспорта с нефтяных топлив на газ.

Именно по этим причинам, Ваш покорный слуга и ряд ученых, среди которых и авторы вышеуказанных социологических опросов, обратили свое внимание на высокопрочные алюминиевые сплавы (с пределом прочности до 45 кг/мм²), достаточно хорошей пластичностью (до 10%) и ударной вязкостью, и что особенно ценно, высокой пространственной однородностью (изотропностью) свойств.

Таким образом, в центр проблем была выдвинута разработка конструкции и технологии производства баллона высокопрочных сплавов, например, системы Al-Zn-Mg.

Применяемая при производстве стальных баллонов технология свободной обкатки с закалкой для алюминия не приемлема из-за специфики термоупрочнения (прочность обретается не сразу с закалкой, а лишь в результате последующего старения).

Группой ученых, в составе которых был и автор доклада, в инициативном порядке были предложены несколько конструктивных вариантов изготовления баллонов, и в частности:

1. Разнотвердый резьбовой самоуплотняющийся.
2. Обкатной с закладными элементами.
3. Необратимосборный с клиновым замком.
4. Вариант 2 с последующей обмоткой углеводородными волокнами.

Теоретические расчеты подтвердили возможность снижения массы баллона на 30-50% и реальность предложений, а также их готовность к детальной обработке и промышленного пробирования.

Так, на основании известных формул расчета объемно нагруженных цилиндрических оболочек получим, что при давлении 200 атм и внутреннем диаметре оболочки 200 мм требуется толщина стенки 12 мм.

Таким образом, с учетом дополнительного резерва прочности (на прочность разъемов) к изготовлению в цельноалюминиевом варианте принимается труба диаметром 220/190 толщ.=12 мм.

В варианте алюминиево-волоконном с весовой структурой 50/50% к изготовлению принимается труба диам.200/188 толщ.=6 мм.

Сравнивая рассмотренный расчетный вариант с серийным стальным, где для нашего случая (диам.220 мм, давл.=200 атм.) при изготовлении из углеродистой стали толщина стенки баллона должна быть не меньше, чем приблизительно 9 мм с учетом соотношения удельных весов стали и алюминия $7,8/2,8=2,8$; $8,9 \times 2,8=25$ мм; $15/25=3/5$, можно говорить о 40% весовом выигрыше.

Таким образом, было показано, что определяющим показателем эффективности предлагаемых вариантов конструкции баллонов является их низкая масса, что для автотранспорта сразу переходит в характеристики грузоподъемности и экономичности, и тем самым служит подтверждением отраслевой заинтересованности и соответственно безграничной широты рынка сбыта баллонов.

Тем не менее, автор доклада продвинул решение проблемы более глубоко, по отношению к своим работам с коллегами, соавторами предложенных выше 4-х вариантов.

В новом направлении нами предлагается принять к изготовлению и применению в серийном производстве цельнолитой баллон из высокопрочных, в том числе и литейных сплавов, который, обладая большей технологичностью в изготовлении, имеет те же самые расчетные показатели по весовым и прочностным критериям, как и описанные выше баллоны, что приведет, в конечном счете, к значительному экономическому эффекту при крупносерийном производстве. Технология производства цельнолитых баллонов из легких сплавов такова, что предполагает применение действующего отечественного оборудования, без изменения конструкции литейных машин.

В сущности, предлагается новый метод литья пустотелых деталей, конструктивных элементов, корпусов и скорлуп, способ использования которого дает возможность, как отмечалось выше, проводить работы по корпусному производству машин и механизмов, выпуску баллонов и емкостей для транспортировки газов и жидкостей.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (НА ПРИМЕРЕ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)

Р.Д. Валеева, Р.Ф. Вафин

Казанский федеральный университет

В пермских отложениях Республики Татарстан (РТ) широко распространены природные битумы (ПБ), которые по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от нефтей карбона и девона, залегающих в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состоянии. В РТ выявлено более 450 скоплений ПБ, все они связаны с продуктивными терригенными и карбонатными отложениями казанского, уфимского и нижнепермского комплексов, залегающими на глубинах до 300–400 м. Наиболее исследованными районами РТ являются территории Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины [1].

Целью работы является обобщение результатов литолого-петрофизического изучения пород-коллекторов ПБ уфимского терригенного комплекса группы месторождений, расположенных в пределах юго-западного склона Южно-Татарского свода и относящихся к центральной (Ашальчинской) группе месторождений ПБ [2,3].

По кровле уфимского яруса месторождения имеют неправильную, вытянутую в различном направлении форму, промышленные запасы ПБ приурочены к глинисто-песчаной толще шешминской свиты, где продуктивный битумный пласт образует несколько, как правило, линзовидных тел пластово-сводового типа. Перекрывающими отложениями служат так называемые «лингуловые глины», по описанию керна скважин, представленные глинами, часто известковистыми, серыми, дымчато- и голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, крепкими, иногда хрупкими, с раковистым изломом, слоистыми и тонкослоистыми с плитчатой отдельностью, ходами илоядов, мелкой вкрапленностью и агрегатами пирита, а на отдельных интервалах по плоскостям отдельности с многочисленными белыми и желтовато-зелеными раковинами брахиопод *Lingula orientalis*.

Виды исследований и их результаты

Изучение свойств коллекторов основывалось на лабораторных изучениях образцов керн. По отобранному керну выполнены макро- и микроскопическое описание, гранулометрический анализ, определение открытой пористости, проницаемости, битумонасыщенности объемной и весовой, карбонатности, минералогической плотности.

По макро- и микроскопическому описанию керн разрез глинисто-песчаной толщи сложен песчаниками с редкими маломощными прослоями и линзами алевролитов и глин. Песчаники известковистые, реже – глинистые, серые, буровато- и темно-серые, темно-коричневые, зеленовато-черные, черные мелко- и тонкозернистые косо- и волнисто-слоистые в различной степени битумонасыщенные. Отдельные разности иногда включают обугленные растительные остатки. Песчаники сложены преимущественно обломками кремнистых и эффузивных пород; в заметных количествах встречаются кварц и полевой шпат; присутствуют магнетит, пирит, пироксен, амфибол, сфен. Преобладают рыхлые породы, значительно реже отмечаются крепко сцементированные разности.

По данным гранулометрического анализа, в составе песчаников доминирует фракция с размером зерен 0.25–0.1 мм, содержание ее в породе составляет 75%, что позволяет отнести битумосодержащие породы глинисто-песчаной толщи к классу песчаников мелкозернистых.

Коллекторские свойства пород изменяются в широких пределах: открытая пористость от 3.5 до 50.5% (в среднем 39%), карбонатность от 0.4 до 32% (в среднем 7%), плотность минералогическая от 2.4 до 3.6% (в среднем 2.4%), битумонасыщенность от 0.1 до 17% к весу породы (в среднем 9.8% масс. или 43% объема). По данным Р.Х. Муслимова, Е.Д. Войтовича, Н.С. Гатиятуллина и др. [1,4], к достоверной части нефтеносного (битумоносного) потенциала следует относить ресурсы и запасы с содержанием ПБ в породе, по результатам лабораторных анализов, не менее 4% к весу (массе) породы, в связи с чем в настоящей работе используется битумонасыщенность весовая.

Используя массив табличных данных коллекторских свойств были изучены зависимости между различными параметрами коллекторов глинисто-песчаной толщи группы месторождений: открытая пористость – проницаемость по газу, карбонатность – пористость, пористость-битумонасыщенность. В результате установлена хорошая прямая корреляционная зависимость (коэффициент корреляции равен 0.7461) между пористостью и проницаемостью по газу (параллельной напластованию), а также четкая обратная зависимость между карбонатностью и пористостью (коэффициент корреляции равен 0.7862). Наиболее тесная положительная корреляционная связь устанавливается в паре пористость – битумонасыщенность массовая (коэффициент корреляции равен 0.894). Данная корреляционная связь свидетельствует о приуроченности концентраций битума к высоко пористым и проницаемым породам.

По степени битумонасыщенности выделяются песчаники сильно битумонасыщенные с содержанием битума более 7 вес. %, средне битумонасыщенные – 3–7% и слабо битумонасыщенные – менее 3%. Различная степень пропитки пород битумом обусловила образование различных текстур, таких как грубо слоистых, полосчатых, пятнистых, пятнисто-полосчатых, линзовидных, вкрапленных и других.

В вертикальном разрезе продуктивной части месторождений прослеживается закономерность. Так, в верхней части развиты слабо и средне сцементированные пористые (40–45%) породы. Средняя часть пласта представлена уплотненными (пористость 15–25%) известковистыми песчаниками. Нижние его части обычно сложены крепко и средне сцементированными слабо пористыми (7–11%) часто водонасыщенными песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Наиболее мощные тела сильно битумонасыщенных песчаников вскрыты в сводовых частях месторождений. К подошвенной части продуктивность и фильтрационно-емкостные свойства пород, как правило, значительно снижаются, а карбонатность и глинистость – возрастает. Наибольшая толщина битумных залежей совпадает с сильно битумонасыщенными породами, которые в некоторых скважинах слагают однородные и мощные пласты. Характерной особенностью, которая присуща всем изученным месторождениям является высокая битумонасыщенность однородных разрозненных участков с толщиной продуктивного горизонта более 10 м по сравнению с участками, состоящими из нескольких продуктивных слоев. Песчаники, залегающие между продуктивными слоями, более плотные и крепкие, с пористостью до 10%. Исключением являются песчаники в подошве песчаной пачки, которые являются пористыми водоносными с открытой пористостью до 35%.

В заключение можно отметить следующее:

- породы-коллекторы ПБ изученных месторождений представлены песчаниками, преимущественно мелкозернистыми;
- коллекторские свойства пород и битумонасыщенность изменяются в широких пределах, невыдержанны по площади и разрезу и между ними устанавливается четкая корреляционная зависимость;
- различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определили характер и степень пропитки ПБ от слабой неравномерной до интенсивной равномерной;
- как правило, верхняя часть продуктивного разреза сложена породами высокопористыми, слабо сцементированными, нижняя же часть – плотными, крепко сцементированными и соответственно малопористыми породами.

Литература

1. Вафин Р.Ф., Кальчева А.В. Битумоносность отложений уфимского яруса в пределах Енорускино-Кутушской и Черемуховско-Кадеевской структурных зон Мелекесской впадины Республики Татарстан // Актуальные проблемы

поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы междунар. науч. конф. –Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2008. – С. 86–91.

2. *Виноградова О.А.* Второй шанс // Нефтегазовая вертикаль. – 2003. – № 12. – С. 96–99.

3. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан / Под ред. Р.С. Хисамова. – Казань: Фэн, 2006. – 320 с.

4. *Муслимов Р.Х., Смелков В.М., Успенский Б.В.* Состояние ресурсной базы природных битумов Татарстана и перспективы ее освоения // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. науч.-практ. конф. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1999. – С. 4–12.

ВЛИЯНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Ф. Гадельшина, М.З. Гарифуллин (ТатНИПИнефть), А. Асклу (ТНГ «Групп»)

razrgeo@tatnipi.ru

Результаты опытно-промышленной разработки залежи сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения с применением парогравитационного дренажа при помощи горизонтальных пар скважин [1] показали, как по-разному повлияли на технологические показатели разработки геологические особенности строения участков эксплуатации.

Одним из важнейших условий успешного применения технологии парогравитационного дренажа является строго параллельное размещение парных горизонтальных скважин, как относительно друг друга, так и условно принятой подошвы нефтенасыщенного пласта.

«Рассеянное» размещение повышенной нефтенасыщенности к подошве залежи осложняет проектирование горизонтальных участков ствола, поэтому выделение в объеме залежи продуктивной части и изучение геологических особенностей строения нефтенасыщенного интервала пласта является основополагающими как в оценке запасов, так и в проектировании разработки.

Изучение распределения нефтенасыщенности продуктивной части пласта по материалам лабораторных исследований керна на Ашальчинской залежи позволили выделить сверху вниз три интервала: верхняя-переходная, основная, нижняя-переходная.

Верхняя зона характеризуется средней сплошной пропиткой нефтью, к подошве выделенного слоя интенсивность пропитки увеличивается. Толщина этого слоя достигает трех метров. Пористость коллекторов этой части изменяется от 12 до 33 %, весовая нефтенасыщенность от 4,5 до менее 7,5 % мас.

Основная зона характеризуется высокими значениями нефтенасыщенности – от 7,5 до 15,3 % мас. Пропитка нефтью сплошная, интенсивная. Толщина основной зоны изменяется от 1 м до 31,8 м.

Ниже основной зоны продуктивного интервала выделена переходная зона, толщина ее достигает 21 м. Насыщенность нефтью пониженная, прослоями слабая. Нефтенасыщенность изменяется от 7,5 до 4,5 % мас., пористость от 11 до 33 %.

Подошва интервалов нижней переходной зоны нефтенасыщения является переходом от скоплений нефти к водонасыщенным коллекторам.

По данным электрокаротажа, переход от интенсивно нефтенасыщенных к слабонефтенасыщенным коллекторам фиксируется резким снижением сопротивления (рис. 1, 2).

По данным керна материала, построена карта по подошве залежи (рис. 3). Согласно построениям, в скважинах, пробуренных на склонах поднятия, условный уровень контакта нефть–вода вскрыт примерно на близких абсолютных отметках (от 2,1 м до 3,7 м). В ряде присводовых скважин подошва близка к горизонтальной, со средней абсолютной отметкой минус 2,5 м. По материалам сводовых скважин и близ сводовых песчаная пачка полностью интенсивно нефтенасыщена. От полностью нефтенасыщенных песчаников поверхность ВНК повышается до абсолютных отметок 21,5 м, 21,1 м в сводовых скважинах 15183, 15187 (рис. 3).

Таким образом, поверхность ВНК в гипсометрическом положении имеет сложное строение: в северо-западной и юго-восточной частях она близка к горизонтальной, в сводовой части она выгнутая.

В рамках технологической схемы разработки Ашальчинской залежи предусмотрено строительство горизонтальных скважин с опережающим бурением вертикальных оценочных скважин с отбором керна из продуктивных интервалов.

Геофизические материалы, пробуренных на месторождении 22 оценочных скважин, показали, что абсолютные отметки нижней границы нефтенасыщенности изменяются по скважинам от 1,2 м (скв.243) до 25,8 м (скв.15187) (рис. 3).

По данным керна материала, отобранного из продуктивных интервалов оценочных скважин, изменения абсолютных отметок нижней границы нефтенасыщения по скважинам составили от минус 0,1 м (скв.277) до 21,4 м (скв.15183). Высокие значения абсолютных отметок подошвы эффективной нефтенасыщенной части пласта (от 17,5 м до 21,5 м) отмечаются в сводовых скважинах 15187, 15188, 15185, 15182, 15183.

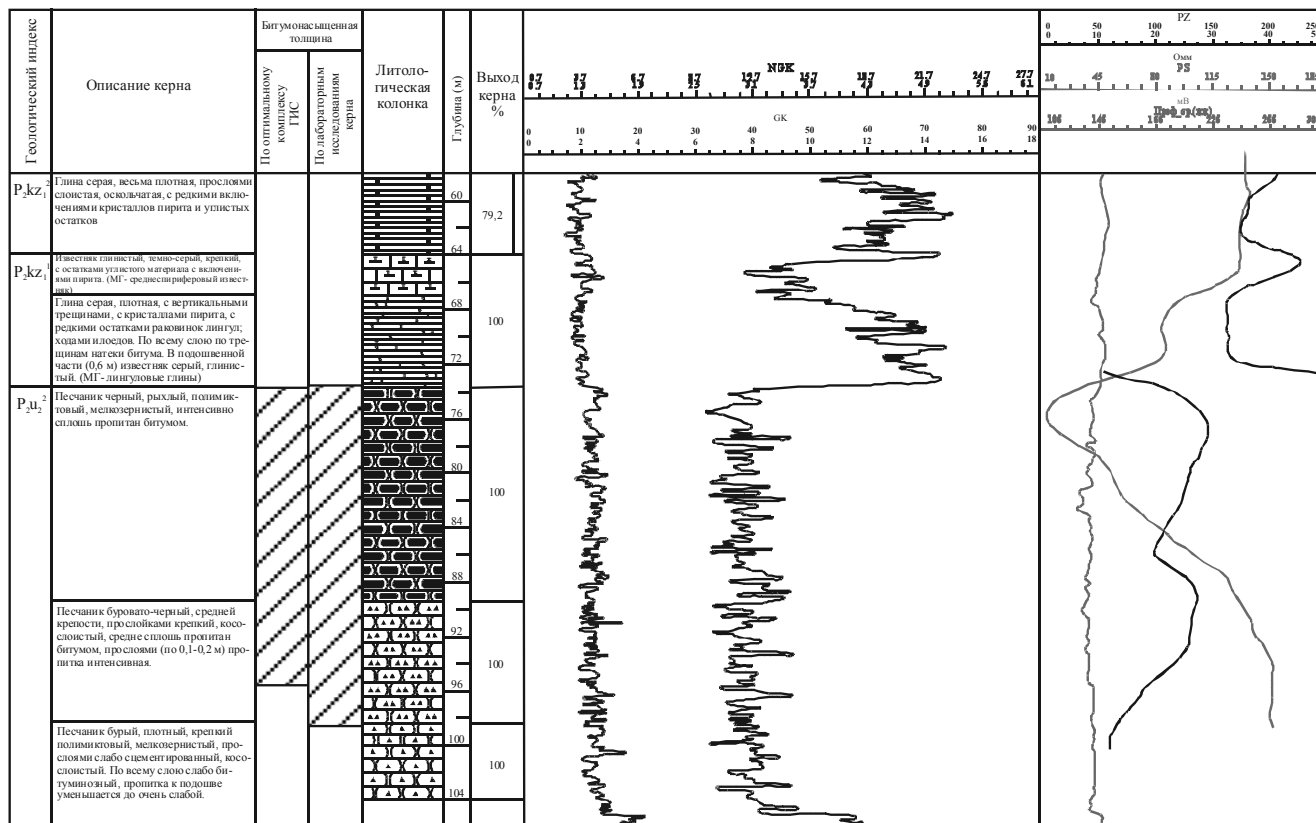


Рис.1. Геолого-геофизический разрез скв.15182.

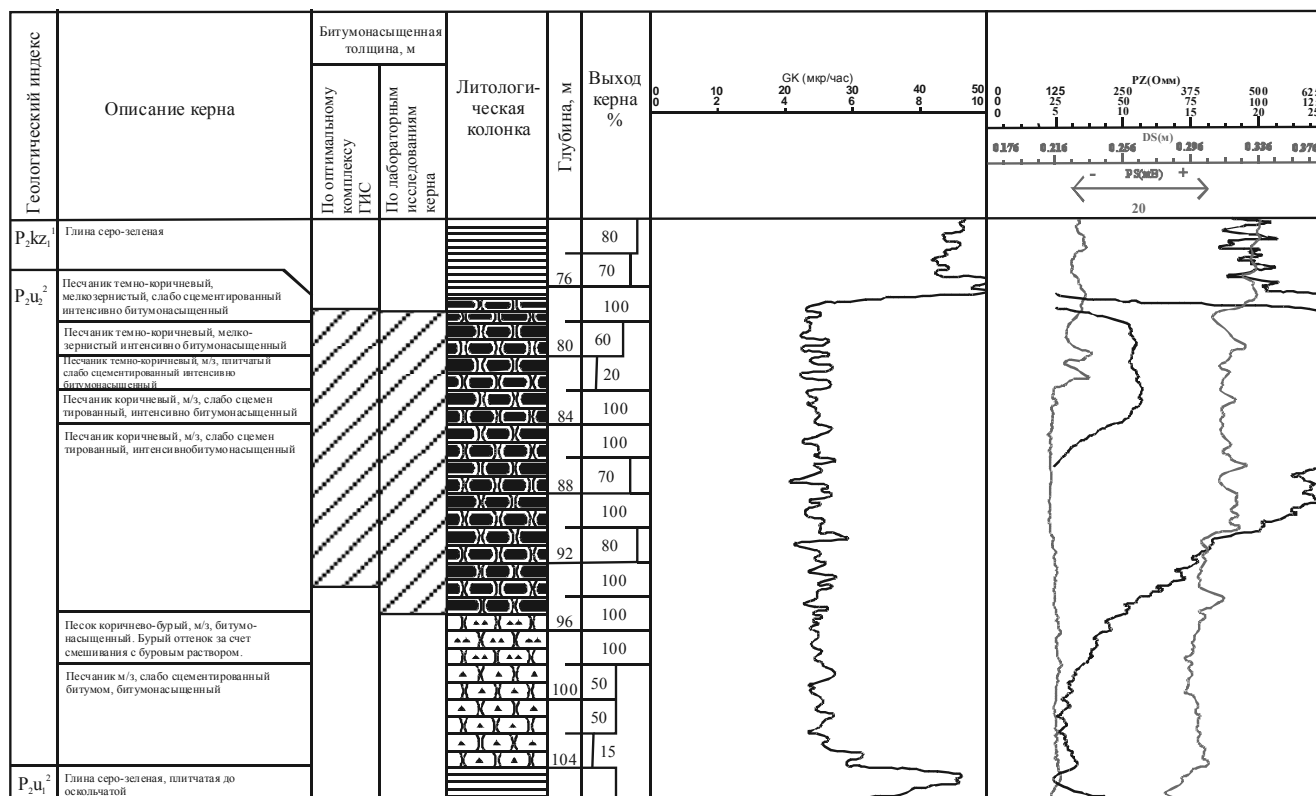


Рис.2. Геолого-геофизический разрез скв.15183.

кернового материала от 8,7 до 12, 8 м. Разница в отметках положения подошвы, определенных по ГИС и керну составила от 1,1 до 11,4 м. Необходимо отметить, что положение подошвы продуктивного пласта, выделенного по результатам лабораторных исследований керна оценочных скважин, на участке пробуренной второй пары имеет практически горизонтальную поверхность.

Участок бурения третьей пары горизонтальной скважины находится в северо-западной сводовой части Ашальчинского поднятия в направлении простирания пласта. По материалам ГИС оценочных скважин, пробуренных в районе разрабатываемой третьей пары, подошва эффективного нефтенасыщенного пласта по ГИС отбивается на абсолютных отметках от 1,2 м до 4,2 м, а по данным кернового материала от минус 0,1 до 4,0 м. Разница в отметках положения подошвы, определенных по ГИС и керну, составила от 0,2 до 3,1 м.

После предварительного прогрева скважин самый быстрый приток нефти был получен в первый же день эксплуатации второй пары. По сравнению с результатами эксплуатации первой пары, дебит второй рос стремительнее по причине отсутствия непроизводительных потерь тепла. Наряду с этим паронефтяное отношение по первой паре скважин имело тенденцию более медленного снижения.

Лучшие результаты технологических показателей по второй паре получены за счет меньших тепловых потерь по причине отсутствия ухода вносимого в пласт тепла. Бурение практически горизонтального ствола второй пары в нижней части толщи продуктивного пласта с насыщением нефть-вода обеспечило ускоренный прогрев прискважинной зоны, повышение площади дренирования и быстрый рост дебита нефти.

Из изложенного выше можно сделать выводы:

1. Результаты опытно-промышленных работ показали обнадеживающие перспективы применения технологии с использованием горизонтальных скважин на месторождениях СВН для определенных условий.

2. Различия технологических показателей эксплуатации горизонтальных пар скважин, зависящих от условий проводки и размещения горизонтального участка, требуют дальнейшего доизучения геологического строения пласта.

3. Учитывая высокий вынос керна из оценочных скважин (более 70-100 %) при его отборе через каждые 10-20 см разреза, предпочтение в выделении эффективной нефтенасыщенной части пласта должно отдаваться данным лабораторных исследований керна.

4. В будущем, чтобы отказаться от трудоемких и дорогостоящих работ по извлечению и обработке керна, необходимы дополнительные работы по усовершенствованию методики интерпретации материалов ГИС в пермских отложениях.

5. В принятой технологической схеме разработки Ашальчинской залежи бурение парных скважин с горизонтальным участком ствола предлагается в пределах эффективной нефтенасыщенной толщины не менее 15 м, одиночных – не менее 6 м по направлению простирания продуктивного пласта, параллельно друг другу на минимальном расстоянии 100 м. Пошаговое кустование предлагается с опережающим бурением оценочных скважин участками по принципу «от известного».

Скважины оценочного фонда предлагается бурить участками в районе предварительно выбранного для размещения горизонтальных скважин. Разбуривание оценочных скважин участками позволит детально доизучить геологическое строение пласта и его литоло-физические характеристики в районе последующего бурения скважин с горизонтальным участком ствола.

Преждевременное разбуривание всего месторождения оценочными скважинами может сильно повлиять на необходимые в будущем изменения расстановки скважин, в силу возникающих изменений из полученной новой геологической информации.

Литература

1. «Нефтяное хозяйство». – 2009. – № 7. – С. 34.

КОМПЛЕКСНОЕ ОБОБЩЕНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РТ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ

А.Р.Ганеева, В.Б.Либерман, З.Н.Ахметова

ТГПУ ОАО «Татнефть», г.Казань

К настоящему времени на территории Республики Татарстан открыто более 170 месторождений нефти (137 из них разрабатывает ОАО «Татнефть»), объединяющих около 3000 залежей нефти, характеризующихся различными размерами и стратиграфической приуроченностью.

В опубликованной литературе наиболее полная характеристика месторождений нефти РТ приведена в работе «Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений» под ред. проф. Р.Х. Муслимова [1], в которой по конкретным месторождениям приведены геолого-физические характеристики продуктивных отложений, характеристики нефтей и попутных газов. Статистическая обработка приводимых данных позволяет оценивать вариацию этих параметров для конкретных нефтеносных горизонтов, определять средние величины.

Основные сведения о геолого-геофизических параметрах месторождений и залежей нефти приведены в Балансе запасов. Данный документ обеспечивает федеральное государственное статистическое наблюдение за запасами полезных ископаемых и их рациональным использованием (форма 6-ГР).

Для Республики Татарстан в окончательном виде баланс запасов нефти выполняется в институте ТатНИПИнефть, при этом используется разработанная в ТГРУ программа [2]. Важно, что по заданию ОАО «Татнефть» в данной программе предусмотрено использование современных ГИС технологий, обеспечивающих создание специализированной картографической базы данных, где контуры залежей согласно подсчету и пересчету запасов увязаны с данными Баланса запасов. В настоящей работе показана одна из возможностей созданного программного комплекса для оценки геолого-геофизических параметров залежей нефти в плане. Рассмотрено пространственное распространение таких параметров, как пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, плотность и вязкость нефти по залежам каширского, верейского, башкирского, алексинского, тульского, бобриковского, турнейского, кизеловского, заволжского, данково-лебединского, кыновского, пашийского, старооскольского, воробьевского горизонтов.

Для каждого конкретного горизонта выбиралось свое значение диапазонов вышеуказанных параметров нефти и пород-коллекторов. После обработки данных по вышеуказанным параметрам были составлены гистограммы распределения их значений по каждому горизонту, где можно выделить минимальные, максимальные, средние значения, величину дисперсии, а также общее количество значений, участвующих в анализе. Эти данные приведены на гистограмме распределения пористости и проницаемости пород-коллекторов пашийского горизонта (рис. 1).

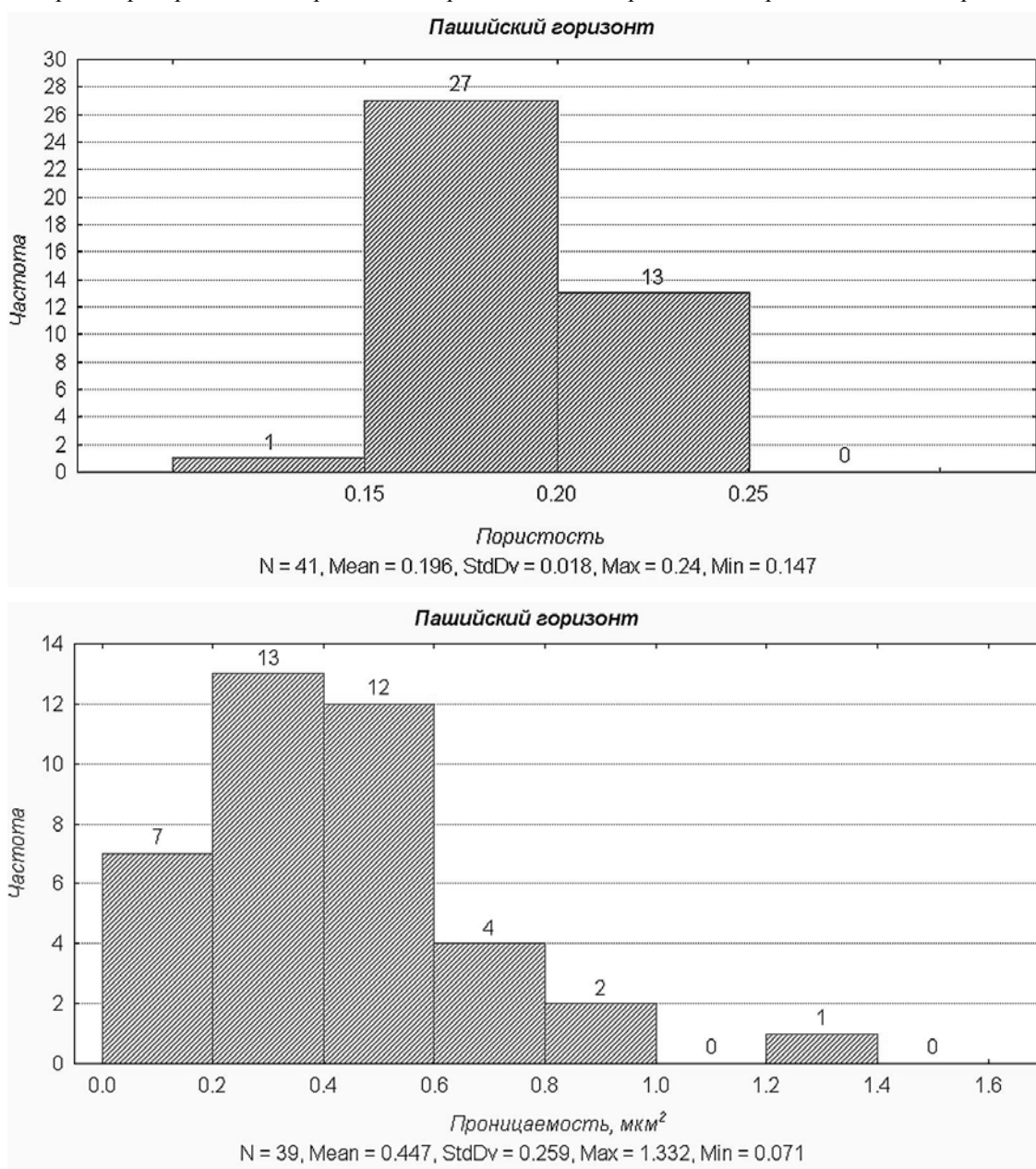


Рис.1. Гистограммы распределения пористости и проницаемости продуктивных отложений пашийского горизонта.

По выделенным диапазонам значений геолого-физических параметров месторождений можно проследить, проанализировать характер распределения данных параметров на месторождениях Республики Татарстан.

В качестве примера рассмотрим распределение нефтенасыщенности пород-коллекторов и плотности нефти по бобриковскому горизонту, а также распределение пористости пород-коллекторов по турнейскому ярусу.

Нефтенасыщенность по бобриковскому горизонту в основном принимает значения – 0,8 – 0,85 д.ед. Минимальные значения нефтенасыщенности соответствуют залежам Юсуповского месторождения (0,45 д.ед.), максимальные значения – Ново-Суксинскому месторождению (0,95 д.ед.). В целом по горизонту выделены 4 диапазона значений нефтенасыщенности (рис.2.):

- меньше 0,8 д.ед.;
- 0,8 – 0,85 д.ед.;
- 0,85 – 0,9 д.ед.;
- 0,9 – 0,95 д.ед.;

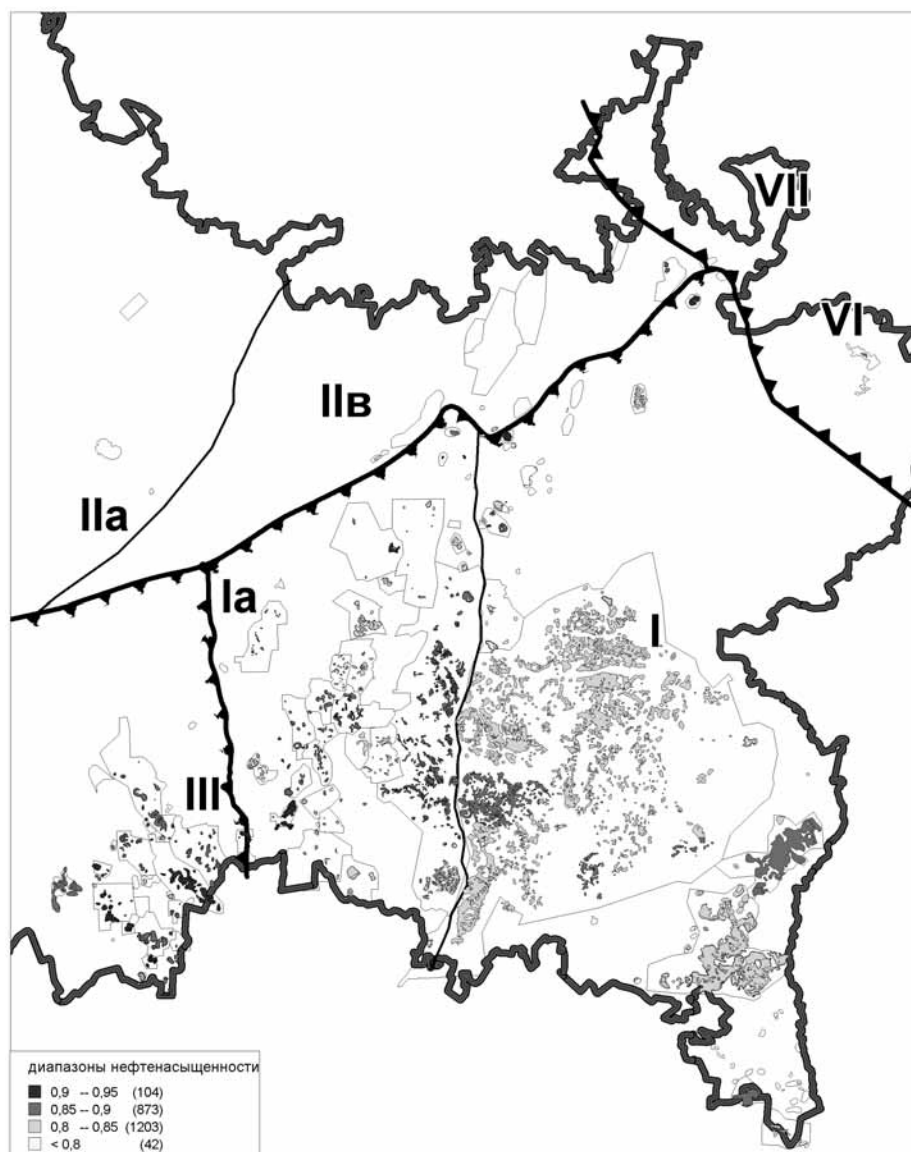


Рис.2. Нефтенасыщенность пород-коллекторов бобриковского горизонта на месторождениях ОАО «Татнефть».

Плотность нефти по бобриковскому горизонту отмечается минимальными значениями на Тат-Кандызском месторождении (0,855 г/см³), максимальными – на Южносунчелеевском месторождении (0,95 г/см³). Большинство значений плотности по данному горизонту попадает в диапазон значений 0,903 – 0,95 г/см³. По бобриковскому горизонту выделяются 4 диапазона значений плотности нефти (рис.3.):

- 0,855 – 0,891 г/см³;
- 0,891 – 0,899 г/см³;
- 0,899 – 0,903 г/см³;
- 0,903 – 0,95 г/см³;

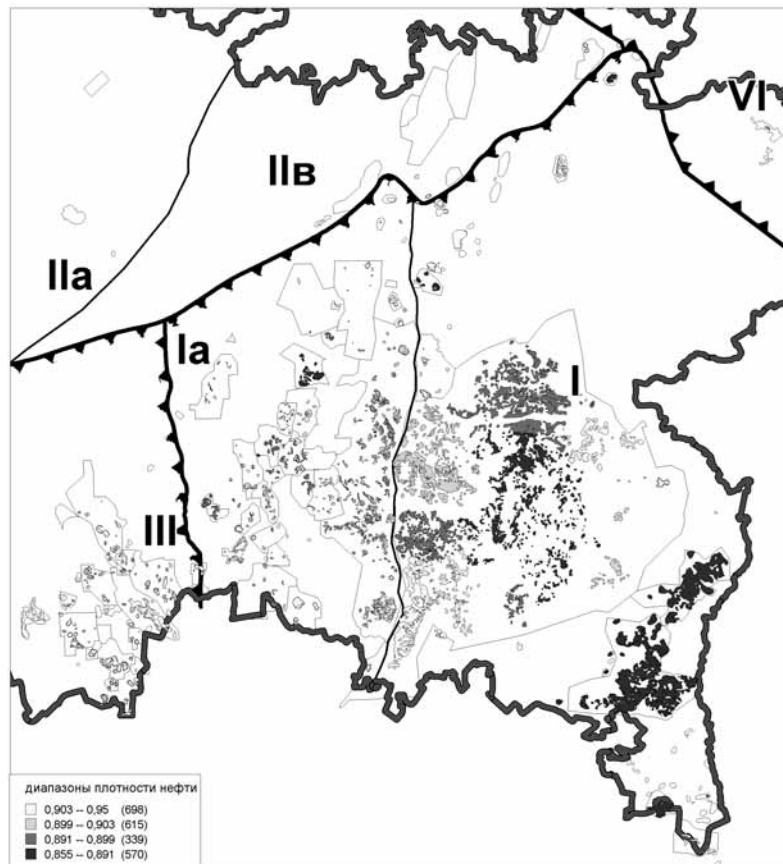


Рис.3. Изменение плотности нефти бобриковского горизонта на месторождениях ОАО «Татнефть».

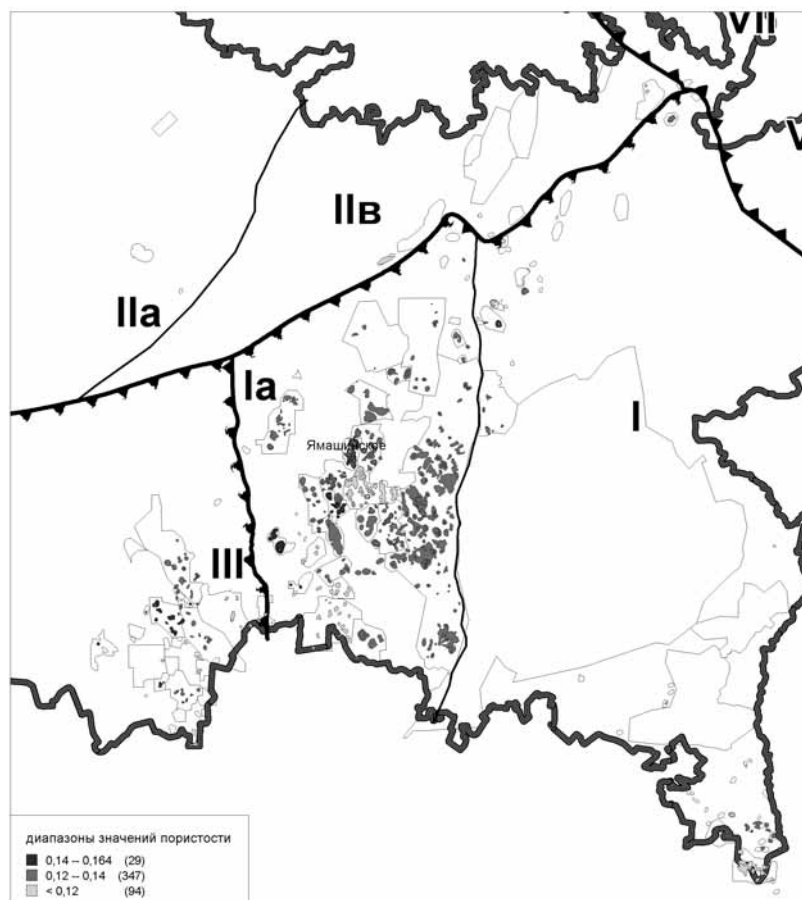


Рис.4. Вариации пористости коллекторов турнейского яруса на месторождениях ОАО «Татнефть».

Пористость пород-коллекторов по турнейскому ярусу в основном представляется значениями 0,12 – 0,14 д.ед. Минимальные значения пористости наблюдаются на Вишнево-Полянском месторождении – 0,1 д.ед., максимальные – на Заветном месторождении 0,164 д.ед. Диапазоны пористости по турнейскому ярусу выглядят следующим образом (рис.4.):

- менее 0,12 д.ед.;
- 0,12 – 0,14 д.ед.;
- 0,14 – 0,164 д.ед.;

Как видно из приведенных данных, залежи нефти характеризуются достаточно высокой степенью неоднородности по величинам пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и др.

Использование ГИС-технологий позволяет выполнять группирование месторождений по изучаемым показателям в плане, прогнозировать характеристики вновь открываемых залежей и месторождений, планировать технологии повышения нефтеотдачи.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и Разработка нефтяных месторождений. Т.2. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 524 с.

2. *Хисамов Р.С., Хадиуллина Р.Н., Стрелков О.Н., Либерман В.Б. и др.* Информационно-аналитическая система «Баланс запасов нефти». Реализация и перспективы развития // Эффективность геологоразведочных работ и результаты опытно-промышленных работ по использованию новых технологий поиска залежей углеводородов. – Лениногорск, 2003.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ СУСПЕНЗИИ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «ТАТНЕФТЬ»

З.М. Ганеева, М.Р. Хисаметдинов, Р.З. Ризванов, Т.Ю. Елизарова

«ТатНИПИнефть»

Неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, является причиной быстрого прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшения технико-экономических показателей разработки месторождений и снижения нефтеотдачи пластов. В связи с этим представляют интерес экологически безопасные методы увеличения охвата пластов заводнением, основанные на использовании неорганических гелей кремниевой кислоты, получаемых при смешивании растворов силиката натрия и неорганических кислот. Известные технологии данной группы основаны на последовательной закачке двух оторочек (растворов силиката натрия и неорганической кислоты). Существенным недостатком таких технологий является невозможность управления процессом гелеобразования в пластовых условиях из-за того, что в пористой среде сильно затруднено перемешивание реагирующих растворов и отсутствие контроля за рН среды. Вследствие этого закачиваемые растворы силиката натрия и кислоты могут реагировать неполностью (гелеобразование происходит в узком промежутке контактных зон реагирующих оторочек), а непрореагировавшие растворы могут представлять коррозионную опасность.

Институтом «ТатНИПИнефть» проводится работа по совершенствованию метода увеличения нефтеотдачи на основе силикатов путем использования суспензии силикатного геля.

Преимуществом данной технологии является возможность контроля процесса гелеобразования, начиная от момента смешивания реагирующих компонентов и поддержания стабильности рН среды в наземных условиях. Это обеспечивает гарантированное образование геля с высокими прочностными свойствами. Предварительная подготовка в заданном объеме мелкодисперсной суспензии, состоящей из кремнекислого геля с размерами частиц от долей микрометров до сотен микрометров, увеличивает надежность глубокого проникновения потокоотклоняющего состава в пласт.

Получение суспензии с заданным размером частиц достигается путем использования установки для приготовления силикатного геля. Для приготовления силикатного геля используются разбавленные растворы силиката натрия и соляной кислоты, поступающие в установку приготовления силикатного геля. Выбор концентрации компонентов силикатного геля в разбавленных растворах и их соотношение осуществляется с учетом условия мгновенного гелеобразования при смешении. Получение силикатного геля в широком диапазоне структурно-механических показателей путем изменения концентрации компонентов (рис.1) и регулирование содержания геля в водной суспензии при дозировании обеспечивает технологичность приготовления и закачки суспензии силикатного геля в промысловых условиях и ее использование в различных геолого-физических условиях. Объемное соотношение разбавленных растворов силиката натрия и соляной кислоты составляет 1:1, рН образующегося геля от 6,5 до 9,0. При смешивании указанных реагентов в шнековом транспортере (4) происходит мгновенное гелеобразование. В струйный насос (3) подаются силикатный гель и закачиваемая вода от водовода (9), где происходит диспергирование

силикатного геля до образования частиц с размерами от 0,1 мкм и более. Полученная суспензия силикатного геля закачивается в скважину (10).

Схема обвязки наземного оборудования при реализации технологии показана на рис. 2.

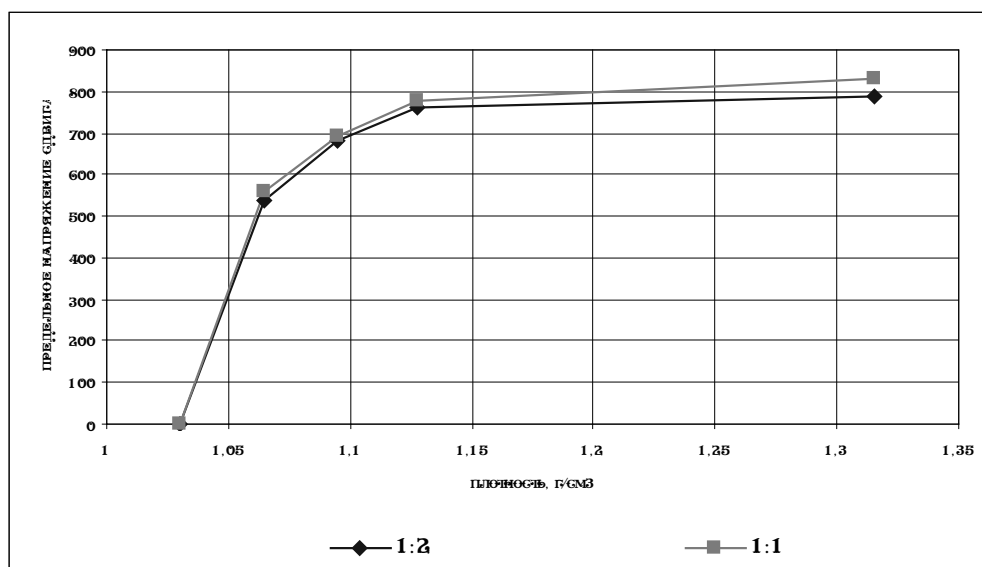
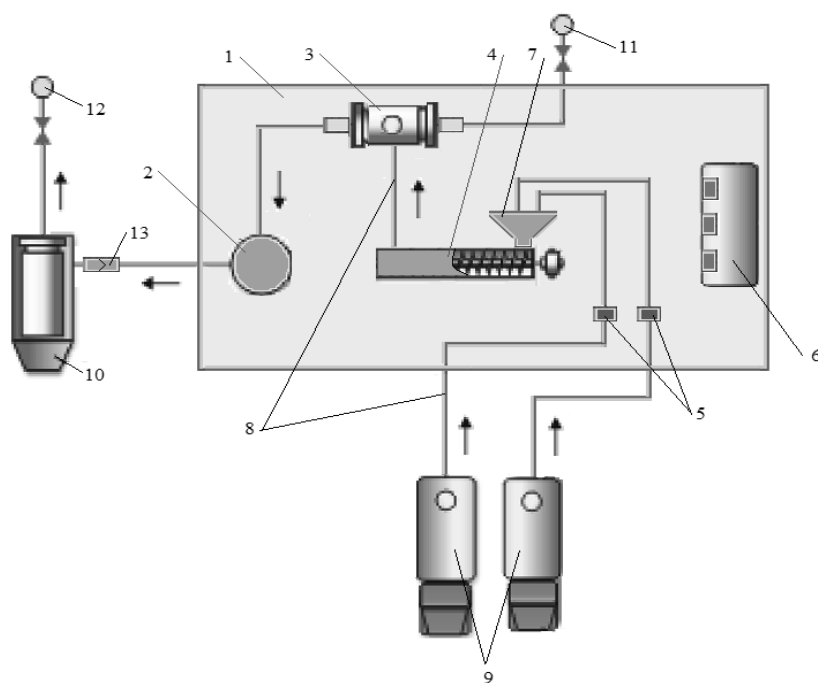


Рис. 1. Зависимость предельного напряжения сдвига силикатного геля от плотности раствора силиката натрия при различных объемных соотношениях растворов соляной кислоты и силиката натрия (скорость сдвига $0,167 \text{ с}^{-1}$).



- | | |
|--------------------------------|--|
| 1 – транспортный прицеп; | 11 – задвижка; |
| 2 – промежуточная емкость; | 12 – обратный клапан; |
| 3 – струйный насос; | 13 – расходомер; |
| 4 – шнековый транспортер; | 14 – тройник; |
| 5 – насос-дозатор; | 15 – насосные агрегаты (один резервный); |
| 6 – частотный преобразователь; | 16 – емкости для реагентов (соляной кислоты и жидкого стекла); |
| 7 – узел загрузки; | |
| 8 – трубопровод (шланг); | |
| 9 – водовод; | |
| 10 – скважина; | |

Рис. 2. Схема обвязки наземного оборудования при реализации технологии.

Технология испытана на месторождениях ОАО «Татнефть» и принята к промышленному внедрению. К настоящему времени по рассматриваемой технологии проведено 158 скважино-обработок на объектах различных НГДУ ОАО «Татнефть» (таб. 1). Эффективность технологии характеризовалась величиной дополнительной добычи нефти.

Таблица 1

Результаты применения технологии с применением суспензии силикатного геля (по состоянию на 01.08.2010.)

НГДУ	Период обработки, год	Количество скважино-обработок	Дополнительная добыча нефти, т	Дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку, т
Бавлынефть	2001-2010	40	92919	2323
Альметьевнефть	2002-2007	7	11450	1636
Джалильнефть	2003-2009	25	54907	2196
Прикамнефть	2004-2008	9	50863	5651
Елховнефть	2005-2010	22	62239	2829
Азнакаевскнефть	2005-2010	50	103576	2072
Ямашнефть	2006-2007	5	10652	2130
Всего:	2001-2007	158	386599	2447

Продолжительность технологического эффекта в среднем составляет 2,0-2,5 года, дополнительная добыча, в среднем, 2447 т. За период применения технологии дополнительно добыто более 380 тысяч тонн нефти. Экономический эффект от применения технологии составляет 3,3 млн. рублей на одну скважино-обработку.

Распределение текущей технологической эффективности от применения технологии по горизонтам и месторождениям приведено на рис. 3, 4.

Наиболее эффективным оказалось применение суспензии силикатного геля на участках НГДУ «Прикамнефть» (5651 т), «Елховнефть» (2829 т), «Бавлынефть» (2323 т) (таблица 1). Эффективность от закачек 2007-2009 годов по многим участкам продолжается.

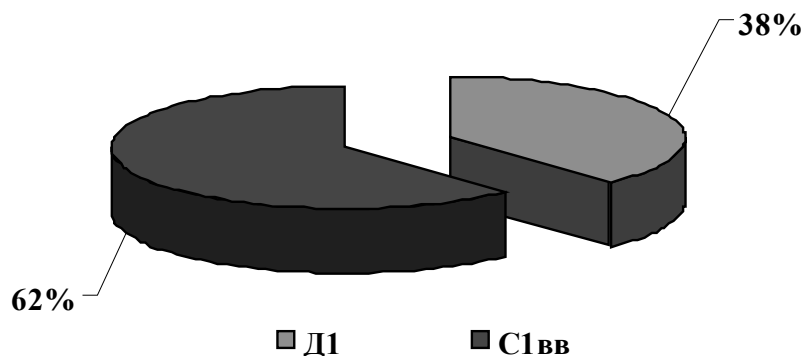


Рис. 3. Распределение текущей технологической эффективности по горизонтам.

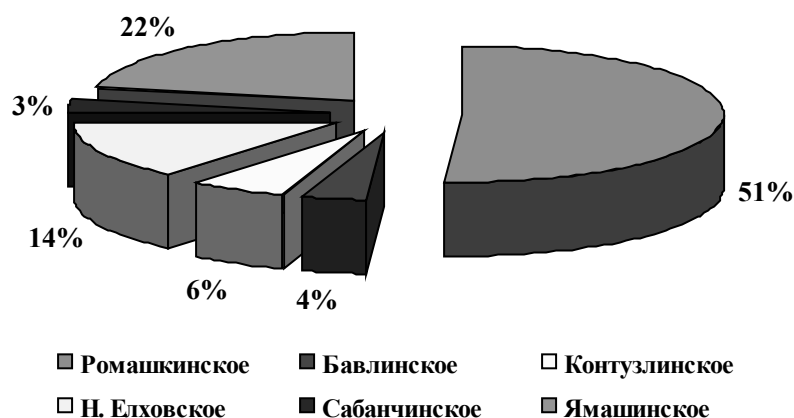


Рис. 4. Распределение дополнительной добычи нефти по месторождениям.

Наибольший технологический эффект получен на участках бобриковского горизонта. Текущий технологический эффект на участках, представленных девонскими отложениями (68 скважино-обработок) составил 147921 т дополнительно добытой нефти, а на участках бобриковского горизонта (90 скважино-обработок) - 238678 т нефти. Удельная текущая технологическая эффективность на одну скважино-операцию по девонскому горизонту составила 2175 т, по бобриковскому – 2623 т (рис. 3).

Для более полного представления об эффективности результаты закачки суспензии силикатного геля сопоставлены с результатами применения осадкообразующих технологий увеличения нефтеотдачи пластов. С целью сопоставления были рассмотрены результаты применения технологий для увеличения нефтеотдачи пластов, разработанных институтом «ТатНИПИнефть» – технологии с использованием силикатсолевых композиций (ССК) и силикатно-полимерных композиций (СПК). Основным компонентом в композициях ССК и СПК является щелочной реагент – силикат натрия, в качестве источника создания осадкообразующей композиции используется минерализованная вода. При взаимодействии щелочных реагентов с поливалентными катионами металлов, входящих в состав минерализованных вод, происходит образование объемного осадка гидроокисей металлов.

Внедрение технологического процесса ССК на объектах ОАО «Татнефть» начато в 2007 году. Технологический процесс закачки ССК включает разбавление силиката натрия пресной водой. Затем жидкое стекло дозируется в эжектор в минерализованную воду, которая подается с большой скоростью и полученная суспензия подается в промежуточную емкость. Из промежуточной емкости состав в виде суспензии насосным агрегатом закачивается в скважину и продавливается в пласт. На дату анализа по результатам 84 обработок композицией ССК продолжительность эффекта составляет в среднем 18 месяцев, дополнительная добыча нефти в среднем 1392 т.

Технология СПК основана на последовательной закачке двух оторочек растворов (силиката натрия и кислого агента), которые при смешении в пласте образуют гель. На дату анализа проведено всего 16 скважино-обработок композицией СПК. Дополнительная добыча нефти составляет в среднем 913 т.

Общие результаты промысловых испытаний всех перечисленных технологий приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что технология с применением суспензии силикатного геля обладает максимальной технологической эффективностью: 2447 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку; минимальную технологическую эффективность (913 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку) имеет технология СПК.

Таблица 2

Результаты применения технологий увеличения нефтеотдачи пластов

Наименование технологии	Количество скважино-обработок	Дополнительная добыча нефти, т	Дополнительная добыча нефти на одну скважино - обработку, т
Технология с применением суспензии силикатного геля	158	386599	2447
Технология ССК	84	116911	1392
Технология СПК	16	14610	913

Таким образом, технология с применением суспензии силикатного геля оказалась более эффективной в сравнении с технологиями ССК и СПК:

- технологический эффект от внедрения технологии с применением суспензии силикатного геля в среднем составил 2447 т на одну скважино-обработку.
- в технологии применяются недорогие доступные реагенты отечественного производства – растворы силиката натрия и соляной кислоты;
- в технологии возможно регулирование процесса образования суспензии силикатного геля с определенным размером частиц.

**СИСТЕМА КИА КАК НОВЫЙ УРОВЕНЬ УПРАВЛЕНИЯ
АРХИВОМ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
Р.Р. Ганиев, Е.Е. Андреева, , Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик, С.Е.Салун
ГБУ ИПЭН АН РТ, г. Казань, Evgeniya.Andreeva@tatar.ru**

С развитием информационных технологий в нефтяной отрасли проблема организации доступа к разрастающимся массивам разнообразной по структуре и содержанию информации приобретает актуальный характер. Работы, связанные с изучением геологического строения территории и поиском залежей углеводородов, не являются здесь исключением. Специалистам-геологам приходится работать как с современными данными, представленными в удобном для компьютерной обработки виде, так и с архивами ценной информации, которую десятилетиями

кропотливо собирали, анализировали и обрабатывали ученые разных поколений. Как правило, архивные документы хранятся на бумаге, которая со временем ветшает, либо на магнитных носителях устаревших моделей, срок жизни которых также ограничен как физически, так и технически. Формат представления исторического материала разнообразен, не всегда четко регламентирован. Доступ к таким документам сильно затруднен из-за ведомственных бюрократических сложностей. Проблемным также является поиск, систематизация, сопоставление и получение необходимых данных из архивов организаций владельцев информации.

Задачи оптимизации работы с архивным материалом в той или иной мере решают компьютерные системы управления геолого-геофизической информацией. В настоящее время среди информационных технологий широко развиты программы, позволяющие работать с первичной и архивной геолого-промысловой информацией. Диапазон их широкий, от дорогостоящих многофункциональных продуктов иностранных разработчиков (LandMark, Roxar, Shlumberger) до небольших узкоспециализированных разработок заинтересованных компаний [1]. В этом диапазоне наибольший интерес представляют разработки, которые выходят за рамки «домашних» продуктов по функциональности, удобству тиражирования, возможностям программных настроек под потребности пользователей, эксплуатационным качествам. Предпочтение отдается программам, эксплуатация которых не требует наличия у пользователя специальных технических и компьютерных знаний. К этой категории программ для ЭВМ относится разработанный в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (ГБУ ИПЭН АН РТ) Корпоративный информационный архив (КИА). Функциональной задачей КИА является обработка обширного архивного материала исходной геолого-промысловой информации, хранящейся в различных форматах. С переводом информации на одну электронную платформу под управлением системы КИА существенно оптимизируется процедура визуализации, анализа и систематизации материалов, работа с которыми в настоящее время требует наличия нескольких лицензионных программ иностранных разработчиков.

В системе КИА материалы дел скважин, каротажный материал хранятся в виде растров и одновременно в LAS формате. Результаты сейсморазведочных работ и наземной геофизики, также соответственно в SEG Y -формате либо в виде растров. Результаты исследования скважин, например удобнее хранить в табличном виде. Необходимо отметить, что хранение геофизических материалов в растровом формате связано с объемом исходных данных и высоким требованием к их качеству и достоверности. В табл. 1 на примере данных сейсморазведочных работ показано разнообразие форматов электронной записи геолого-промысловой информации, которые можно обрабатывать и записывать в базу данных КИА. Структура таблицы является в программе КИА деревом иерархии для хранения информации. Аналогичные таблицы составлены по форматам электронной записи материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и различных проектных документов начиная с проекта геолого-разведочных работ, проекта пробной эксплуатации месторождения до проектов разработки и технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти.

Манипулирование данными, загруженными в КИА, производится с использованием как встроенного функционала системы, так и при помощи подключаемых модулей сторонних разработчиков. Использование в КИА подключаемых внешних модулей, но при этом свободно распространяемых, т.е. имеющих свободную лицензию, позволяет программе КИА иметь конкурентные преимущества перед другими аналогичными программными продуктами.

Например, для прорисовки сейсмических материалов (формат SEG Y) к системе КИА подключена программа визуализации временных сейсмических разрезов SegyViewer, распространяемая в Интернет-ресурсах под свободной лицензией.

Данные каротажа хранятся в пределах одной системы как в цифровом виде, так и в растровом, что позволяет пользователю оперативно получать доступ к визуальной информации и при необходимости уточнения интерпретационных параметров провести более детальный анализ цифрового материала.

Для хранения данных инклинометрии выбран формат ASCII, что обусловлено необходимостью обеспечения гибкости использования информации при последующей обработке или визуализации.

В системе КИА реализована возможность подключения к программному комплексу широко известной геоинформационной системы MapInfo. Геоинформационная система MapInfo, разработчиком которой является Pitney Bowes Software Inc., достаточно удобна в использовании и получила широкое распространение среди специалистов-геологов.

Для компьютерных систем, функциональное назначение которых – хранение и обработка информации, необходимым условием является возможность обмена информацией из внешних источников. Наличие такой функции позволяет максимально упростить процедуру подготовки информации для импорта в систему КИА, выборки загруженных данных по заданным критериям, экспорта выбранных данных в стандартные обменные форматы. Одним из наиболее подходящих в данном случае форматов является формат XLS, который в отличие, например, от формата DBF имеет ряд несомненных преимуществ. Во-первых, практически на любом компьютере имеется средство работы с XLS (Microsoft Office под Windows, OpenOffice под ОС семейства Linux и пр.). Во-вторых, умение работать с таблицами Excel входит в базовый минимум компьютерной грамотности любого специалиста. Работа с данными не требует изучения языка запросов SQL или других специальных знаний, кроме, конечно, знания предметной области. Для подготовки данных не обязательно наличие доступа к базе данных и даже сетевого соединения, заполненные файлы могут быть переданы оператору системы любым удобным способом: по локальной сети, по электронной

почте, на любых носителях. Кроме всего этого, данные, подготовленные разными специалистами, легко могут быть сведены воедино и при необходимости проверены перед импортом в систему.

Важной задачей является также реализация функции, которая позволит импортировать не только структурно идентичную информацию, но и производить гибкую настройку соответствия полей загружаемых документов полям документов базы данных системы КИА.

С технической точки зрения система КИА состоит из двух программных модулей. Первое, это база данных, устанавливаемая на корпоративном сервере общего доступа [2,3]. Второе, клиентский модуль, который устанавливается на рабочее место пользователя и подключается к базе данных по локальной сети.

Клиентских модулей может быть свободное количество. Программа позволяет вводить разграничения прав доступа пользователей к тем или иным данным на уровне таблиц базы данных.

С целью обеспечения режима конфиденциальности информации в архиве реализована подсистема управления заявками на просмотр геологических материалов, хранящихся в графическом виде. Подсистема разворачивается на сервере – том же, что и основная база данных, или другом – имеет собственную базу данных для хранения имен пользователей, их заявок и разрешений на доступ. Необходимым условием является возможность подключения к основной базе данных системы по локальной сети. Подсистема представляет собой web-интерфейс, который для доступа требует наличия на рабочем месте любого браузера и регистрации в компьютерной сети [3]. Пользователю предоставляется только разрешенная информация и строго в указанные в заявке сроки. Минимальной единицей предоставляемой информации является один документ (изображение), что позволяет максимально гибко управлять выдачей информации.

С целью обеспечения отказоустойчивости работы архива в качестве платформы выбран язык программирования Java. Кроссплатформенность позволяет системе успешно функционировать под любыми ОС, поддерживающими Java – Windows 2000/XP/Vista/7, ОС семейства Linux и др.

Внутренняя база данных в системе КИА назначается пользователем. Это может быть СУБД Oracle – устойчивая, надежная коммерческая система управления базами данных, что, с одной стороны, является ее плюсом. Но с другой стороны, программа имеет сложные условия настройки и администрирования, и что еще более важно, имеет высокую стоимость как при приобретении, так и в эксплуатации. Для решения этой проблемы в системе КИА может быть выбрана одна из свободно (бесплатно) распространяемых баз данных. Например, MySQL, PostgreSQL или Firebird. Наиболее привлекательным в этом ряду, по мнению авторов, выглядит программный продукт для управления базой данных PostgreSQL со свободной лицензией на право пользования и имеющий открытый исходный код программы.

Литература

1. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Ганиев Р.Р., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н. Хранение и архивация геолого-геофизической информации/ Георесурсы. – 2008. – №2 (25). – С.10.
2. Карпова Т.С. Базы данных: модели, разработка, реализация. —СПб.: Питер, 2002. — 303 с.
3. Дейт К. Дж. Введение в системы баз данных. К.-М.: Диалектика, 1998. – 784 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЛАКСАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИИ

Л.И. Гарипова

Альметьевский государственный нефтяной институт

Для интерпретации результатов гидродинамических исследований, гидродинамического моделирования залежей и решения ряда задач, связанных с неустановившейся фильтрацией жидкости, широко используется уравнение пьезопроводности, основанное на модели Щелкачева В.Н. [6]. Достаточно часто применяется уравнение Баренблатта Г.И. – Желтова Ю.П. [1,7] для описания фильтрации в трещинно-поровых коллекторах. Получают распространение модели для описания движения жидкости в деформируемых коллекторах, когда проницаемость является функцией от давления [2]. В частных случаях при движении коллоидно-дисперсных систем в поровом коллекторе применяется модель Мирзаджанзаде А.Х. [4] с начальным градиентом давления. Практически не используется модель Христиановича А.С. [5], в которой учитывается конечная скорость распространения возмущений за счет сжатия и расширения жидкости в каналах с переменным сечением.

Решения прямой гидродинамической задачи для радиуса скважины рассматривались ранее в работе [3], что соответствует классической постановке снятия КВД, КПД. Представляет интерес использование релаксационных моделей при проведении гидропрослушивания. В связи с этим, рассмотрено изменение давления на удалении от скважины.

Первоначально можно было бы предположить, что для гидропрослушивания учет конечной скорости возмущений приведет к большей точности интерпретации результатов, т. к. по моделям Щелкачева В.Н. и Баренблатта Г.И. давление мгновенно изменяется в любой точке пласта.

Расчет давления производился по модели Христиановича А.С. и по модели Молоковича Ю.М.

При этом обнаружались следующие тенденции: при использовании функции Бесселя из библиотек фортрана наблюдались существенные скачки давления при малых значениях времени. В случае же использования алгоритмов расчета функции Бесселя в программных продуктах фирмы KAPPA Ing были получены гладкие кривые давления. Поэтому в дальнейшем для изучения релаксационных процессов на удалении от скважины использовались алгоритмы KAPPA Ing.

Результаты расчетов свидетельствуют о следующих тенденциях.

Для модели Щелкачева В.Н. влияние расстояния от скважины на изменение давления и производную представлено на рисунках 1, 2. Отмечается запаздывание изменения давления. При этом происходит уменьшение и полное исчезновение максимума давления на больших расстояниях от скважины. Другими словами, влияние послепритока жидкости практически исчезает при удалении от скважины.

Для модели Христиановича А.С., т. е. при учете конечной скорости распространения возмущений, наблюдаются иные тенденции. На всех кривых давления локальный максимум, вызванный запаздыванием изменения скорости, существует, но уменьшается с удалением от скважины. При этом в логарифмических координатах наблюдается даже возрастание этого максимума с удалением расстояния от скважины (рис. 3). Производная давления содержит максимальные отклонения на расстоянии, равном радиусу скважины. По мере удаления от скважины экстремумы уменьшаются (рис. 4). Это свидетельствует о том, что влияние релаксационных процессов на удалении от скважины ослабевает. В частности, сопоставление рис. 1 и 3 свидетельствует, что на расстоянии 100 м при времени 10 часов давление в обоих случаях одинаково и равно величине около 0,1 МПа.

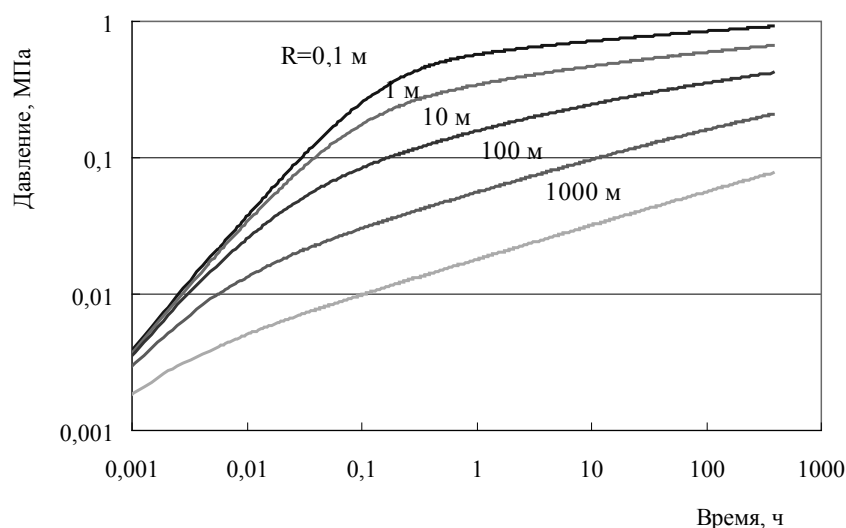


Рис. 1. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Щелкачева В.Н.

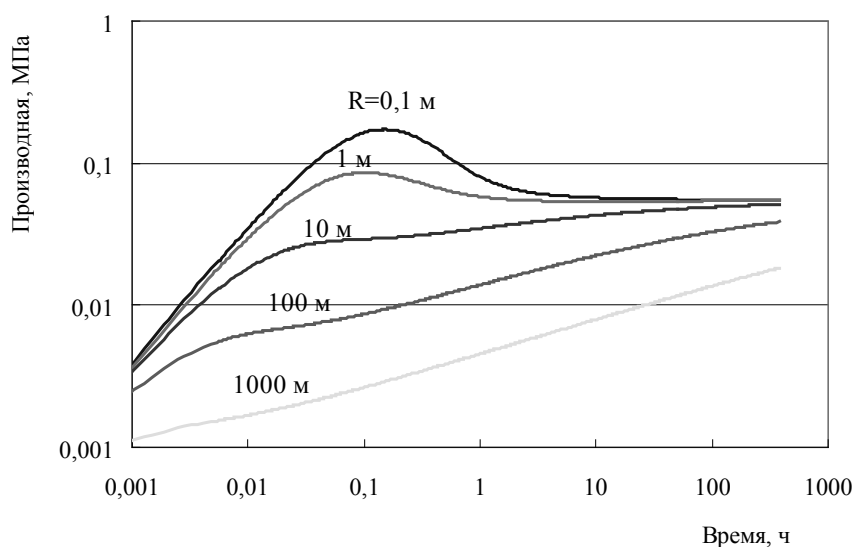


Рис. 2. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Щелкачева В.Н.

В частности, сопоставление рисунков 1 и 3 свидетельствует, что на расстоянии 100 м при времени 10 часов давление в обоих случаях одинаково и равно величине около 0,1 МПа.

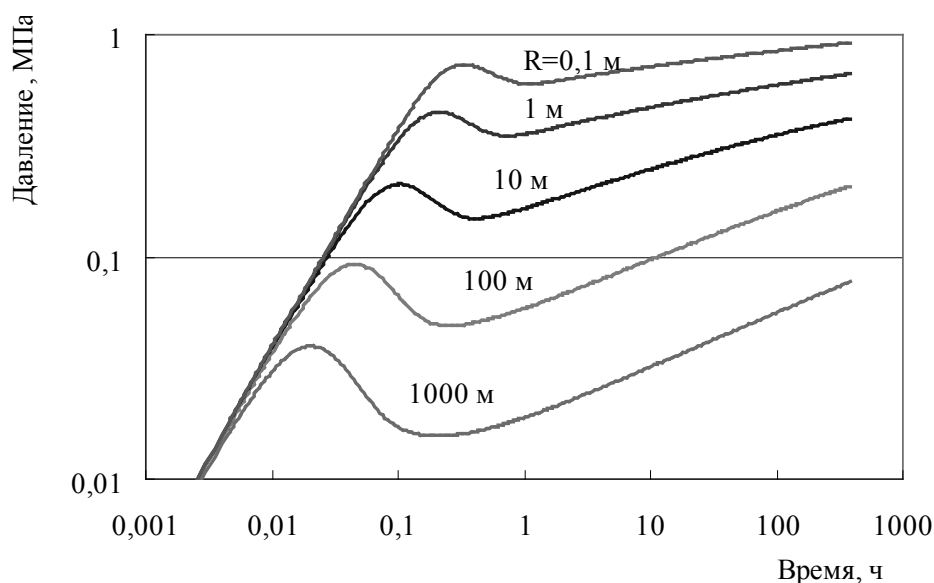


Рис.3. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Христиановича А.С.

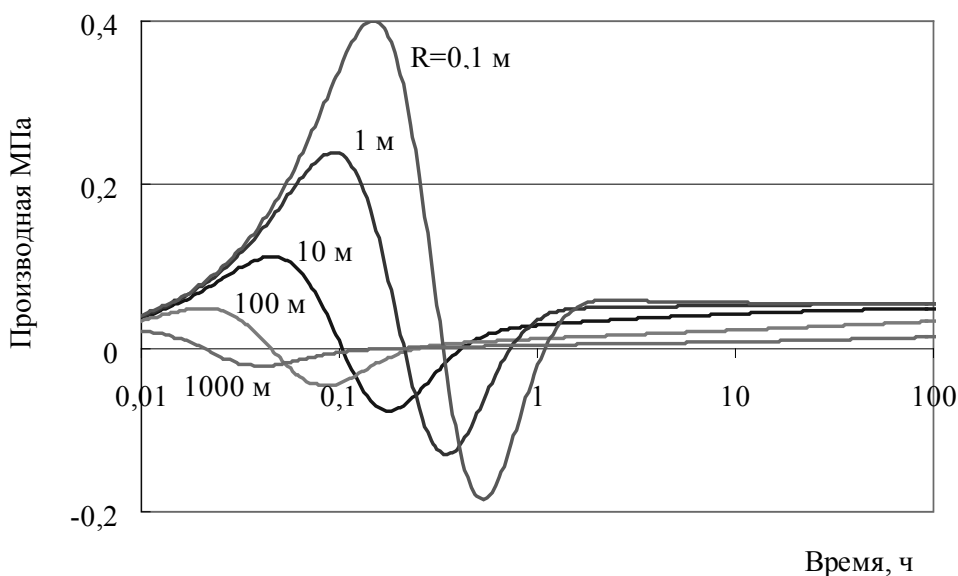


Рис. 4. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Христиановича А.С.

Тем не менее, релаксационные процессы вносят свой вклад при малых значениях времени и в общем случае их необходимо учитывать. Аналогичные тенденции наблюдаются и при использовании релаксационной модели Молоковича Ю.М. (рис. 5, 6). Только в рассматриваемом случае при условии $T_p/T_v=5$ наблюдается запаздывание установления давления. При больших значениях времени давления совпадают со значениями давления по другим моделям.

Наиболее точно изменение давления характеризует рис. 7, на котором представлены результаты расчетов по всем трем сравниваемым моделям. Независимо от радиуса характер изменения давления совпадает при больших значениях времени (более 10 часов в данном примере). При меньших значениях времени происходит влияние релаксационных процессов. При этом для $R=0,1$ м влияние релаксационных процессов происходит в большей степени по сравнению с влиянием этих процессов при $R=100$ м (рис. 8).

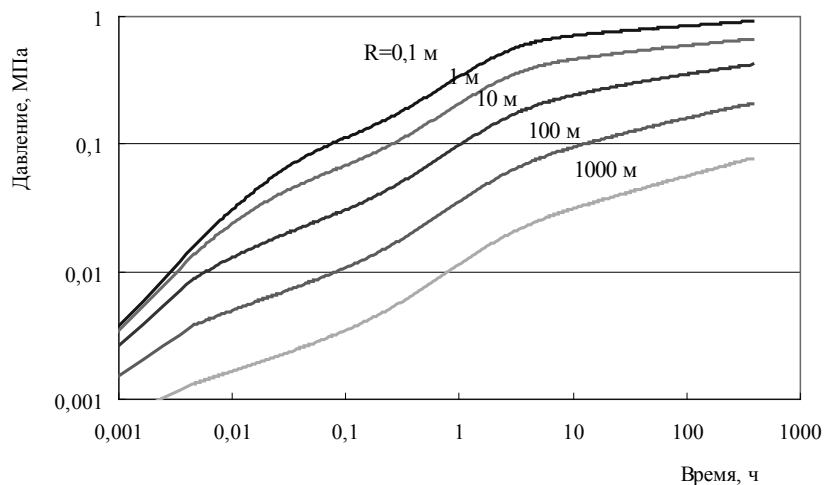


Рис. 5. Влияние расстояния от скважины на изменение давления для модели Молоковича Ю.М. при $T_p/T_v=5$.

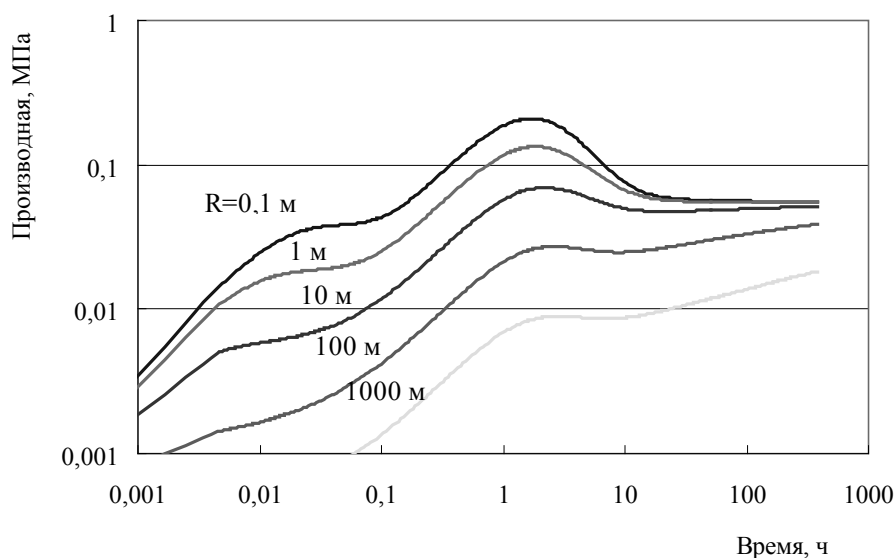
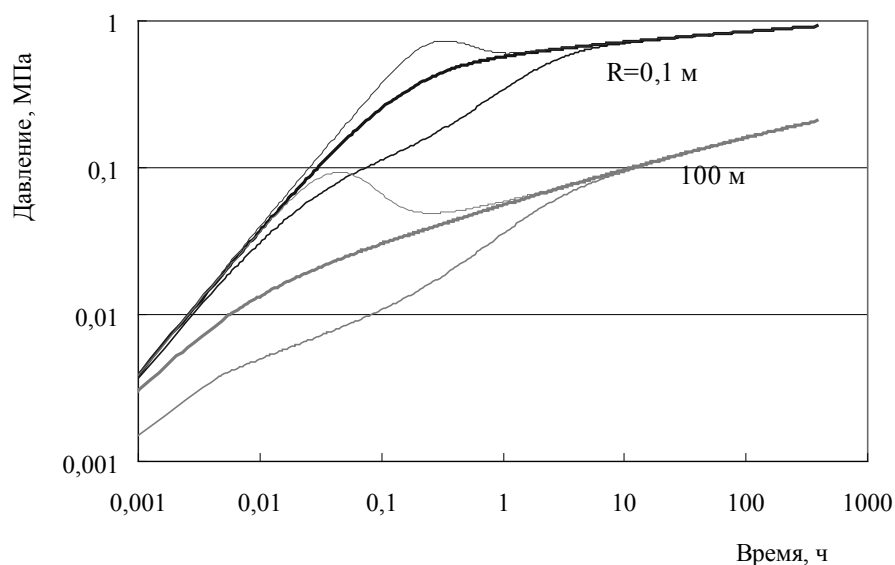
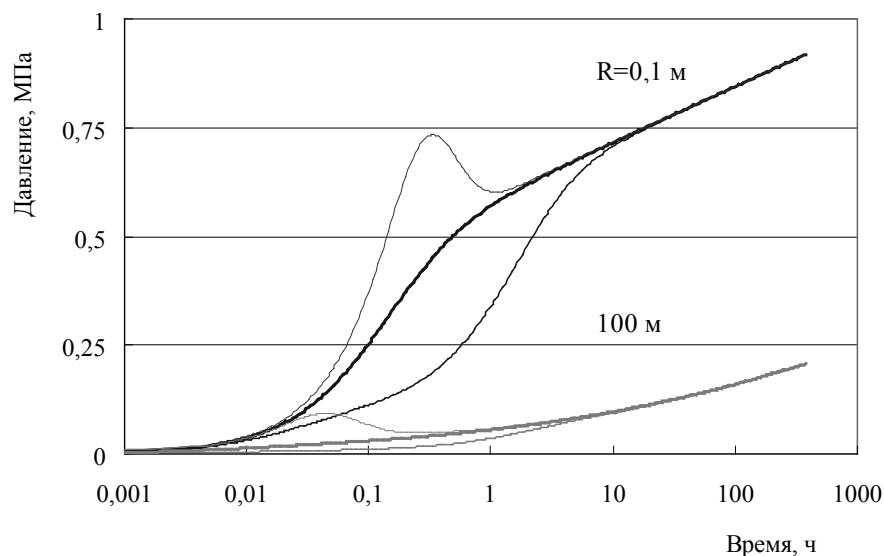


Рис. 6. Влияние расстояния от скважины на изменение производной для модели Молоковича Ю.М. при $T_p/T_v=5$.



по модели Щелкачева В.Н (толстые кривые), Христиановича А.С. (тонкие сверху) и Молоковича Ю.М. при $T_p/T_v=5$ (тонкие снизу)

Рис. 7. Изменение давления при принятии различных моделей на стенке скважины 0,1 м и на удалении 100 м в билогарифмических координатах.



по модели Щелкачева В.Н (толстые кривые), Христиановича А.С. (тонкие сверху) и Молоковича Ю.М. при $Tr/Tv=5$ (тонкие снизу)

Рис. 8. Изменение давления при принятии различных моделей на стенке скважины 0,1 м и на удалении 100 м в полулогарифмических координатах.

Таким образом, результаты исследования влияния радиуса на характер изменения давления, рассчитанного по различным моделям, свидетельствует о следующих тенденциях.

Влияние релаксационных процессов на удалении от скважины ослабевает с увеличением времени, так же как и для забойного давления на стенке скважины. При этом отклонение давления по абсолютной величине от давления, рассчитанного по модели Щелкачева В.Н., уменьшается по мере удаления от скважины. Все это приводит к тому, что в случае большого времени исследования при гидропрослушивании нет необходимости использовать релаксационные модели. При исследовании коллекторов с высокими фильтрационными параметрами использование релаксационных моделей может повысить достоверность интерпретации результатов гидропрослушивания.

Литература

1. Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П. Об основных уравнениях фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах // ДАН СССР. – 1960. – Т. 132. – №3. – С. 545-548.
2. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
3. Иктисанов В.А., Байгушев А.В., Гарипова Л.И. Учет конечной скорости распространения возмущений при неустановившейся фильтрации жидкости // Нефтяное хозяйство. – 2010. - №2. – С. 78–80.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
5. Пьезометрия окрестности скважины. Теоретические основы / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, А.А. Давлетшин и др. – Казань: Изд-во ДАС, 203 с.
6. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. - М.: Нефть и газ, 1995. – Ч. 2. – 493 с.
7. Allain O., Tauzin E. et al. Dynamic Flow Analysis // KAPPA 2007
Horne R.N. Modern well test analysis. A computer-aided approach. - Petroway, Inc., 2000. – 257 p.

ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЕ И ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА СТАДИИ ЗОНАЛЬНО-РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

И.В.Геник, Г.В.Простолупов, А.А.Борисов

Учреждение Российской академии наук Горный институт Уральского отделения РАН, Пермь, Россия

В регионах России новые направления поисков и разведки углеводородного сырья связаны как с изучением новых площадей и объектов, так и с применением новых аппаратурных и интерпретационно-методических технологий. Пример такого рода исследований – зонально-региональные геологоразведочные работы на Гайнинской площади (север Пермского края), размер площади – 3420 км², которые включали в себя сейсморазведку, гравиразведку, аэрокосмогеологические и геохимические исследования.

В тектоническом плане территория работ расположена на северо-восточной окраине Русской плиты, имеющей беломорско-карельский складчатый фундамент, на границе с Тимано-Печорским блоком байкалит; север площади захватывает крайнюю юго-западную часть Предтиманского прогиба. По отложениям палеозойского комплекса площадь находится в пределах Камского свода. На исследуемой территории отсутствуют рифейские отложения, а на архейско-нижнепротерозойских породах залегает вендская толща мощностью от 800 м на западе до 1100 м на востоке. Палеозойский осадочный чехол имеет мощность порядка 1500 м и включает позднедевонские, каменноугольные, пермские отложения. Отдельные слои осадочного чехла выклиниваются или сокращаются по толщине в западном направлении. Основными нефтематеринскими свитами являются саргаевско-ливенские отложения верхнего девона и, по-видимому, бородулинские – верхнего венда, а для юго-востока площади – прослой тиманского горизонта верхнего девона.

Гайнинская площадь характеризуется весьма неравномерной геолого-геофизической изученностью, что выражается в нерешенности задач, характерных для регионального этапа геологоразведочного процесса. На площади пробурено шесть глубоких скважин. Скважины 3, 7, 19 вскрыли отложения верхнего венда, а остальные три – отложения верхнего девона: скв. 26 и 6 – франского яруса, а скв. 2 – фаменского яруса. Вблизи южной границы изучаемой территории пробурено около трех десятков структурных скважин. Для исследуемой территории выполнены: а) гравиразведка масштаба 1:200 000 в 1960-е гг.; б) аэромагнитная и комплексная аэрогеофизическая съемка масштаба 1: 50 000 и 1: 25 000 в 1983 – 2001 гг.; г) сейсморазведка: МОВ в 1960-е гг. и отдельные региональные профили МОГТ 1991, 2001, 2002, 2005 гг. Основным интересом из выполненных ранее работ представляли сейсмические и гравиметрические исследования 2005 г. по профилю Чернореченский-Тимшер, в результате которых выявлены особенности геологического строения изучаемой территории, построена структурная схема поверхности дорифейского фундамента и структурная карта отражающего горизонта (ОГ) II, отождествляемого с кровлей терригенных отложений визейского яруса нижнего карбона [2].

Отличительной особенностью работ на Гайнинской площади является использование новейших аппаратурных и интерпретационных геофизических технологий, позволяющих получить детальные высокоинформативные данные и результаты.

Гравиметрические исследования были выполнены высокоточными компьютеризированными гравиметрами AUTOGRAV CG-3M и CG-5 фирмы SCINTREX. Съемка выполнена по 26 профилям общей протяженностью более 750 км с шагом по профилю 200 м. Среднеквадратическая погрешность определения аномалий Буге составила ± 0.042 мГал. По тем же профилям были выполнены сейсмические и геохимические работы.

Детальная интерпретация гравитационного поля, полученного в ходе работ на Гайнинской площади, а также данных аэромагнитных съемок позволила решить следующие задачи.

Во-первых, охарактеризовать плотностные свойства горных пород основных литолого-физических комплексов и выполнить оценку гравитационного эффекта антиклинальных объектов с размерами, наиболее вероятными для исследуемой территории. Наибольшие эффекты в гравитационном поле создаются гравиактивными границами, приуроченными к кровле сульфатно-карбонатных пород кунгурского яруса нижнепермских отложений и к кровле кристаллического фундамента.

Во-вторых, построены трансформанты гравитационного и магнитного полей, характеризующие площадь в целом, анализ которых показывает, что фоновые и аномальные части полей Δg и ΔT обладают значительным подобием (рис. 1). Фоновые части имеют вид субширотной седловины, которая для гравитационного поля смещена несколько к северу по сравнению с магнитным полем. Аномальные компоненты также имеют значительное сходство друг с другом (П-образный вид положительных аномальных зон). Основное различие аномалий связано с интенсивной отрицательной аномалией гравитационного поля вдоль западной части профиля Чернореченский-Тимшер.

Во-третьих, построены трансформанты, характеризующие различные интервалы глубин кристаллического фундамента (6-8 км; 2.3-3.3 км) и осадочного чехла (1.6-2.3 км – вендская толща; 0.85-1.4 км). Для фундамента установлено различие строения верхнего и нижнего этажей, предполагаемые тектонические нарушения и картина блочного строения. Для осадочного чехла в интервале глубин 0.85-1.4 км выделены положительные гравитационные аномалии, характеризующие антиклинальные объекты по ОГ II^п, приуроченного к кровле турнейского яруса нижнего карбона. Всего намечено 30 участков, перспективных на выявление локальных поднятий.

В результате аэрокосмогеологических исследований выделены региональные, зональные и локальные прямолинейные линеаменты, отобразившие предполагаемые трещинно-разрывные структуры в осадочном чехле и фундаменте. Произведено неотектоническое районирование территории с выделением блоковых структур, характеризующихся различной неотектонической активностью.

При геохимических работах выполнялись две модификации газогеохимических съемок: атмогеохимические – основанные на исследовании состава почвенного воздуха; литогеохимические – основанные на анализе сорбированных почво-грунтами газов [1]. Атмогеохимические исследования проводились по сети гравиметрических профилей с шагом опробования 500 м. На выявляемых аномальных участках шаг опробования сгущался до 100 м, и проводился отбор проб грунтов для исследования в лабораторных условиях состава сорбированных газов. Общее количество замеров состава почвенного воздуха составило 1831, исследованных проб сорбированных газов – 2000.

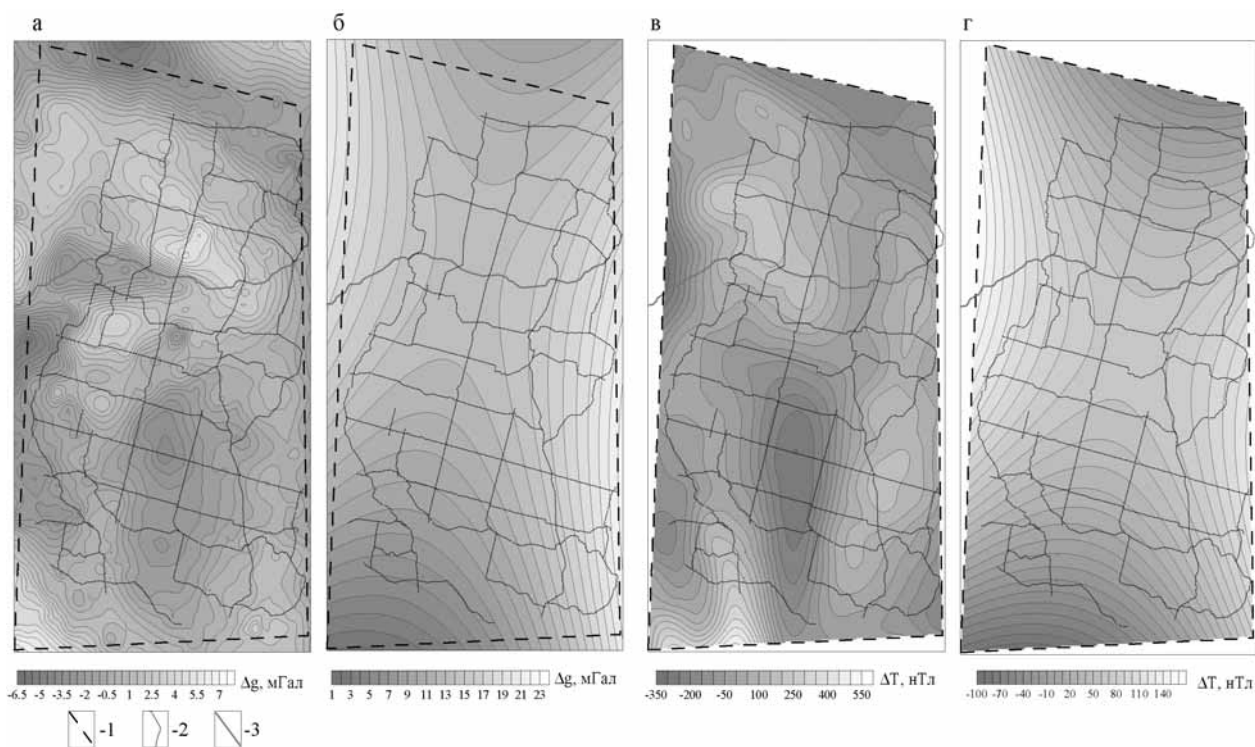


Рис. 1. Трансформанты гравитационного (а, б) и магнитного полей (в, г)
а, в – локальные составляющие; б, г – фоновые составляющие

1 – граница площади работ; 2 – пункты гравиметрических наблюдений; 3 – региональный профиль Чернореченский-Тимшер.

Для общей характеристики состава подпочвенного воздуха использован комплексный показатель контрастности атмогеохимических аномалий, представляющий аддитивную сумму превышений коэффициентов контрастности отдельных показателей (метана, углеводородных газов и летучих органических соединений) над верхним пределом фона. Наиболее интенсивные аномалии по данному параметру отмечаются, преимущественно, в зонах пониженных значений аномальной составляющей гравитационного поля (рис. 1а), расположенных вдоль профиля Чернореченский-Тимшер и в южной половине площади.

При общей характеристике сорбированных газов рассчитан комплексный показатель контрастности литогеохимических аномалий, представляющий аддитивную сумму превышений коэффициентов контрастности бутанов и пентанов над верхним пределом фона. Указанные газы характеризуют возможное проявление вертикальных ореолов залежей углеводородов. Аномалии данного параметра расположены преимущественно в северной половине площади, а для южной части находятся в основном вблизи западной и восточной границ.

С целью отражения характера распределения углеводородных компонентов в подпочвенном воздухе и сорбированных газах рассчитан комплексный показатель контрастности геохимических аномалий Z_c , учитывающий значения как атмогеохимических, так и литогеохимических параметров, что позволило получить общую картину характера приповерхностного газового фона.

С учетом комплекса полученной информации о характере приповерхностного газового фона выделяемые геохимические аномалии разделены на две группы: аномалии нефтидного типа и аномалии неясного генезиса. Наиболее интенсивным источником формирования аномалий «нефтидного» типа является проявление в приповерхностной части разреза ореолов рассеяния залежей углеводородов. Вместе с тем, не исключается, что некоторые из данных аномалий могут отражать более интенсивное «дыхание недр» в зонах повышенной проницаемости осадочного чехла. В качестве основного критерия разделения аномалий принято присутствие в сорбированных газах повышенных концентраций бутанов и пентанов. Проведенная обработка газогеохимической информации позволила выделить в пределах исследованной территории 23 аномальных участка, различающихся количеством аномальных проб, площадью и степенью контрастности. В большинстве случаев выделенные аномальные зоны имеют сложную мозаичную структуру. Данное явление обусловлено, по всей видимости, различными масштабами накопления и сохранения миграционных углеводородов в зоне геохимического зондирования, зависящими как от литологического состава и сорбционных свойств опробуемых почво-грунтов, так и от влияния бактериальных и экзогенных факторов.

Результаты интерпретации данных геопотенциальных методов и геохимии представлены на рис. 2. По данным гравиметрии и магнитометрии выявлены вероятные нарушения в осадочном чехле и зоны разломов в фундаменте. Положительные аномалии, выявленные по данным гравиразведки достаточно хорошо совпадают со структурами и приподнятыми участками, выявленными сейсморазведкой, кроме того, намечены дополнительные вероятные

антиклинальные объекты. По данным газогеохимии проведена ранжировка локальных поднятий по степени перспективности на выявление залежей углеводородов.

В итоге зонально-региональных геологоразведочных работ, выполненных на Гайнинской площади, проведена комплексная интерпретация гравиметрических и магнитометрических материалов с результатами сейсморазведочных работ, аэрокосмогеологических и геохимических исследований, выделены и охарактеризованы перспективные объекты для дальнейших геолого-геофизических работ и лицензирования.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 10-05-96025.

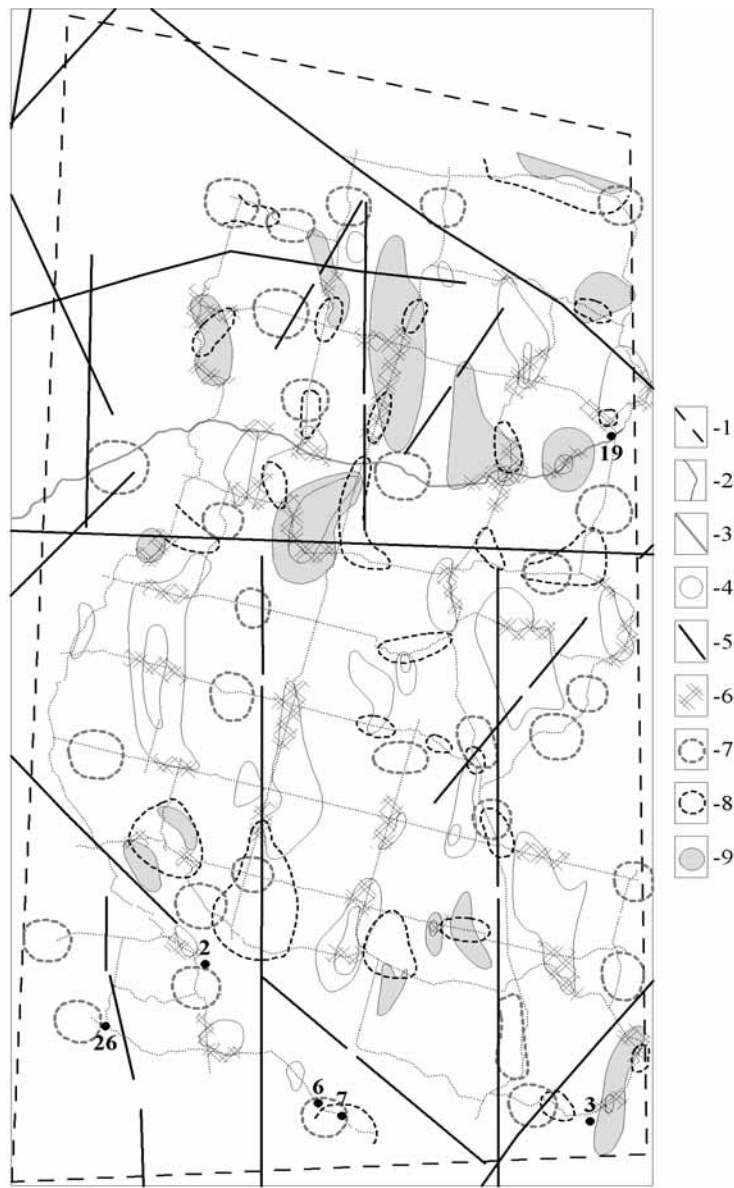


Рис.2. Результаты интерпретации данных геопотенциальных полей и геохимии.

1 – граница площади работ; 2 – пункты гравиметрических наблюдений; 3 – региональный профиль Чернореченский-Тимшер; по данным сейсморазведки: 4 – структуры и приподнятые участки по ОГ II^п; по данным гравиразведки: 5 – вероятные нарушения и зоны разломов, 6 – положительные аномалии на профилях, совпадающие со структурами и приподнятыми участками, 7 – локальные поднятия, прогнозируемые по положительным аномалиям гравитационного поля; по данным геохимических методов: 8 – аномалии, 9 – поднятия ОГ II^п, перспективные на выявление залежей углеводородов.

Литература

1. Бачурин Б.А., Борисов А.А. Научно-методические подходы к проведению поисково-геохимических исследований / Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. конф-ции. – М: ГЕОС, 2007. – С.34–35.

2. Геник И.В., Чадаев М.С. Региональные гравиметрические работы на северо-западе Пермского края по профилю Чернореченский-Тимшер // Геодинамика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей. Пятое научные чтения памяти Ю.П.Булашевича. Материалы. – Екатеринбург: ИГф УрО РАН, 2009. – С. 92–95.

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СУБЪЕКТОВ МАЛОГО И СРЕДНЕГО ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ.

А.Р. Гиниятуллин
ЗАО «КМПЭМ»

Формирование и развитие инновационного сектора экономики рассматривается сегодня на государственном уровне как одно из основных направлений государственной политики.

Как отметил Богданов Н.А. в своей статье, в современном глобальном мире только инновационный путь развития обеспечивает прогресс.

Малое и среднее предпринимательство – питательная среда инновационного бизнеса. Для существенного роста субъектов малого и среднего предпринимательства необходимо создание благоприятных условий, в частности организация правовой, финансовой и информационной поддержки их инновационной деятельности.

Федеральный закон «О развитии малого и среднего предпринимательства» [1] предусматривает оказание поддержки субъектам малого и среднего предпринимательства в области инноваций и промышленного производства органами государственной власти и органами местного самоуправления в виде:

1) создания организаций, образующих инфраструктуру поддержки субъектов малого и среднего предпринимательства и оказывающих поддержку субъектам малого и среднего предпринимательства, в том числе технопарков, центров коммерциализации технологий, технико-внедренческих и научно-производственных зон, и обеспечения деятельности таких организаций;

2) содействия патентованию изобретений, полезных моделей, промышленных образцов и селекционных достижений, а также государственной регистрации иных результатов интеллектуальной деятельности, созданных субъектами малого и среднего предпринимательства;

3) создания условий для привлечения субъектов малого и среднего предпринимательства к заключению договоров субподряда в области инноваций и промышленного производства;

4) создания акционерных инвестиционных фондов и закрытых паевых инвестиционных фондов.

Вместе с тем, как уже неоднократно озвучивалось на всевозможных конференциях и в научной литературе действие названного закона не распространяется на субъектов малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли России, так как, с одной стороны, согласно закону финансовая поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства не может оказываться субъектам малого и среднего предпринимательства, осуществляющим добычу и реализацию полезных ископаемых, за исключением общераспространенных полезных ископаемых, с другой стороны, малые нефтяные компании и малые нефтесервисные компании не подпадают под установленные законом критерии субъектов малого и среднего предпринимательства.

Следовательно, необходимо принятие специального закона, действие которого распространить на малые и сервисные компании в нефтяной отрасли России, в том числе установить критерии их отнесения к субъектам малого предпринимательства в нефтяной отрасли России, предусмотреть формы их поддержки, в том числе в области инновации и промышленного производства.

Будущее нефтяной промышленности, ее конкурентоспособность на рынке все в большей степени определяются эффективностью применяемых в ней технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений, уровнем технического обслуживания.

Общей сырьевой и производственной базой небольших отечественных нефтедобывающих и сервисных компаний, не входящих в вертикально интегрированные структуры, являются в основном мелкие и средние месторождения, а также трудноизвлекаемые запасы углеводородов, расположенными в сложных горно-геологических условиях. Вовлечение последних (высоковязких, высокосернистых, низкопроницаемых, высокотермальных, подгазовых, удаленных от коммуникаций и др.) в разработку связано с активной инновационной деятельностью, с необходимостью внедрения новых дорогостоящих технологий и оборудования. Это особенно важно для нефтедобычи на истощенных месторождениях, где инновации позволяют снизить рост затрат на эксплуатацию в условиях прогрессирующей обводненности [2].

Подтверждение названные положения получили в Постановлении Правительства РФ «О федеральной целевой программе «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы [3], где в качестве приоритетных обозначены 6 направлений, в том числе создание научно-технологического задела в области рационального природопользования. Одним из способов повышения эффективности воспроизводства, добычи и переработки топливно-энергетических ресурсов и решения проблемы нерационального недропользования является развитие малых предприятий в нефтяной отрасли.

Однако вторым сдерживающим фактором развития малого предпринимательства является отсутствие законодательства в области инноваций. Прежде чем предоставлять налоговые и иные льготы субъектам хозяйствования, необходимо законодательно закрепить сущностное содержание категорий «инновация», «инновационная деятельность», для того чтобы четко понимать, каким же предприятиям и за что государство намерено оказывать поддержку.

Доктрины, как экономическая, так и юридическая, не сформулировали единого понятия инновации, что также затрудняет выработку научно обоснованных системных подходов совершенствования законодательства в данной сфере.

Так, определение инновации встречается в Постановлении Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 «О концепции инновационной политики РФ на 1998–2000 годы» [4]. Согласно названному акту инновация (нововведение) – конечный результат инновационной деятельности, получивший реализацию в виде нового или усовершенствованного продукта, реализуемого на рынке, нового или усовершенствованного технологического процесса, используемого в практической деятельности. Инновацию можно также определить как продукцию инновационной деятельности – внедренные научно-технические или научно-технологические достижения, освоенные в производстве новые или усовершенствованные товары, услуги или технологические процессы [5].

Более широкое определение инновации дается в приказе Росстата от 30 октября 2009 г. № 237 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью, осуществляемой в сфере науки и инноваций» [6], в котором закреплено определение инновации как конечного результата инновационной деятельности, получившего воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении бизнеса, организации рабочих мест или организации внешних связей.

Анализ названных нормативных актов приводит к выводу, что инновация – это результат инновационной деятельности, что не совсем верно.

Наиболее правильным, на наш взгляд, является определение инновации, как созданное с использованием новейших научных достижений и внедренное на рынке или в практической деятельности, новшество, воплощенное в новых товарах (работах, услугах) или процессах [7]. Причем остается открытым вопрос, какими критериями следует руководствоваться при определении инновации как новшества. По нашему мнению, одним из возможных способов определения того, что предприятие осуществляет инновационную деятельность, является использование организацией на установленных законом основаниях в своей производственной деятельности инновационного продукта, что должно подтверждаться:

- иностранным патентом или свидетельством на объект интеллектуальной собственности, полученным в течение последних 5-10 лет;

- лицензионным договором, заключенным в течение последних пяти лет;

- сублицензионным договором, заключенным в течение последних пяти лет.

Также неоднозначно определяется инновационная деятельность. Например, в федеральной целевой программе «Основные направления политики Российской Федерации в области развития инновационной системы на период до 2020 года» [8] термин инновационная деятельность используется в следующем значении. Инновационная деятельность – выполнение работ и (или) оказание услуг, направленных на:

- создание и организацию производства принципиально новой или с новыми потребительскими свойствами продукции (товаров, работ, услуг);

- создание и применение новых или модернизацию существующих способов (технологий) ее производства, распространения и использования;

- применение структурных, финансово-экономических, кадровых, информационных и иных инноваций (нововведений) при выпуске и сбыте продукции (товаров, работ, услуг), обеспечивающих экономию затрат или создающих условия для такой экономии.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 «О концепции инновационной политики РФ на 1998-2000 годы» инновационная деятельность рассматривается как процесс, направленный на реализацию результатов законченных научных исследований и разработок либо иных научно-технических достижений в новый или усовершенствованный продукт, реализуемый на рынке, в новый или усовершенствованный технологический процесс, используемый в практической деятельности, а также в связанные с этим дополнительные научные исследования и разработки.

Более узкое определение инновационной деятельности дается в федеральном законе [9] «О защите конкуренции». В нем инновационная деятельность определена как деятельность, приводящая к созданию нового невзаимозаменяемого товара или нового взаимозаменяемого товара при снижении расходов на его производство и (или) улучшению его качества.

Нет единого подхода к определению инновационной деятельности и среди ученых экономистов и юристов. Некоторыми авторами инновационная деятельность рассматривается как научно-исследовательская деятельность, направленная на производство инновационного продукта/услуги [10]. Однако, на наш взгляд, наиболее верным представляется определение инновационной деятельности как процесса, направленного на создание и внедрение инноваций на внутренние или внешние рынки, используемые в практической деятельности. При этом отдельные авторы справедливо отмечают, что научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы могут входить в инновационную деятельность лишь как дополнительные работы постольку, поскольку они направлены на доведение уже имеющихся результатов научно-технической деятельности до стадии практического применения.

Таким образом, в целях создания инновационного и эффективного энергетического сектора страны, провозглашенного «Энергетической стратегией России» до 2030 года необходимо совершенствование действующего

законодательства, которое обеспечивало бы надежную правовую базу инновационного развития экономики, в том числе малого предпринимательства, в связи с чем в ближайшее время необходимо принятие федерального закона «Об инновационной деятельности». При этом учитывая, что малое и среднее предпринимательство в нефтяной отрасли является инновационным закреплением статуса малых нефтяных и нефтересурсных компаний в российском законодательстве и принятие закона «О субъектах малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли» является первоочередной мерой в реализации поставленной цели.

В целях поддержки и развития инновационной деятельности малых нефтяных компаний, по нашему мнению, необходимо:

1. Отменить ввозные таможенные пошлины на приобретаемое технологическое оборудование, не имеющее российских аналогов, при реализации инновационных проектов [11].

2. Субсидировать за счет средств федерального и регионального бюджетов возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях на приобретение инновационного оборудования и/или инновационных технологий.

3. Предусмотреть налоговые льготы для малых нефтяных компаний, в частности предоставить льготы по налогу на имущество малых нефтяных компаний в отношении оборудования, приобретаемого в рамках реализации инновационных и инвестиционных проектов.

4. Предусмотреть помощь при патентовании, льготы и отсрочки по оплате патентных пошлин.

5. Установить льготный режим амортизационных отчислений, что можно свести к установлению ускоренных сроков амортизации оборудования, особенно его высокотехнологической части.

6. Ускорить принятие федеральных законов «Об инновационной деятельности», «О субъектах малого и среднего предпринимательства в нефтяной отрасли».

7. Предусмотреть возможность льготного страхования имущества.

Литература

1. Федеральный закон от 24.07.2007 № 209-ФЗ «О развитии малого и среднего предпринимательства» // СЗ РФ 30.07.2007, № 31.

2. В.И. Грайфер, М.А. Даниленко «Малый и средний бизнес в нефтяной промышленности России»: – М., Издательская группа «Джет Пресс К», 2000.

3. Постановление Правительства РФ от 17.10.2006 № 613 «О федеральной целевой программе «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2012 годы» // СЗ РФ. 2006. № 44.

4. Постановление Правительства РФ от 24 июля 1998 г. № 832 “О Концепции инновационной политики Российской Федерации на 1998 - 2000 годы” // СЗ РФ. 1998. № 32. Ст. 3886.

5. Закон г. Москвы от 7 июля 2004 г. № 45 «Об инвестиционной деятельности в г. Москве».

6. Приказ Росстата от 30.10.2009 № 237 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью, осуществляемой в сфере науки и инноваций» // «Вопросы статистики». № 2. 2010.

7. Договоры в предпринимательской деятельности/О.А. Беляева, В.В. Витрянский, К.Д. Гасников и др.; отв. Ред. Е.А. Павлодский, Т.Л. Левшина. – М.: Статут, 2008. – 509 с.

8. ФЦП «Основные направления политики Российской Федерации в области развития инновационной системы на период до 2010 года». – Утверждена письмом Правительства РФ от 5 августа 2005 г. № 2473п-П7.

9. Федеральный закон от 26.07.2006 № 135-ФЗ «О защите конкуренции» // «Собрание законодательства РФ», 31.07.2006, № 31 (1 ч.).

10. Налоги как инструмент формирования инновационного сектора национальной экономики: методологический аспект // Налоги и налогообложение. 2007. № 12.

11. Лисицина В.Н. О развитии малого и среднего предпринимательства в условиях финансово-экономического кризиса // Предпринимательское право. 2009. № 7.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ГРАНИЦ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ И ГЕОХИМИИ НА ПРИМЕРЕ СУЕЛГИНСКОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОДНЯТИЯ

С.Н.Горохова

ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»

Предварительная оценка перспектив нефтегазосности объектов, выявляемых геолого-геофизическими методами, имеет первостепенное значение при заложении глубоких поисковых скважин. Поэтому проведение работ

комплексом «легких» геофизических методов для оценки нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами является очень важным моментом. Основанием для проведения геофизических поисков является то, что физические свойства нефтегазонасыщенных залежей, а также перекрывающих их пород различаются между собой и отличаются от свойств пород аналогичных структурных этажей тех районов, где нефти и газа нет. Присутствие углеводородов формирует дополнительные физико-геологические неоднородности как в самой залежи, так и вокруг нее и особенно над ней (вплоть до земной поверхности): разуплотнение пород; растворение некоторых минералов и окисление углеводородов, приводящее к возникновению вторичных минеральных образований в порах и трещинах, например, пирита и др.; изменение минерализации подземных вод; образование вокруг залежи субвертикальных зонально-кольцевых физико-химических и деформационных полей, а над залежью - «столбов» пород с измененными физико-химическими свойствами.

Комплекс ЭМЗ-ГХ исследований, проводимый ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» позволяет решать следующие задачи:

методом ЗСБ (временная область) – расчленение осадочного чехла на геоэлектрические комплексы, выделение пластов-коллекторов, оценка коллекторских свойств и флюидонасыщения целевых горизонтов;

Метод ЗСБ применяется для расчленения осадочного чехла по удельному сопротивлению слагающих его относительно однородных толщ, прослеживания структурно-тектонических изменений осадочной толщи, выявления и картирования зон локальных неоднородностей в осадочной толще.

методом ВП-СГ (частотная область) – выделение аномалий ВП, связанных с залежами УВ;

Физической основой для постановки метода ВП при оценке нефтеперспективности площадей являются эпигенетические изменения пород под действием миграции углеводородов. Это в основном доломитизация карбонатов, приводящая к повышению сопротивления, и сульфидизация за счет восстановительных реакций при проникновении сероводорода, обеспечивающая повышение параметра поляризуемости.

Эпигенетические изменения охватывают большие объемы пород, во много раз превышающие сами залежи, и могут прослеживаться до дневной поверхности. Зоны эпигенетических изменений пород находят свое отображение в электрических полях ВП.

методом ЗВТ – определение пространственных границ нефтяной залежи;

Проведение работ по технологии зондирования вертикальными токами позволяет проследить распространение ореола эпигенетических изменений горных пород от залежи к дневной поверхности. Это дает возможность при нефтепоисковых работах оконтурить нефтяную залежь и оценить наличие залежи углеводородов в пределах выявленных сейсморазведкой положительных структур.

методом ГХ - выявление аномалий концентраций и соотношений углеводородных газов, обусловленных залежами нефти.

Методика геохимических исследований с применением сорбентов устраняет неточности, присущие стандартной геохимической методике из-за неоднородности сорбционной способности грунтов по участку работ. Кроме того, расширяется спектр анализируемых УВ (до C_{20}), что повышает эффективность и достоверность геохимического метода. Конечным результатом математической обработки и интерпретации геохимических данных является карта вероятности наличия залежей углеводородов.

Комплексирование «легких» методов друг с другом и сейсморазведкой 2Д и 3Д позволяет на более качественной современной основе осуществлять подготовку поднятий под глубокое бурение.

С целью оценки перспектив нефтеносности Суелгинского сейсмического поднятия (Мамадышский район РТ) были проведены электромагнитные зондирования ЗС-ВП и ЗВТ, а также геохимические исследования.

Профильные измерения ЗС- ВП выполнены в объеме 28 пог. км;

Исследования ЗВТ выполнены с использованием кругового электрического диполя (КЭД) с регистрацией вертикальной составляющей магнитного поля – V_z -компоненты на площади в 51 км^2 .

Профильно-площадная геохимическая съемка с применением сорбентов и лабораторные работы по определению УВ в почве выполнены в объеме 160 проб.

В региональном тектоническом плане участок работ расположен на юго-восточном склоне СТС. Площадь располагается в пределах Малокирменской гряды Привятского блока. Малокирменская гряда – это обширная изометричная структура, осложненная малоамплитудными локальными поднятиями.

Район работ относится к Дигитлинской нефтегазоносной зоне. Основные промышленные скопления нефти установлены в терригенных коллекторах кыновского горизонта и карбонатных отложениях семилукско-мендымского горизонтов. Северо-восточнее площади работ на Малокирменском поднятии открыта Шийская залежь нефти (четыре из восьми пробуренных скважин вскрыли нефтеносный пласт).

Полевые измерения, обработка и интерпретация осуществлялись при помощи современных аппаратурных (измерители AGE, РЭМП, Хромас Детектор фирмы «Термо» (США), хроматограф «Кристалл 5000.2») и программных средств («СЭГМ», «ПОДБОР-Бу, V_z », «WLF», алгоритмов математической статистики и машинного обучения для ГХ).

Результаты электроразведочных работ ЗС-ВП представлены схематическими картами распределения поляризуемости и проводимости.

На карте проводимости терригенных отложений девона выделены области повышенной проводимости, предположительно связанные с обводненностью терригенных пластов-коллекторов и зоны выклинивания терригенного коллектора.

Изучены поляризационные свойства ВЧР над известной нефтяной залежью. Зафиксированы две интенсивные аномалии ВП, существенно превышающие уровень регионального фона. Над залежью поле ВП существенно выше, чем в целом для участка работ.

Результатом работ ЗВТ является карта площадного отображения сигнала ЗВТ на времени 201 мс.

Согласно теории ЗВТ площадные распределения сигнала ЗВТ связаны в основном с распределением и миграцией углеводородов. Красные зоны (положительные значения ЭДС) – с повышенным содержанием углеводородов во вмещающей среде, синие зоны (отрицательные значения ЭДС) – с их отсутствием.

В пределах контура Суелгинского сейсмического поднятия по горизонту Д электромагнитное поле имеет отрицательный знак, что указывает на отсутствие здесь нефтяных залежей.

В восточной части площади работ ореол неоднородности ЗВТ представляет собой вытянутую зону северо-восточного простирания, которая может быть перспективной на открытие новых нефтяных залежей.

Карта концентрации изопентана как наиболее контрастного параметра в районе продуктивных и непродуктивных скважин является весьма результативной.

Перспективность поднятия на наличие углеводородов по данным геохимии оценивается по параметру сходства соотношений концентраций УВ-газов в районе скважин с известной нефтеносностью с данными исследуемой площади. Соотношение концентраций УВ-газов в пределах контура Суелгинской структуры по параметру сходства близко к соотношению в районе непродуктивных скважин.

В восточной части площади работ также картируется зона северо-восточного простирания, в пределах которой выделены участки наиболее благоприятные для обнаружения скоплений углеводородов.

Давая оценку нефтеперспективности Суелгинского сейсмоподнятия, можно отметить следующее:

Суелгинское поднятие находится в области отсутствия поляризуемости. Повышение проводимости терригенных отложений девона вызвано обводненностью терригенного коллектора.

Суелгинское поднятие расположено в зоне отрицательных значений сигнала ЗВТ и является неперспективным.

По результатам геохимических исследований в пределах контура Суелгинского поднятия дается отрицательный прогноз по нефтеносности.

По результатам комплексной интерпретации (ВП, ЗС, ЗВТ и геохимии) Суелгинское сейсмическое поднятие является малоперспективным на обнаружение УВ.

Что касается восточной части площади работ:

- по результатам работ ЗВТ и геохимии закартированы три нефтеперспективных участка, в плане совпадающие с гравиметрическими аномалиями положительного знака и приуроченные к приподнятым участкам.

Совместный анализ геофизических и геохимических данных позволил наметить участки наиболее благоприятные для формирования залежей углеводородов, сделать выводы о перспективности исследуемого поднятия.

Таким образом, применяемые электроразведочные и геохимические исследования для оценки нефтеперспективности выявленных сейсморазведкой структур являются обоснованными и целесообразными.

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ТЕОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Е.Б.Грунис

Существующая гипотеза общего геодинамического процесса эволюции Земли включает три составляющих: глубинная геодинамика и производная от нее внутренняя геодинамика литосферных плит, глобальная и региональная геодинамика в целом (тектоника литосферных плит). Формирование осадочных и нефтегазоносных бассейнов связывают с рифтогенезом. В свою очередь, рифтогенез обусловлен эндогенными процессами – мантийными плюмами и диапирами. Необходимым условием для нефтеобразования является присутствие водорода и углерода (независимо от происхождения). Источником водорода являются пластовые воды. Вторым возможным источником водорода может быть внешнее жидкое ядро планеты. Водород диффундирует через мантию к подошве литосферы и образует прерывистый слой пород пониженной вязкости толщиной 50-100 км – **астеносферу**, по этому слою согласно теории тектоники плит происходит перемещение континентов. Есть также предположение, что в астеносфере идет процесс масштабного нефтегазообразования. А углерод широко представлен в недрах земли. Огромное количество углекислого газа выбрасывается в атмосферу при извержении вулканов. Наиболее нефтеперспективными территориями являются территории, примыкающие к подвижным поясам. Приоритет идеи принадлежит Д.И.Менделееву (окраины хребтов), впоследствии эту идею развил И.М. Губкин, назвав эти территории **форландом** подвижных поясов. Но, к сожалению, эти блестящие идеи существуют сегодня на уровне гипотез.

Современная геология гласит: «Все минералы, горные породы и геологические структуры обязаны своим происхождением **геологическим процессам**: магматизм привел к формированию многочисленных минералов, горных пород – магматических, метаморфизм – метаморфических; накопление осадков в морских бассейнах – осадочных горных пород.

Эти неоспоримые факты столь же неоспоримо указывают на возможность создания теории геологических процессов, ибо эти процессы обыкновенные природные процессы. А нам известно, что все природные процессы описываются точными и однозначными законами природы. Следовательно, геологические процессы, как и все природные процессы, могут быть описаны этими же законами.

В самом деле, что такое, например, магматизм, с точки зрения законов природы?

Магма – высокотемпературное расплавленное вещество, имеющее громадную тепловую энергию. С точки зрения законов природы, магма – неравновесная природная термодинамическая система, т.к. имеет энергию. Эта энергия способна выполнить определенную работу, т.е. вызвать магматизм. А сами магматические породы – это результат фазового превращения расплавленного вещества (магмы) и т.д. Другими словами, процесс магматизма полностью подвластен законам термодинамики и фазового превращения вещества и может быть теоретически обоснован этими законами.

Метаморфизм, с точки зрения законов природы, – температурное превращение одной горной породы в другую. Например, известняк превращается в мрамор, глина – в сланец. Основной причиной этого процесса также являются законы термодинамики.

Накопление осадков в морских бассейнах может быть описано законом Архимеда, согласно которому «объем погруженного тела равняется объему вытесненной воды». Физическая сущность вытеснения воды – это подъем уровня, а геологической сущностью подъема уровня воды, возможно, является трансгрессия моря, ибо в природе нет другого закона, который приводит к подъему уровня воды.

Этот же закон указывает и на возможную причину регрессии моря (снижение уровня воды). В природе только один закон приводит к снижению уровня воды, – закон сообщающихся сосудов.

Природные причины вышеперечисленных геологических процессов, с применением законов природы, рассмотрим на примере доархейского этапа магматизма. Геологией этот этап рассматривается как самый первый геологический процесс. Над базальтовым слоем он создал гранитный слой. Над гранитным слоем залегает слой осадочных пород. До формирования гранитного слоя на Земле не было воды и водных бассейнов. Это достаточно однозначный вывод геологии, хотя и относится только к логическому. Вывод этот подтверждается тем, что на Земле нет осадочных пород по возрасту древнее, чем породы гранитного слоя. Но теоретически этот вывод не доказан. Этот вывод великолепно доказывается законами природы.

Итак, первый геологический процесс, первый магматизм, который привел к формированию первых горных пород магматического происхождения в условиях отсутствия воды на Земле.

Обращаемся к термодинамической системе: магма – кристаллические магматические горные породы.

Известный закон термодинамики гласит: «Температура полного плавления равна температуре начала кристаллизации».

Закон доказанный и обязателен для всех веществ, имеющих кристаллическую решетку.

В графическом виде, как известно, этот закон также очень прост и представлен в виде следующей кривой (рис.1), по оси X – время, а по оси Y – температура плавления и кристаллизации. Левая половина кривой содержит информацию о физическом (термодинамическом) состоянии самой магмы. Нас больше интересует правая половина кривой, т.к. она соответствует процессу кристаллизации магмы, при котором происходит формирование магматических горных пород. Информация в этой части также очень большая, но мы пока будем извлекать только ту ее часть, которая доказывает возможность применения законов природы для объяснения природных причин многих и многих геологических процессов.

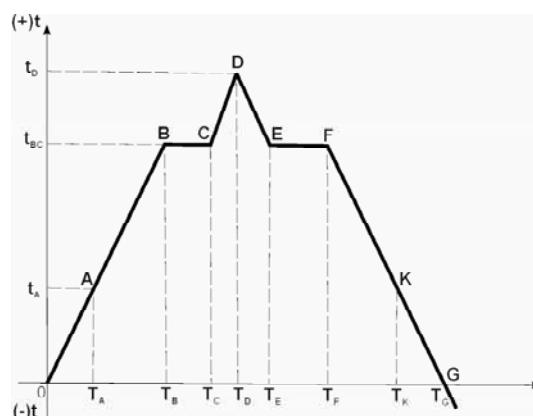


Рис.1. Термодинамическая система магма-кристаллические магматические горные породы.

Как видно из кривой, за время T_f до T_k происходит остывание магмы. Причем, в точке F кристаллизуются горные породы и минералы с самыми высокими значениями температуры плавления и кристаллизации. А в точке K кристаллизуются горные породы и минералы с самыми низкими значениями температуры плавления и кристаллизации.

Часть кривой между точками F и K тоже очень информативная.

Например, пусть в точке F $t = 2500^\circ \text{C}$, а в точке K $t = 500^\circ \text{C}$. Тогда между точками F и K $\Delta t = 2000^\circ \text{C}$. Это означает, что теоретически в этом промежутке может кристаллизоваться 2000 разных минералов и горных пород магматического происхождения, которые могут иметь кристаллическую решетку.

Но природа поступила мудрее. Она не стала использовать каждое значение t между точками F и K, а использовала только определенные диапазоны. Поэтому количество минералов и горных пород магматического происхождения значительно меньше, чем количество значений t между этими двумя точками.

Человек, открыв и не нарушая этот закон, начал использовать его теоретические возможности. Создал ряд искусственных расплавов, имеющих также кристаллическую решетку. Это чугун, сталь, дюралюминий, латунь и др. сплавы, которых нет в природе, но они великолепно вписываются в эту же кривую.

Однако теоретические возможности этой кривой на этом не ограничиваются. Можно создать еще много таких расплавов, которых по какой-то причине (пока она нам неизвестной) сама природа создавать не стала.

Не нарушая этот закон, продолжим кривую вниз до пересечения с осью X, сохраняя ее симметричную форму. Здесь получим точку G, где температура равна нулю...

...Совершенно очевидно, что эта точка ничто иное, как тройная точка воды. В этой точке вода существует в трех фазовых состояниях..., в т.ч. в кристаллическом. Таким образом, у нас есть основание считать, что **вода – минерал магматического происхождения, и имеет кристаллическую решетку!!!**

Следовательно, логический вывод о том, что вода на Земле образовалась в результате первого магматизма, полностью и однозначно доказывается законом природы.

Так как кривая кристаллизации нам дала очень большую информацию, попробуем продолжить ее от точки O вниз. В этом случае мы попадем в область отрицательных температур. И эта область ничто иное, как **... область кристаллизации газов.**

Действительно, современная физика экспериментально установила, что при отрицательных температурах газы сначала переходят в жидкое агрегатное состояние, а затем приобретают ... кристаллическую решетку!!!

Следовательно, все атмосферные газы – вещества кристаллические и произошли... в результате магматизма.

Поскольку эта кривая дала нам большое количество теоретической информации, рассмотрим более детально, дифференцированно, правую часть кривой, которая характеризует процесс кристаллизации и формирования магматических горных пород (рис.2).

Вполне очевидно, что в точках F_1, F_2, F_3 , также как и в точке F, одновременно существуют два фазовых состояния вещества; кристаллические породы и магма. Это означает, что в точке F_1 кристаллизуется магма, имеющая температуру t_{F_1} . При этой же температуре горные породы, которые выкристаллизовались в точке F, начинают остывать. Поэтому каждая из этих точек одновременно является температурой остывания магмы и температурой остывания выкристаллизованных пород.

Результат остывания магмы мы уже знаем – это кристаллизация и формирование магматических горных пород.

Рассмотрим, к каким результатам приводит остывание выкристаллизованных горных пород.

Несомненно, t_{F_1} в точке F_1 для пород, выкристаллизованных в точке F, достаточно высокая. Поэтому при t_{F_1} эти породы подвергаются... температурному изменению. А это ничто иное, как... **региональный метаморфизм.**

Из физики известно, что все кристаллические вещества при остывании уменьшаются в объеме, что обязательно приводит к механическому разрушению этого вещества.

Применив этот закон, получим, что в результате остывания массива выкристаллизованных горных пород на нем формируются... многочисленные трещины (разломы). Массив горных пород расчленяется... на многочисленные блоки разных форм, размеров и веса, что является причиной формирования трещин (разломов) в теле кристаллического фундамента и причиной формирования блоков кристаллического фундамента.

В эти трещины моментально устремляется магма, которая должна кристаллизоваться уже при более низких температурах.

Внедрение в эти трещины следующей порции магмы – это ничто иное, как ... интрузивный магматизм. Это одновременно является и причиной цикличности магматизма.

По следам, оставленным интрузивным магматизмом, можно судить еще об одном геологическом процессе.

Так, например, один блок магматических пород смещен относительно другого и в таком положении сцементирован интрузивной магмой. Это явление свидетельствует о том, что интрузивной магмой отдельные блоки магматических пород выдавливаются вверх. Это ничто иное, как **горообразовательные процессы... или тектонические движения.**

На последнем этапе магматизма кристаллизуются самые легкоплавные минералы и горные породы. Неравновесная термодинамическая система получает температурное равновесие, ее тепловая энергия переходит в энергию кристаллической решетки горных пород и минералов магматического происхождения.

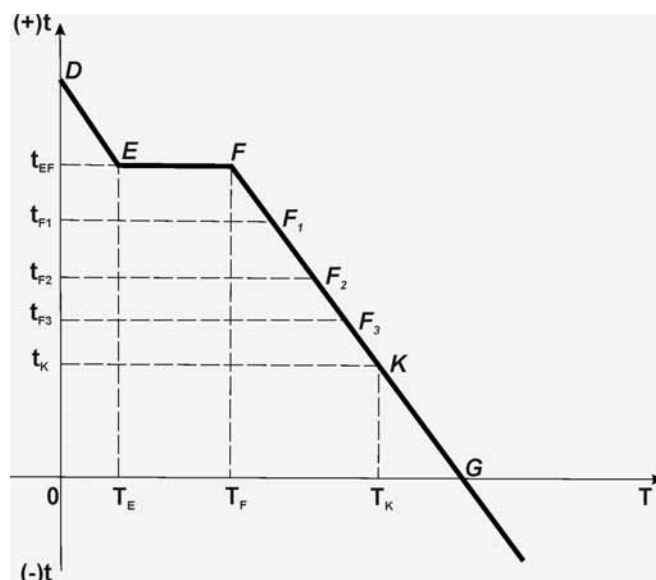


Рис.2. Кристаллизация и формирование магматических горных пород.

По результатам проделанной работы по неравновесной термодинамической системе можно сделать следующие выводы:

1. Произошло фазовое превращение вещества. Было одно (расплавленное) вещество, получилось твердое (гранитосфера), жидкое (гидросфера) и газообразное (атмосфера). При этом, с точностью до одного атома сохранилась и масса расплавленного вещества. Все эти три фазовые состояния вещества объединяются одним свойством – имеют кристаллическую решетку. Следовательно:

2. Вся тепловая энергия неравновесной термодинамической системы перешла в энергию кристаллической решетки горных пород, составляющих:

- а) гранитосферу;
- б) гидросферу;
- в) атмосферу.

Произошло не только фазовое превращение вещества, но и распределение его по удельным весам: гранитосфера, гидросфера, атмосфера.

Поэтому однозначно и доказательно можно сделать вывод о том, что в результате первого магматизма сформировалась не только гранитосфера, но и гидросфера и атмосфера, а также, что все эти 3 сферы состоят ... из кристаллических веществ.

Жидкое и парообразное состояние воды, жидкое и парообразное состояние газов – это всего лишь физические свойства этих веществ и соответствуют температурному режиму Земли.

Итогом проделанной работы по неравновесной термодинамической системе и в отношении геологических процессов являются:

- 1) магматизм;
- 2) кристаллизация магмы;
- 3) формирование горных пород и минералов магматического происхождения;
- 4) формирование трещин и разломов в кристаллическом фундаменте (гранитосфере);
- 5) формирование блоков гранитных пород в гранитосфере;
- 6) интрузивный магматизм и геологические структуры этого магматизма;
- 7) горообразование, или тектонические движения.

Таким образом:

- Неравновесная термодинамическая система по своим физическим параметрам никакие другие геологические процессы вызывать не может, кроме перечисленных выше. Причем все эти геологические процессы происходят строго в указанной выше последовательности.

- На территориях, где однажды был магматизм, перечисленные выше геологические процессы происходить здесь дальше не будут, т.к. энергия термодинамической системы полностью перешла в энергию кристаллической решетки.

- Все вышеперечисленные геологические процессы однонаправленные, т.к. в природе нет обратимых процессов.

- Все остальные геологические процессы могут происходить только энергией, сосредоточенной в гранитосфере, гидросфере и атмосфере.

Рассмотрим природные причины землетрясений и вулканизма.

Известно, что работа энергии кристаллической решетки – это удержание в электронной и валентной связях атомов и молекул в кристаллической решетке. Известно также, что эта энергия в целом является энергией консервированной.

В лабораторных условиях работа этой энергии проявляется в виде химической реакции, при которой происходит разрушение кристаллической решетки двух веществ и образование кристаллической решетки нового химического соединения.

В природных условиях химическая реакция происходит между горными породами. Этот процесс в геологической науке описан как метасоматизм.

Наиболее благоприятным местом для проявления метасоматизма – трещины и разломы. Это объясняется двумя факторами.

Во-первых, в трещинах входят в контакт (физическую связь) различные минералы и горные породы, между которыми вероятность естественной химической реакции наибольшая.

Во-вторых, трещинные участки – благоприятные участки для проникновения воды и кислорода, которые как самые агрессивные минералы усиливают эту реакцию или, очень часто, являются ее «виновниками».

Одним из результатов химической реакции является образование новых минеральных соединений. Другим важным результатом химической реакции является очаговое повышение температуры и, как следствие, – очаговое плавление пород, или образование в трещинах и разломах лавы.

В свою очередь, образование лавы в разломах и трещинах приводит к расслаблению физической связи между блоками, т.е. начинается процесс разрушения горной цепи, образованной в результате магматизма. Стоит одному блоку принять свое естественное положение, согласно весу и центру тяжести, мгновенно приходят в механическое движение и другие блоки. Мгновенное движение гранитных блоков или их расшатывание – это ничто иное **как ... землетрясения...**, продолжительность которых не превышает первых ... десятков секунд.

Как видно, существующее у нас представление о том, что землетрясения являются одним из видов тектонических движений, было абсолютно неверным. Тектонические движения и землетрясения – это два самостоятельных природных процесса, т.к. они имеют разные энергетические основы. Тектонические движения происходят под действием тепловой энергии магмы, а землетрясения – под действием энергии кристаллической решетки. Это однозначно доказывают законы природы и именно поэтому результаты этих двух процессов совершенно разные и ... противоположные. Тектонические движения – процесс созидательный (образование гор и горных цепей), а землетрясения, наоборот, процесс разрушительный (разрушаются горы).

Третьим важным геологическим результатом химической реакции является выход из трещин расплавленного вещества. Правда, этот результат наблюдается не всегда, но факт этот имеет место. Как известно, он до настоящего времени нами (геологами) рассматривался как неопровержимое доказательство наличия природной связи между землетрясениями и магматизмом.

Но между этими геологическими процессами нет никакой связи. Расплавленное вещество, проявляющееся при землетрясениях – это не магма, в широком ее понимании, а всего лишь лава (шлак) горных пород, образованная под действием температуры при химической реакции. При землетрясениях гранитными блоками она выжимается на поверхность. Из этой лавы образуются излившиеся (эффузивные) горные породы. Причем эти породы не кристаллические..., а аморфные (траппы),

В отдельных случаях при землетрясениях лава может запереться между гранитными блоками. При этом улучшаются условия для дальнейшей химической реакции, происходит дальнейший рост температуры и давления лавы. Стоит произойти повторному землетрясению, блоки освобождаются, и лава «фонтаном» выбрасывается на поверхность. А это – ничто иное как... **вулканизм**, который имеет несколько большую продолжительность (от нескольких часов, до нескольких суток), чем продолжительность землетрясений.

Важно отметить, что при вулканизме, так же как и при землетрясениях, происходит формирование... эффузивных горных пород (вулканическое стекло, туф, пепел).

Отсюда вывод: **землетрясения и вулканизм имеют одну и ту же энергетическую основу и представляют собой единый геологический процесс** и не имеют никакого отношения к тектоническим движениям.

Вот почему мы и наблюдаем факты, когда эти природные явления или сопровождают друг-друга, или одно предшествует другому.

Последний пример: землетрясения в Японии, на Сахалине, на Курилах и вулкан Карымский на Камчатке ..., который сопровождался землетрясениями.

Таким образом, природной причиной землетрясений и вулканизма является природная химическая реакция (метасоматизм) между горными породами в трещинах и разломах, а энергетической основой этих процессов является энергия кристаллической решетки.

Этот вывод великолепно подтверждается двумя научными открытиями в геологии.

Так, первое научное открытие сделано институтом Физики Земли АН СССР на Гармском полигоне в Таджикистане в 1968 году¹. Обнаружено, что удельное электрическое сопротивление массивов горных пород существенно

¹ Бюллетень: «Открытия, изобретения, промышленные образцы, товарные знаки». 1979 г. №443.

снижается за несколько месяцев до толчка. Это природное явление в дальнейшем было подтверждено многими наблюдениями в нашей стране и за рубежом и только после этого подтверждения зарегистрировано как научное открытие в 1979 году.

Теперь, на основании вышеописанного, можно твердо и уверенно судить и о природной причине снижения удельного электрического сопротивления горных пород. Такой причиной является метасоматизм (химическая реакция) в трещинах и разломах. При химической реакции начинается интенсивный обмен электронами, что выражается повышенной электропроводностью и, соответственно, снижением удельного электрического сопротивления горных пород.

Второе открытие сделано в 1973 году группой советских ученых (Г.А.Мавлянов, А.Н. Султанходжаев, В.И.Уломов и др.). Ими открыто такое природное явление, как изменение химического состава подземных вод при землетрясениях¹. Природной причиной такого явления может быть только химическая реакция между горными породами.

Рассмотрим природные причины трансгрессии и регрессии моря и накопления осадков

Принципиальная схема трансгрессии и регрессии моря представлена на рис.3.

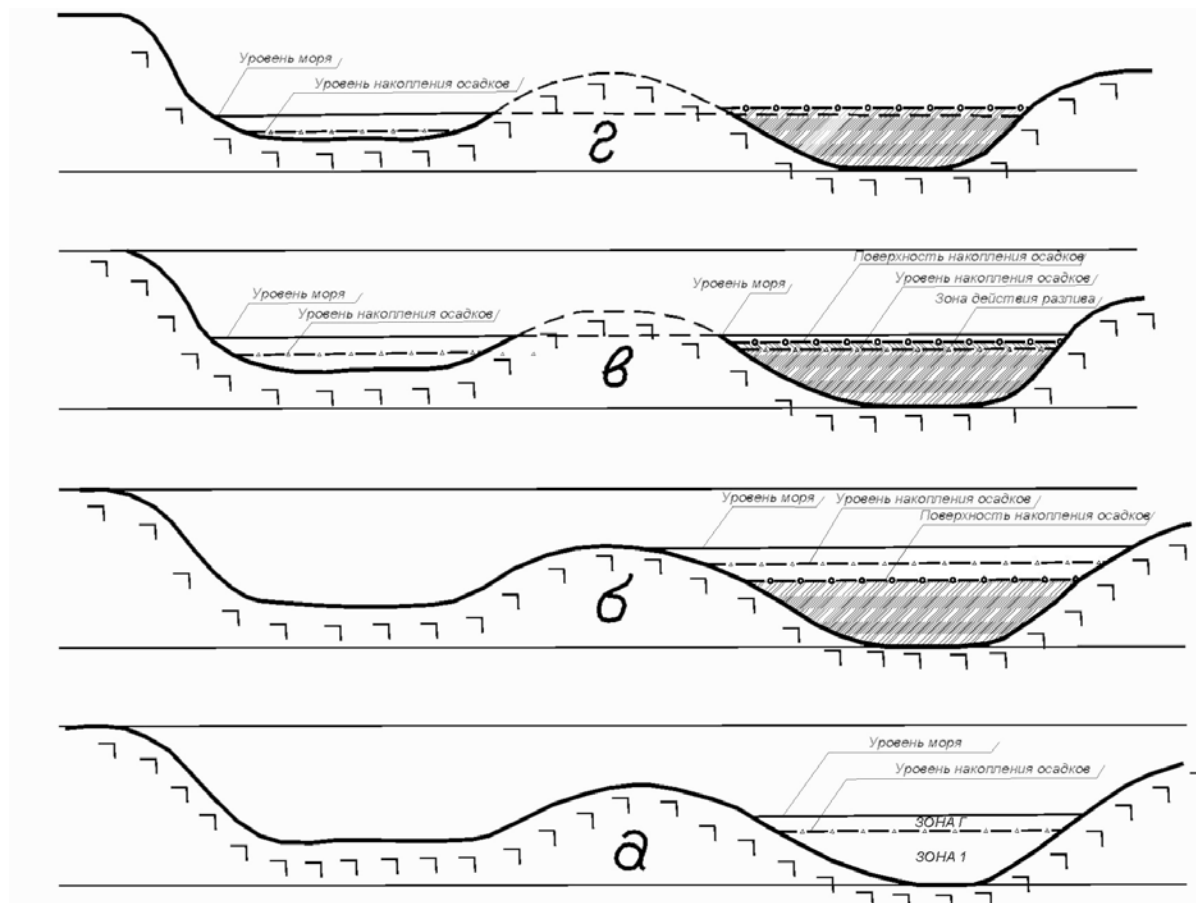


Рис.3. Принципиальная схема трансгрессии и регрессии моря по закону Архимеда и сообщающихся сосудов.

Под индексом а) на этом рисунке представлен морской бассейн только что сформировавшийся в результате доархейского магматизма. Толща воды в нем состоит из двух зон; в зоне I вода находится в гидростатическом режиме, т.к. волнение не достигает этих глубин, а в зоне 2 вода находится в гидродинамическом режиме, т.е. в волнении. Поверхность, разделяющую эти зоны, можно принять за уровень, откуда будет идти накопление осадков.

Под индексом б) представлен тот же бассейн, в котором уже накопилась определенная толща осадков. В результате накопления осадков уровень воды поднялся и море наступило на континент. Поверхность осадков и уровень накопления, естественно, также поднимаются.

Под индексами в) и г) представлен бассейн, из которого в результате регрессии вода уходит в другой (левый на рисунке) бассейн. Причем вода может уходить в двух вариантах. В варианте в) часть воды уходит в новый бассейн, а часть остается в прежнем. Такой вариант возможен тогда, когда объем нового бассейна меньше, чем объем воды в прежнем бассейне.

В том случае, если объем нового бассейна будет больше, чем объем воды в прежнем бассейне, то будет вариант регрессии, изображенной на рис. 3 под индексом г).

¹ Открытия в СССР. – М.: Центральный научно-исследовательский институт патентной информации, 1973. – с.24.

В варианте в), таким образом, происходит только снижение уровня моря, а в варианте г) вода полностью покинет морской бассейн.

Рассмотрим, как происходят такие геологические процессы, как накопление и размыв осадков под действием законов сообщающихся сосудов и Архимеда.

Так, при варианте в) регрессия выражается только снижением уровня моря. Разумеется, снижение уровня моря приводит к уничтожению уровня накопления осадков. Накопления осадков нет. Толща воды, находящаяся в гидродинамическом режиме, начинает достигать выступающих частей рельефа морского дна...

... Начинается региональный размыв осадков – основной геологический результат регрессии моря. Так как осадки еще не успели седиментизироваться (уплотниться), то они размываются легко. Часть осадков перерастворяется, а часть переотмучивается и переходит в водную среду. Остаточным продуктом размыва являются ...пески..., «плащом» покрывающие размытую поверхность различных пластов. (Например, песчаные пласты девона на Русской платформе от Урала до Белоруссии и от Саратовской области до Республики Коми). Причем, формирование этих песков происходит одновременно (одновременно, однодневно и т.д.)... не в береговой зоне, а по всему региону (бассейну).

В зоне действия законов гидродинамики, т.е. на вершинах подводных островов формируются пласты крупнозернистых песков, т.к. здесь идет активная сортировка, а на склонах этих островов, соответственно – средне-мелкозернистые пески, затем – алевролиты, а в межостровных пространствах – глины. **Это и есть закон фациального замещения осадков по латерали.**

Размыв осадков в прежнем бассейне, следовательно и формирование здесь песков, будет происходить до тех пор, пока не накопится определенная толща осадков в новом бассейне. Поскольку уровень моря по закону сообщающихся сосудов устанавливается единым для нового и прежнего бассейнов, то накопление осадков в новом бассейне приводит к подъему уровня моря в обоих бассейнах, Таким образом, в прежнем бассейне постепенно начинает восстанавливаться уровень накопления осадков и начинается накопление... одновозрастных осадков в обоих бассейнах.

Важно отметить, что постепенное восстановление уровня накопления осадков в прежнем бассейне будет отмечаться столь же постепенной сменой литологических разностей осадков в вертикальном разрезе. Снизу вверх эта смена выразится в следующем виде: пески (крупно-, - средне-, - мелкозернистые); пески алевролитистые; алевролиты песчаные; алевролиты; алевролиты глинистые; глины алевролитистые; глины; глины известковистые (мергели); известняки глинистые (доломиты); чистые известняки и гидрхимические осадки.

На рис. 4 приведена принципиальная схема накопления осадков различного литологического состава в пространстве (по латерали) и во - времени (в вертикальном разрезе). Ее следует рассматривать как теоретический разрез. Но очень часто нам приходится описывать разрезы, отличающиеся от теоретического.

Необходимо отметить, что одной из трудных задач геологии является определение возраста песчаных пластов, т.к. в них нет фаунистической характеристики. Как видно из вышеизложенного, формирование песков происходит под действием законов гидродинамики. В этих условиях обитание морских организмов, ведущих донный прикрепленный образ жизни, конечно же, исключено,

Но возможность определения возраста этого песчаного пласта прекрасная. Возраст песчаного пласта равен возрасту отложений..., накопленных в новом бассейне.

Рассмотрим вкратце и вариант г).

Как видно из рисунка, в этом варианте вода полностью покидает морской бассейн. На бывшем морском дне устанавливается... континентальный режим, длительность которого также будет равна возрасту накопленных осадков в новом бассейне. Возврат моря будет в результате накопления осадков в новом бассейне. Возврат моря приведет к уничтожению осадков, накопленных в континентальных условиях. Если часть континентальных отложений сохранится, то отличить их от морских отложений помогает характер наслоения. Накопление осадков в континентальных условиях происходит не по гидростатическим, а по гидродинамическим законам. Поэтому здесь литологические разности пород располагаются как угодно.

Как видно, формирование осадочных пород, как геологический процесс, происходит по природным законам.

Итак, мы рассмотрели и установили природные причины формирования магматических, метаморфических, эффузивных и осадочных горных пород. Других видов горных пород, как известно, в природе нет. Формирование всех видов горных пород происходит по обыкновенным (давно известным) законам природы.

- Раз сами горные породы формируются по известным законам природы, то геологические структуры в этих породах... **формируются тоже законами природы.**

Рассмотрим, как с помощью законов природы описываются причины формирования геологических структур в породах, описанных выше.

Несмотря на то, что к настоящему времени Геологией установлены многочисленные типы и виды структур атектонического характера, тектонические движения считаются главной причиной формирования геологических структур.

Как видно из вышеизложенного, формирование самих горных пород и геологических структур в них происходит одновременно. Законы природы не позволяют отделить эти два процесса друг от друга.

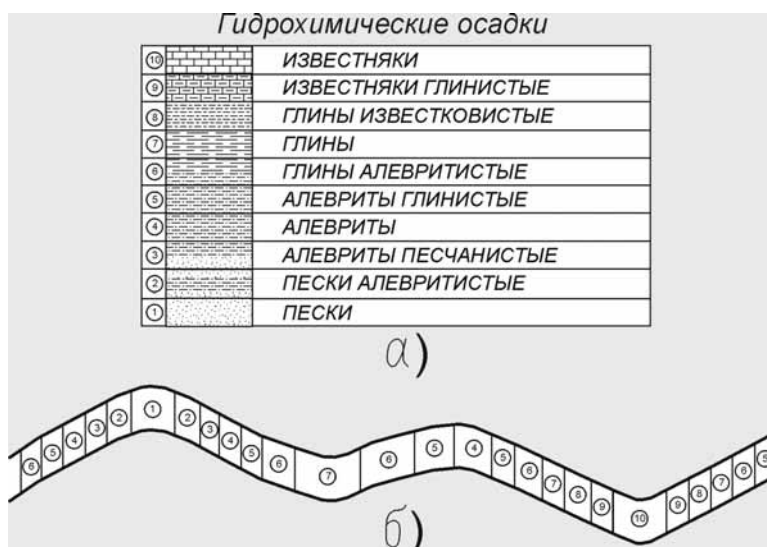


Рис.4. Принципиальная схема накопления осадков по закону Архимеда и сообщающихся сосудов.

Так, например, структуры магматических пород (лакколлиты, лапполиты, дайки), являющиеся принадлежностью этих пород, образовались в результате магматизма, т.е. тепловой энергии магмы и никакого отношения не имеют к тектоническим движениям.

Такие геологические структуры в гранитосфере (в кристаллическом фундаменте) как блоки метаморфизованных магматических пород и ограничивающие эти блоки трещины и разломы, образованы в результате метаморфизации (остывания) этих пород и не имеют никакого отношения к тектоническим движениям.

В породах осадочного происхождения формируются структуры облекания рельефа морского дна, эрозионные останцы, рифы и др., которые никакого отношения к тектоническим движениям не имеют.

Во всех типах горных пород геологические структуры могут формироваться землетрясениями. Но землетрясения – совершенно самостоятельные геологические процессы и никак не связаны с тектоническими движениями (горообразованием).

Тектонические движения ставились в основу причин трансгрессии и регрессии моря. Но, как оказалось, и эти геологические процессы могут обходиться без тектонических движений.

Тектоника и тектонические движения объясняют причины формирования горных систем, в пределах которых все пласты осадочных пород смяты в складки (дислоцированы), осложнены разрывными нарушениями... и пронизаны магматическими горными породами. Отсюда и основной вывод тектоники: что, все эти геологические структуры сформированы тектоническими движениями. Поэтому такие горные системы в геологии получили название геосинклинальных областей или подвижных областей, в которых, дескать, происходили периодические опускания и воздымания земной коры.

Территории, где пласты осадочных пород залегают горизонтально и не смяты в складки, получили название платформы, где проявились не вертикальные тектонические движения, а горизонтальные, что служило теоретической основой трансгрессии и регрессии моря.

На основании законов природы рассмотрим механизм формирования геологических структур на примере геологического развития Уральской геосинклинальной области и Русской платформы. Но прежде отметим общие и отличительные черты геологического строения этих двух провинций.

Общим для этих двух провинций является только один признак: одинаковый (палеозойский) возраст осадочных пород, что свидетельствует о том, что эти отложения накопились в пределах одного и того же морского бассейна. Следовательно, эти две геологические провинции развивались совместно и имеют одинаковую геологическую историю накопления осадков.

Остальные признаки сильно отличаются друг от друга:

- Одновозрастные пласты на Урале смяты в складки, а на Русской платформе эти же пласты залегают горизонтально.

- На Урале породы этих пластов метаморфизованы, а на Русской платформе нет.

- На Урале эти пласты пронизаны магматическими породами, а на Русской платформе – нет.

- На Урале под осадочными породами нет гранитосферы, а на Русской платформе осадочные породы накопились на гранитосфере (на породах кристаллического фундамента).

Исходя из этих данных историю геологического развития можно описать следующим образом.

После первого магматизма, происходившего на Русской платформе в архейское время, образовалось первое море непосредственно в пределах гранитосферы (в пониженной части рельефа этой сферы), которая нам известна

под названием «Московская синеклиза». В этом море накопились первые осадочные породы – железистые кварциты (джеспилиты).

В этой же синеклизе началось накопление первых осадочных пород протерозойского времени, с явными признаками появления живого организма на планете (сине-зеленые водоросли).

Но уже к верхнепротерозойскому времени море заполнилось осадками и вода начала вытесняться. Перелив воды происходил в первую очередь по узким расщелинам в гранитосфере, образованным в результате его остывания (метаморфизации). Такими расщелинами были Пачелмский (Рязано-Саратовский), Серноводско-Абдуллинский авлакогены (борозды). Перелив воды оставил явные «улики». Все эти борозды заполнены континентальными отложениями; рифейская (бавлинская) серия протерозоя.

Наибольшие мощности этих отложений накопились «в устье» Серноводско-Абдуллинского авлакогена, т.е. вблизи западных границ современного Урала (или на восточном склоне гранитосферы Русской платформы).

Аналогичный процесс образования гранитосферы в доархейское время происходил, как известно, и в пределах Восточно-Сибирской платформы.

Поэтому в палеозойское время морское пространство образовалось между этими платформами и занимало территорию современных Уральских гор и Западной Сибири. Дно этого моря состояло из пород базальтового слоя.

На породах базальтового слоя началось накопление первых осадочных отложений архея, протерозоя, кембрия, силура и ордовика. А в среднедевонское время, накопленными осадками вода постепенно вытеснялась в пределы Русской платформы. Механизм вытеснения воды становится более понятным и ясным в том случае, если мы внесем некоторое уточнение в приведенную на рис. 3 принципиальную схему.

Как известно, уровень моря на самом деле имеет не горизонтальную поверхность, как это изображено на рис. 3, а поверхность сфероида. Именно поэтому вытеснение воды осадками происходит во все стороны и по этой же причине мы сегодня имеем «пятна» разновозрастных пород на различных территориях.

Накопление разновозрастных осадков в пределах Западной Сибири, Урала и Русской платформы шло до конца нижнепермского времени.

В конце нижней перми произошел второй палеозойский этап магматизма.

Но, поскольку базальтовый слой был занят слоями осадочных пород палеозоя, то магма здесь не смогла образовать гранитный слой, подобный гранитному слою на Русской платформе.

Часть тепловой энергии магмы затратилась на метаморфизацию осадочных пород палеозоя в пределах Западной Сибири. А часть энергии быстро разгрузилась в узкой полосе меридионального простирания, создав, таким образом, современные Уральские горы. Магма под действием тепловой энергии, смяла слои осадочных пород в складки, выдавливая вверх, создала из них горы и даже прорывалась наружу.

Вполне понятно, что при этом и вытеснялась и сама вода из морского бассейна. Но даже в этом вытеснении законы природы работают с великолепной точностью: объем вытесненной воды равняется объему... внедренной магмы.

Однако результаты этого магматизма сильно отличаются от результатов предыдущего (доархейского) магматизма. Отличие состоит в том, что эта магма не могла создать гранитный слой. Она внедрилась... в слои осадочных пород, пропитанных морской минерализованной водой и... в саму эту воду. Для неравновесной термодинамической системы (для магмы) такая среда явилась идеальной природной физико-химической лабораторией... в которой она синтезировала совершенно новые минералы и горные породы, которых нет и быть не может, например, в гранитосфере Русской платформы. Только этим, и никаким другим, фактором объясняются минеральные богатства Урала и других горных систем, получивших название в геологии «геосинклинальные области».

Вполне понятно, что в результате этого магматизма увеличивается объем воды в гидросфере и газов в атмосфере.

Несомненно и то, что главным физическим параметром магмы, конечно же, был параметр температуры, достигающей первых тысяч градусов. В кипящей водной среде эта температура привела к метаморфизации осадочных пород без доступа кислорода, а в поверхностных условиях – к простому обжигу этих пород. Обожженные породы легко поддавались разрушению и вытесняющейся водой сносились на Русскую платформу, Именно из обожженных и разрушенных пород накопились... красноцветные отложения верхней перми на Русской платформе,

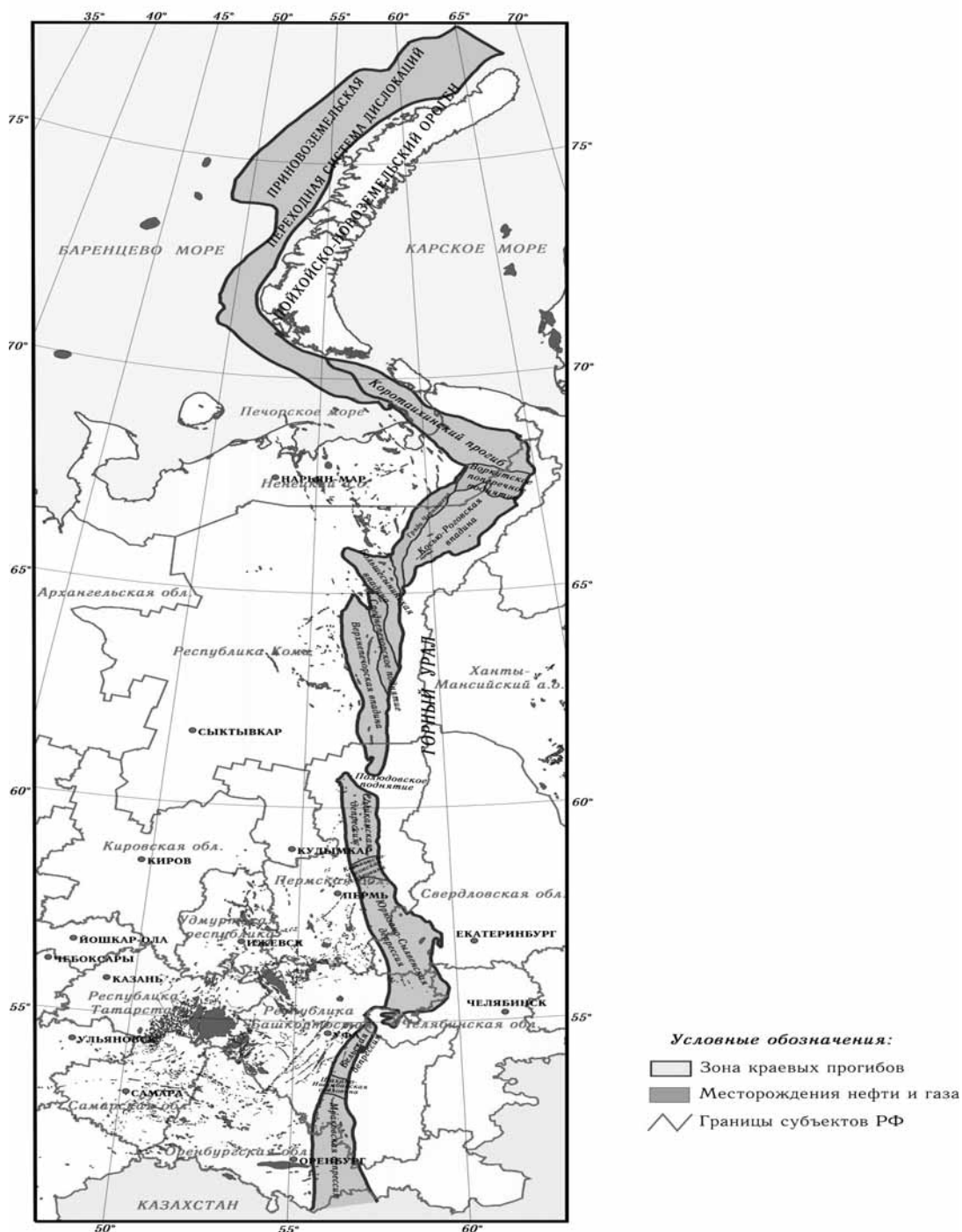
Поскольку все пласты содержали морскую воду, то они по физическому состоянию были пластичными и легко смялись в складки, внедряющейся магмой. Вполне понятно, что процесс смятия пластов в складки сопровождался с образованием разрывных нарушений, сбросами, взбросами и надвигами. Все эти процессы привели к тому геологическому строению горных пород и геологических структур, которое мы имеем сегодня на Урале.

Как видно, все геологические структуры Урала и сама горная система сформировались ... **не тектоническими движениями, а тепловой энергией магмы палеозоя.**

Надо отметить, что геология была очень близка к истине, когда она установила совпадение этапов магматизма с этапами тектогенеза. Ошибка состояла в том, что эти два геологических процесса отделяли друг от друга; магматизм и магму рассматривали как причину формирования магматических пород, а тектонические движения – как причину формирования геологических структур. А законы природы однозначно показывают, что магматизм и тектонические

движения – это единый геологический процесс, обусловленный единой (тепловой) энергией. Пример формирования Урала показал лишь достоверность этого доказательства.

Не вступая в схоластические споры противоборствующих антогонистических направлений биогенного и абиогенного происхождения УВ отметим, что второй этап палеозойского магматизма, по-нашему мнению, во многом определил пространственное размещение месторождений УВ востока Русской плиты и части Западной Сибири, прилегающей к Уральской геоклинальной области (рис.5). В этих условиях геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генезис УВ, могла получить идеальные условия для своей реализации. Указанными обстоятельствами можно объяснить низкую нефтегазоперспективность западных районов Русской платформы и одновременно высокую нефтегазоперспективность Предуральяского краевого прогиба и Предновоземельской переходной системы дислокаций.



Обзорная карта района работ.

Масштаб 1:10 000 000
100 0 100 200 300 400 км

Рис.5. Пространственное размещение месторождений УВ востока Русской платформы.

Теперь рассмотрим, как формировались геологические структуры на Русской платформе в тех же палеозойских отложениях, что и на Урале.

Согласно законам природы, все структуры кристаллического фундамента обязаны своим происхождением доархейскому этапу магматизма.

Начиная с архейского времени до среднего девона породы и геологические структуры кристаллического фундамента подвергались континентальному разрушению, которое происходило на фоне периодических землетрясений. А возможность землетрясений, по законам природы, появляется только после этапа магматизма. Поэтому накопление осадков на породах кристаллического фундамента происходило на фоне периодических землетрясений (моретрясений),

И нет никакого сомнения в том, что моретрясения оказывают громадное влияние на накопление осадков. Моретрясения могут привести к изменению формы рельефа морского дна, где происходит накопление осадков.

Рассмотрим, к каким результатам могут привести моретрясения:

- происходит разрушение геологических структур в накопленной части разреза;
- происходит формирование нового рельефа морского дна.

Следующий этап формирования структур будет соответствовать этому рельефу:

- происходит изменение глубины моря и соответственно места действия законов гидростатики и гидродинамики, следовательно, резкое отличие литологического состава пород в вертикальном разрезе от теоретического разреза;
- происходит изменение условий для жизнедеятельности морских организмов, ведущих прикрепленный образ жизни и т.д

Причем все эти изменения происходят... мгновенно, за первые десятки секунд, а не за... миллионы лет, как мы считали ранее.

Покажем возможности решения только нескольких теоретических и практических геологических задач на основе этой информации. Так, например, разрез, представленный на рис. 4, полностью согласуется с законами гидростатики и гидродинамики и поэтому достоверность его высокая.

Но все-таки он теоретический. На практике, как известно, мы описываем разрезы не только не соответствующие теоретическому разрезу, но и в самом различном сочетании литологических разностей пород.

Теперь уже ясно, в чем причина отклонения фактического разреза от теоретического. Резкое изменение литофации в вертикальном разрезе и по латерали обусловлено резким изменением условий накопления осадков. Изменение условий накопления осадков, в свою очередь, обусловлено внезапным (резким) проявлением землетрясения. Это приводит к изменению мест действия законов гидростатики и гидродинамики; размыв меняется накоплением, а накопление – размывом. Поэтому, в «теоретический» разрез вводится совершенно внезапная, мгновенная и неожиданная поправка. Причем эта поправка вводится не только там, где происходит моретрясение, а ... по всему морскому бассейну, т.к. происходит перераспределение одного и того же объема воды, которое мы наблюдаем в виде цунами, и происходит это... в одном и том же пространстве (морском бассейне), имеющем различные глубины. Это изменение немедленно сказывается на облике литологических разностей отложений как в пространстве, так и в вертикальном разрезе одновременно! Например, рифогенное сооружение, которое формировалось в результате накопления рифостроящихся организмов. В том случае, когда в результате перераспределения объема воды глубина над ними уменьшается и сооружение остается в зоне действия волн, то оно подвергается немедленному физическому разрушению волнами. А если глубина увеличится, то рифы окажутся вне досягаемости солнечных лучей и они немедленно погибают, и таким образом формируют рифогенную структуру. На них немедленно начинают накапливаться глубинные (пелагические) осадки, например, глины. А эту поверхность столь же быстро облюбовывают морские организмы – глубоководные. Происходит таким образом не только моментальное изменение литофации, но и фаунистической характеристики, которую мы ложно можем принять за смену стратиграфии. Промежуток времени, за который происходит эта смена настолько мал, что о смене стратиграфии речи быть не может.

Другими словами, одно и тоже моретрясение в одном месте приводит к формированию погребенных рифовых структур, а в другом – к их разрушению, Причем, и тот и другой процесс происходят одновременно.

Таким образом, накопление осадков и формирование геологических структур в пределах платформ – геологический процесс – одновременный. Другими словами, геологические структуры осадочного чехла – это форма залегания этих осадков согласно рельефу морского дна. Формирование всех структур (погребенные выступы фундамента, структуры облекания, рифы, останцы, аккумулятивные тела и др.) происходит исключительно только под действием законов гидростатики и гидродинамики. Вот почему мы имеем постепенное уменьшение амплитуд геологических структур вверх по разрезу в пределах платформ.

Изменение рельефа морского дна приводит не только к изменению условий накопления осадков, но и к несоответствию структурных планов между пластами.

Следы минувших землетрясений на Русской платформе обнаруживаются по многочисленным признакам. Особенно интенсивно они проявились в конце пашийского и в начале кыновского периодов в девоне. Они образовали большое количество так называемых грабенообразных прогибов., как правило, контролирующих размещение залежей нефти в отложениях девона.